

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Энергорайон № 1 «Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча».....	16
2.1.2 Энергорайон № 2 «Западная часть энергосистемы Амурской области»	18
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	20
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	20
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	24
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	24
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	24
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	28
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	29

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	29
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	32
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	33
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	34
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	36
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	36
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 Амурской области.....	40
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	45
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	47
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	49
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	50
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	51
7.1	Основные подходы.....	51
7.2	Исходные допущения.....	52
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	55
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	56
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	58
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	62
	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.....	63
--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АТГ	–	автотрансформаторная группа
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧ	–	высокочастотный
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИПР	–	инвестиционная программа развития
ИРМ	–	источник реактивной мощности
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПРД/ПРМ	–	передатчик/приемник
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
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	– управляемый шунтирующий реактор
ФКУ	– фильтро-компенсирующее устройство
ФОЛ	– фиксация отключения линии электропередачи
ФОСШ	– фиксация отключения системы (секции) шин
ЦП	– центр питания
ШР	– шинный разъединитель
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	– 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 Амурской 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 Амурской 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 Амурской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

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

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

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

- филиал АО «ДРСК» Амурские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Амурской области;

- Забайкальская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» – предприятие, осуществляющее функции по удовлетворению потребностей ОАО «РЖД» в электрической энергии, покупке, передаче и распределении электрической энергии другим филиалам ОАО «РЖД», присоединенным к электрическим сетям ОАО «РЖД»;

- Дальневосточная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» – предприятие, осуществляющее функции по удовлетворению потребностей ОАО «РЖД» в электрической энергии, покупке, передаче и распределении электрической энергии другим филиалам ОАО «РЖД», присоединенным к электрическим сетям ОАО «РЖД».

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Амурской области связана с энергосистемами:

- Хабаровского края и Еврейской автономной области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт.;

- Забайкальского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

- Республики Саха (Якутия) (Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

- Китайской Народной Республики: ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Амурской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	504,7
Объекты ВСТО-2 (НПС-20,21,23,24,26,27,29)	118,4
Более 50 МВт	
ООО «Атлас Майнинг» (АО «Покровский рудник»)	59,7
ООО «Атлас Майнинг» (ООО «Албынский рудник» и ООО «Маломырский рудник»)	51,5
Более 10 МВт	
ООО «ГЭХ Инжиниринг» (Амурский ГПЗ)	42,4
АО «КРДВ» (ООО «МЭЗ «Амурский»)	15,9
ООО «Березитовый рудник»	15,4
АО «ЦЭНКИ» (космодром «Восточный»)	11,9
ООО «Амурский ГХК»	11,8
АО «Амуруголь» (разрез «Ерковецкий»)	11,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области на 01.01.2023 составила 4307,0 МВт, в том числе: ГЭС – 3660,0 МВт, ТЭС – 647,0 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная мощность которых превышает 5 МВт 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 Амурской области, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4307,0	–	–	–	–	4307,0
ГЭС	3660,0	–	–	–	–	3660,0
ТЭС	647,0	–	–	–	–	647,0

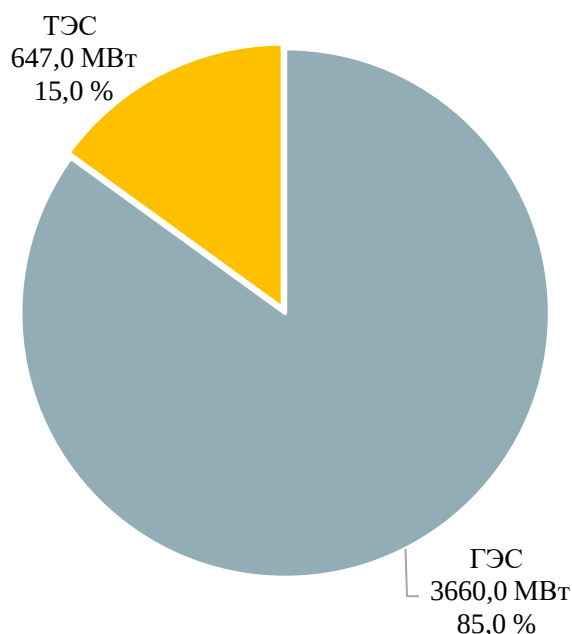


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области по состоянию на 01.01.2023

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

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

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

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8430	8863	9124	9602	10069
Годовой темп прироста, %	1,49	5,14	2,94	5,24	4,86
Максимум потребления мощности, МВт	1391	1467	1470	1653	1618
Годовой темп прироста, %	1,02	5,46	0,20	12,43	-2,12
Число часов использования максимума потребления мощности	6060	6042	6207	5810	6223
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	18.12 04:00	27.12 12:00	22.01 04:00	23.12 11:00	22.12 03:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-25,5	-30,7	-23,9	-30,6	-25,6

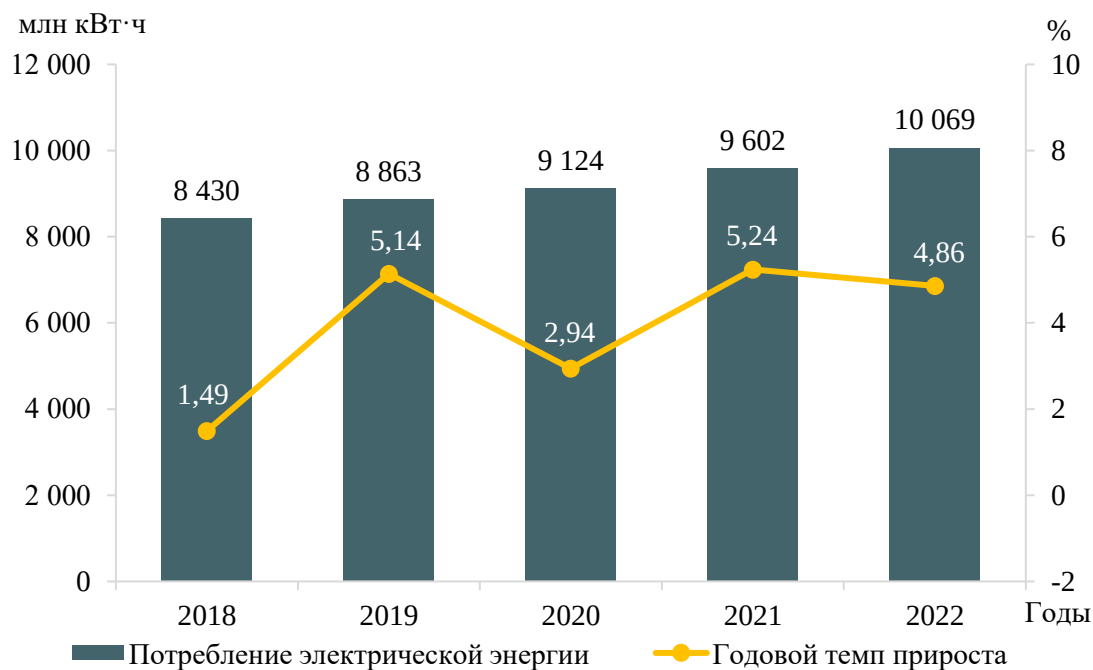


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2018–2022 годов

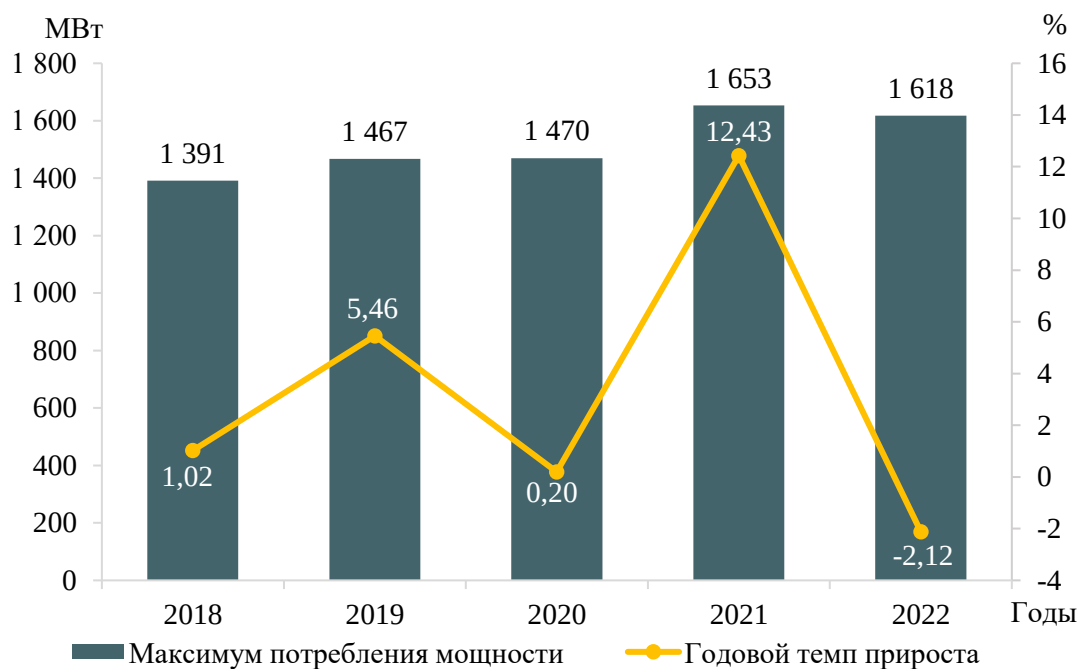


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы по Амурской области и годовые темпы прироста за период 2018–2022 годов

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области увеличилось на 1763 млн кВт·ч и составило в 2022 году 10069 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,92 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,24 % в 2021 году, наименьший прирост зафиксирован в 2018 году и составил 1,49 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области вырос на 241 МВт и составил 1618 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,28 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,43 % в 2021 году, что обусловлено ростом потребления мощности в промышленном секторе, а также низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2022 году и составило -2,12 %, что обусловлено более высокой температурой наружного воздуха в день прохождения максимума потребления мощности по сравнению с предшествующим годом.

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

- запуском в эксплуатацию Амурского газоперерабатывающего завода;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-2 ООО «Транснефть-Дальний Восток»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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 Амурской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Амурской 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	220 кВ	Строительство заходов на ПС 220 кВ Свободненская ТЭС от ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная протяженностью 15 км	ПАО «Россети»	2018	15 км
2	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1 протяженностью 268 км	ПАО «Россети»	2018	268 км
3	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки на ПС 220 кВ НПС-23 протяженностью 5 км с образованием ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 и ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки	ПАО «Россети»	2019	4,93 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск на ПС 220 кВ НПС-26 протяженностью 9 км с образованием ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	ПАО «Россети»	2019	2,26 км
5	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Ледяная на ПП 220 кВ Зея протяженностью 9 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Зея и ВЛ 220 кВ Зея – Ледяная	ПАО «Россети»	2019	9,02 км
6	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки на ПС 220 кВ НПС-23 протяженностью 5 км с образованием ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 и ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки	ПАО «Россети»	2019	4,78 км
7	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск на ПС 220 кВ НПС-26 протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	ПАО «Россети»	2019	2,01 км
8	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная с отпайкой на Свободненскую ТЭС на Свободненскую ТЭС протяженностью 16 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Ледяная и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 1	ПАО «Россети»	2019	15,72 км
9	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Ледяная на ПП 220 кВ Зея протяженностью 9 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Зея и ВЛ 220 кВ Зея – Ледяная	ПАО «Россети»	2019	9,24 км
10	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная протяженностью 173,65 км	ПАО «Россети»	2019	173,65 км
11	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 протяженностью 4,3 км	АО «ДРСК»	2020	4,31 км
12	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 2 протяженностью 4,3 км	АО «ДРСК»	2020	4,31 км
13	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки – КС-7 № 2 протяженностью 9 км	АО «ДРСК»	2020	9,21 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка на Свободненскую ТЭС протяженностью 45 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2 и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Новокиевка	ПАО «Россети»	2020	45,03 км
15	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 2 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
16	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 3 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
17	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 4 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
18	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Новокиевка на ПС 220 кВ Строительная протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Строительная	ПАО «Россети»	2021	2,26 км
19	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки – КС-7 № 1 протяженностью 8,61 км	АО «ДРСК»	2021	8,61 км
20	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Лопча – Тында протяженностью 159,4 км	ПАО «Россети»	2022	159,4 км
21	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Лопча – Хани протяженностью 280,6 км	ПАО «Россети»	2022	280,6 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 Призейская с установкой ШР 220 кВ мощностью 100 Мвар	ПАО «Россети»	2018	1×100 Мвар
2	220 кВ	Строительство ПП 220 кВ Зея	ПАО «Россети»	2019	–
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-7а с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×10 МВА
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-23 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый	Абонентская	2019	2×25 МВА
5	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-26 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый	Абонентская	2019	2×25 МВА
6	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Рудная с автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2019	1×63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	220 кВ	Установка автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА на Свободненской ТЭС	ПАО «ОГК-2»	2019	1×125 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ КС-7 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×10 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Маслозавод с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×25 МВА
10	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Строительная с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×40 МВА
11	220 кВ	Реконструкция Свободненской ТЭС с установкой трех автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «ОГК-2»	2021	3×125 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Амурской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон № 1 – «Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча»;
- энергорайон № 2 – «Западная часть энергосистемы Амурской области».

2.1.1 Энергорайон № 1 «Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча»

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1 «Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча».

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 1 «Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в схеме ремонта 1С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино (ремонт ШР-220 1С ОВ, отключены со стороны ПС 220 кВ Сковородино: КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1; ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т, ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан) установившийся режим не существует (напряжение на шинах 220 кВ ПС 220 кВ транзита Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча ниже МДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Установка ИРМ ¹⁾ на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т мощностью не менее 80 Мвар	Отсутствуют	Отсутствуют
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 31 МВт	Установка устройств АОСН ¹⁾ на ПС 220 кВ Бам/т	Отсутствуют	Отсутствуют

Примечание – ¹⁾ С учетом выполнения следующих мероприятий: строительство ПП 500 кВ Агорта (установка двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар) с реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 (5,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 1 (352 км), реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 (4,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 2 (357 км), строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия (280 км), строительство ПС 500 кВ Даурия (установка одной АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой мощностью 167 МВА, одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар), строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино (2 км), реконструкция ВЛ 220 кВ, присоединенных к ПС 220 кВ Сковородино для подключения к ПС 500 кВ Даурия, предусмотренных ИПР Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, с реализацией в 2024 году, установка на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т ИРМ и создание на ПС 220 кВ БАМ/т устройства АОСН нецелесообразны.

2.1.2 Энергорайон № 2 «Западная часть энергосистемы Амурской области»

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2 «Западная часть энергосистемы Амурской области».

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 2 «Западная часть энергосистемы Амурской области»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме 2С-220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП на величину до 193,6 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 193,6 МВт	Реализация мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС. Строительство ПП 500 кВ Агорта (установка двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар) с реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 (5,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 1 (352 км), реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 (4,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 2 (357 км), строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия (280 км), строительство ПС 500 кВ Даурия (установка одной АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой мощностью 167 МВА, одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар), строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино (2 км), реконструкция ВЛ 220 кВ, присоединенных к ПС 220 кВ Сковородино для подключения к ПС 500 кВ Даурия	Отсутствуют	1. Реализация мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС. 2. Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый. 3. Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 4. Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая. 5. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т. 6. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т. 7. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т. 8. Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-24,1
	20.06.2018	14,9
2019	18.12.2019	-25
	19.06.2019	14,8
2020	16.12.2020	-25,9
	17.06.2020	15,2
2021	15.12.2021	-25,7
	16.06.2021	18,3
2022	21.12.2022	-30,7
	15.06.2022	19,0

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

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

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

2.2.1.1 АО «ДРСК»

Рассмотрены предложения АО «ДРСК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной

перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – 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} , МВ А	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 Волково	110	T1	ТДТН-10000/110У1	115/38,5/11	10	1972	78	6,13	6,05	5,48	5,50	7,62	4,54	2,21	1,79	1,17	1,36	1,15
			T2	ТДТН-10000/110У1	115/38,5/11	10	1975	75	6,13	6,05	5,48	6,06	9,22	4,54	2,21	1,79	1,93	1,92	2,4

Таблица 10 – 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 Волково	T1	ТДТН-10000/110У1	1972	78	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T2	ТДТН-10000/110У1	1975	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 11 – 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, к В	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 Волково	2022	16,84	ПС 110 кВ Волково	Амур (Хэйлунцзян) в г. Благовещенске Филиал КОО	№ 0343-ТП	09.02.2017	2024	2,95	0,0	0,4	1,18	18,89	18,91	19,23	19,23	19,23	19,23
				ПС 110 кВ Волково	Амур (Хэйлунцзян) в г. Благовещенске Филиал КОО	№ 0364-ТП	17.02.2017	2024	1,75	0,566	0,4	0,592						
				ПС 110 кВ Волково	Агрофирма АНК ЗАО	№ 0226/23-ТП	10.03.2023	2025	3,3	1,8	10,0	0,3						
				ПС 110 кВ Волково	ТУ на ТП менее 670 кВт (56 шт.)			2024	1,477	0,142	0,22–10,0	0,133						
				ПС 35 кВ Куропатино	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,126	0,076	0,22–10,0	0,005						
				ПС 35 кВ Лозовое	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,364	0,012	0,22–10,0	0,035						
				ПС 35 кВ Садовое	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,028	0,0	0,22–0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Николаевка	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,003	0,0	0,22	0,0						

ПС 110 кВ Волково.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, составит 110,8 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -30,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,55 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,39 МВА).

Согласно информации от АО «ДРСК» в соответствии с ТУ на ТП ЗАО «Агрофирма «АНК» (от 20.02.2023 № 15-09/67/0226 заявленной мощностью 3,3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

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 [1].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,84 + 2,39 + 0 - 3,55 = 15,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130,7 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волково ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волково расчетный объем ГАО составит 3,68 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью не менее 15,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ДРСК».

Необходимый 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 на территории Амурской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

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

Мероприятия по обеспечению электроснабжения тяговых подстанций второго этапа развития Восточного полигона железных дорог открытого акционерного общества «Российские железные дороги».

В целях обеспечения электроснабжения тяговых подстанций второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД», в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 30 сентября 2018 года № 2101-р, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

- строительство ПП 500 кВ Агорта с реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 1, реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 2, строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км (1×280 км), установка на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый;

- строительство ПС 500 кВ Даурия с установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА и установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар (1×501 МВА, 1×ШР- 180 Мвар);

- строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая;

- реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т;

- реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;

– реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;

– реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында.

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

Необходимый срок реализации мероприятий – 2024 год.

Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности длительной устойчивой параллельной синхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), энергосистемой Амурской области и Южно-Якутским районом электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), включающим Алданский и Нерюнгринский районы (ОЭС Востока), а также с энергосистемами двух зарубежных государств: Республики Казахстан и Республики Монголия.

ОЭС Востока граничит с электроэнергетическими системами ОЭС Сибири: Иркутской области и Забайкальского края, а также с энергосистемой Китайской Народной Республики.

Вследствие недостаточной пропускной способности линий электропередачи 220 кВ, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири для обеспечения длительной устойчивой параллельной синхронной работы, ОЭС Востока работает изолированно от остальной части ЕЭС России. Нормальными точками деления сети являются секционные разъединители 220 кВ на ПС 220 кВ Могоча, линейный разъединитель на ПС 220 кВ Куанда и линейные разъединители на ПС 220 кВ Пеледуй.

В зависимости от складывающейся режимно-балансовой и схемно-режимной ситуации осуществляется перенос точек раздела между ОЭС Сибири и ОЭС Востока в пределах нескольких приграничных подстанций.

Начиная с 2019 года последовательно осуществляется реализация мероприятий по объединению изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. В рамках развития транспортно-инфраструктурных проектов, таких как нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», газопровод «Сила Сибири», построены транзиты 220 кВ, обеспечивающие электроснабжение перекачивающих станций.

В рамках модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали предусмотрено развитие электрических сетей вдоль Северобайкальского участка БАМ и строительство третьей цепи 220 кВ Холбон – Зилово – Могоча.

Вышеуказанное сетевое строительство в совокупности с активным освоением минерально-сырьевой базы в Иркутской области, Республике Бурятия, Амурской области, Забайкальском крае, Республике Саха (Якутия) создают предпосылки для появления технической возможности объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока с минимальными дополнительными затратами.

Для обеспечения объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока в дополнение к уже принятым решениям в рамках плана ускоренной модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали рекомендуется реализация следующих мероприятий:

– строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км;

– строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км.

Кроме того, необходима установка дополнительных устройств противоаварийной автоматики, а также перенастройка действующих устройств РЗА, параметры которых должны уточняться при конкретном проектировании.

После завершения вышеупомянутых мероприятий параллельная синхронная работа ОЭС Сибири и ОЭС Востока будет осуществляться по электрическим связям, входящим во вновь образуемое контролируемое сечение «Восток – Сибирь», в состав которого входят следующие ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11;
- ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11;
- ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1;
- ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча;
- ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар;
- ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча.

Реализация предложенных мероприятий по объединению на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока позволит:

- обеспечить дополнительную передачу электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока в маловодные годы;

- повысить надежность и качество электроснабжения потребителей, прежде всего тяговых транзитов БАМ и Транссибирской магистрали, питание которых в настоящее время осуществляется в консольном режиме вследствие наличия точек раздела;

- обеспечить совместную оптимизацию режимов работы электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Востока в рамках процедур конкурентных отборов выбора состава включенного генерирующего оборудования, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка и распространение всех рыночных механизмов, применяемых в ценовых зонах оптового рынка, на территорию второй неценовой зоны, расположенной на территории Дальнего Востока.

Дальнейшее увеличение пропускной способности линий электропередачи, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири, обеспечивается путем выполнения следующих мероприятий:

- реконструкция ПС 220 кВ Чара со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная);

- реконструкция ПС 220 кВ Тында (Магистральная) со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная);

- строительство ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 570 км;

- строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км;

- строительство ВЛ 500 кВ Даурия – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 157 км.

Мероприятия, необходимые для обеспечения нормативных значений показателей качества электроэнергии.

В целях обеспечения нормативных значений показателей качества электроэнергии, необходимо выполнение следующих мероприятий на территории Амурской области:

– реконструкция ПС 220 кВ Сковородино с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый для присоединения активного фильтро-симметрирующего устройства АФС-24/110.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Амурской области приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Амурской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	2×25 МВА 2×40 МВА	2028	ПАО «Россети»

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

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

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Амурской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Амурский газохимический комплекс	ООО «Амурский ГХК»	0,0	301,0	500	2024 2025	ПС 500 кВ Амурская ПС 220 кВ Новокиевка
2	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	404,6	205,0	220	2024	ПС 220 кВ Аячи/т ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т ПС 220 кВ Большая Омутная/т ПС 220 кВ Сгибеево/т (новая) ПС 220 кВ Уруша/т ПС 220 кВ БАМ/т ПС 220 кВ Сковородино/т ПС 220 кВ Ульручы/т ПС 220 кВ Талдан/т ПС 220 кВ Гонжа/т ПС 220 кВ Магдагачи ПС 220 кВ Сулус/т ПС 220 кВ Чалганы/т ПС 220 кВ Сиваки/т ПС 220 кВ Мухинская/т ПС 220 кВ Шимановская/т ПС 220 кВ Ледяная/т ПС 220 кВ Михайло-Чесноковская/т ПС 220 кВ Белогорск/т ПС 220 кВ Короли/т ПС 220 кВ Завитая/т

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
							ПС 110 кВ Буря/т ПС 220 кВ Карьерный/т ПС 220 кВ Тарманчукан/т ПС 220 кВ Ядрин/т
3	Амурский газоперерабатывающий завод	ООО «Газпром Переработка Благовещенск»	25,1	177,9	220	2023 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 500 кВ Амурская ПС 220 кВ Ледяная ПС 220 кВ Новокиевка
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
4	Объекты комплексного развития г. Свободный	МКУ «Стройсервис» г. Свободный	2,1	21,00854	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 500 кВ Амурская
5	Строительство технической зоны (площадка № 1) объекта 1307	ФКП «Управление заказчика капитального строительства МО РФ»	0,0	10,2	220	2023–2024	ПС 220 кВ Светлая ПС 220 кВ Энергия

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области на период 2024–2029 годов, представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10640	10906	11625	13584	15249	15563	15714
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	266	719	1959	1665	314	151
Годовой темп прироста, %	–	2,50	6,59	16,85	12,26	2,06	0,97

Потребление электрической энергии по энергосистеме Амурской области прогнозируется на уровне 15714 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 6,56 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 1959 млн кВт·ч или 16,85 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 151 млн кВт·ч или 0,97 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенные в таблице 13.

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



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2024–2029 годов

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

- вводом в эксплуатацию Амурского газохимического комплекса и Амурского газоперерабатывающего завода;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- комплексным развитием социальной инфраструктуры;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-1 и ВСТО-2 «Транснефть-Восток».

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1854	1879	2063	2192	2349	2351	2352
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	25	184	129	157	2	1
Годовой темп прироста, %	–	1,35	9,79	6,25	7,16	0,09	0,04
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5739	5804	5635	6197	6492	6620	6681

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области к 2029 году прогнозируется на уровне 2352 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 5,49 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности прогнозируется в 2025 году и составит 184 МВт или 9,79 %, что обусловлено намечаемой реализацией ОАО «РЖД» проекта «Кузбасс-порты Дальнего Востока» и вводом ООО «АГХК»; наименьший прирост ожидается в 2029 году и составит 1 МВт или 0,04 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период уплотняется по сравнению с отчетным периодом. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6681 ч/год.

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

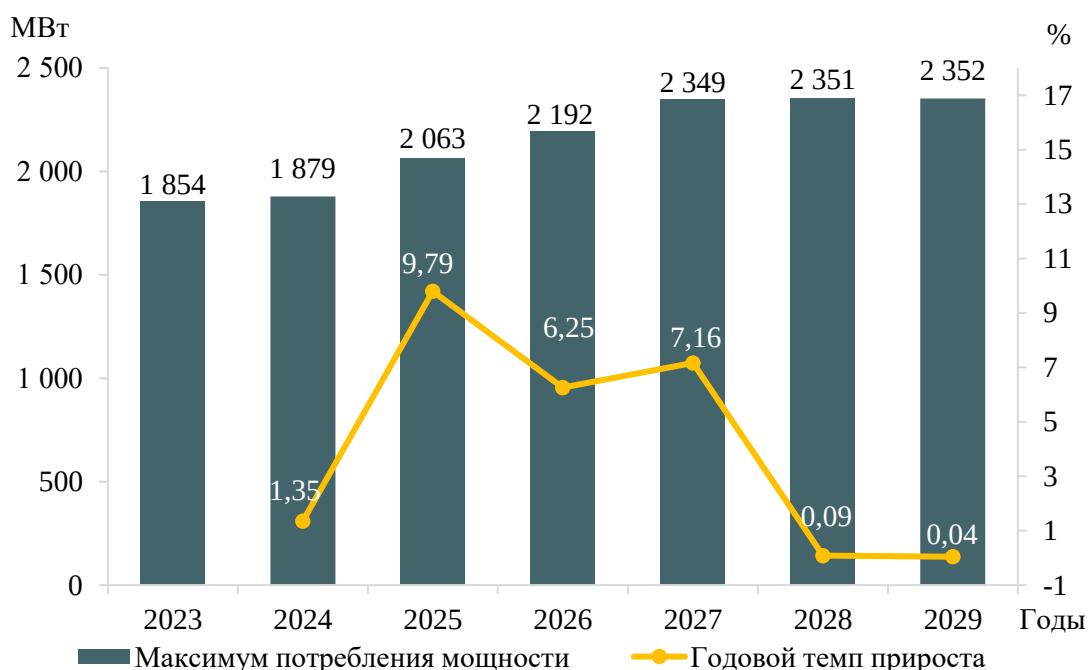


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2024–2029 годов

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 реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Амурской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области в 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 4307 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Амурской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области, представлена на рисунке 6.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	4307	4307	4307	4307	4307	4307	4307
ГЭС	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660
ТЭС	647	647	647	647	647	647	647

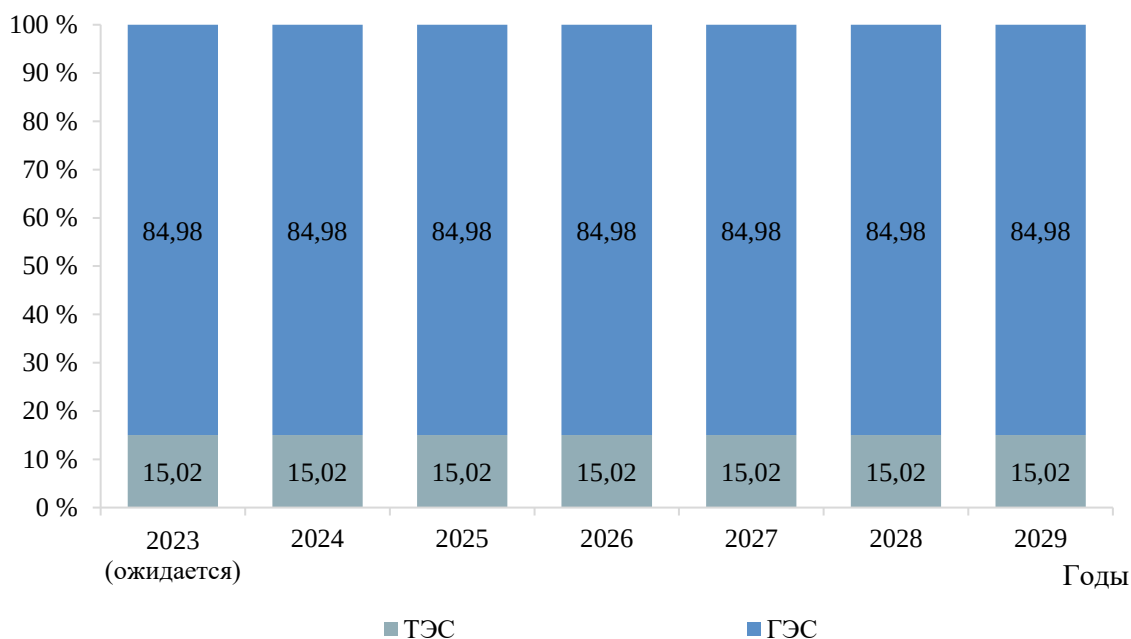


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Амурской 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ 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 ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	280	–	–	–	–	–	280	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 31.05.2023 № 356. 3. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 4. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 5. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия», АО «Полус Алдан»)
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	2×180	–	–	–	–	–	360	
2	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	–	501+167	
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180+60	–	–	–	–	–	180+60	
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	
4	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2	–	–	–	–	–	4	
5	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	–	2	
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	
7	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	–	1,4	–	–	–	–	–	1,4	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реализация мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС ¹⁾	ПАО «Россети»	х	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
		ОАО «РЖД»	х	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
		ПАО «РусГидро»	х	х	х	–	–	–	–	–	–	х	

Примечание – ¹⁾ Мероприятия по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС предусматривают:

- 1) модернизацию на ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Магдагачи УТМ;
- 2) создание на ПС 220 кВ Сковородино и ПС 220 кВ Тында УТМ;
- 3) создание на ПС 220 кВ Гонжа/т устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
- 4) создание на ПС 220 кВ Ульручи/т устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино;
- 5) создание на ПС 220 кВ Сулус/т устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т;
- 6) создание на ПС 220 кВ Тунгала устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
- 7) создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств:
 - ФОСШ 1С 220 кВ;
 - ФОСШ 2С 220 кВ;

- 8) создание на ПС 220 кВ Призейская устройства:
– ФОСШ 1С 220 кВ;
- 9) создание на ПС 220 кВ Сквородино устройств:
– ФОСШ 1С 220 кВ;
– ФОСШ 2С 220 кВ;
- 10) создание на ПС 220 кВ Тында устройств:
– ФОСШ 1С 220 кВ;
– ФОСШ 2С 220 кВ;
- 11) создание на ПС 220 кВ Сквородино устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручы/т – Сквородино;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2;
- 12) создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
- 13) создание на ПС 220 кВ Ключевая устройства:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т;
- 14) создание на ПС 220 кВ Февральская устройства:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
- 15) создание на ПС 220 кВ Призейская устройства:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
- 16) создание на ПС 220 кВ Тында устройств:
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный;
- 17) создание на ПС 220 кВ Дипкун устройств:
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
- 18) создание на ПС 220 кВ Тутаул устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул;
- 19) создание на ПС 220 кВ Призейская устройства:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул;
- 20) создание на ПС 220 кВ Ключевая устройства:
– ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т;
- 21) создание на ПС 220 кВ Сулус/т устройств:
– ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т;
– ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
- 22) создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
- 23) создание на ПС 220 кВ Гонжа/т устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;

- ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
- 24) создание на ПС 220 кВ Ульручи/т устройств:
 - ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
 - ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино;
- 25) создание на Зейской ГЭС устройства:
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская;
- 26) создание на ПС 220 кВ Призейская устройств:
 - ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул;
- 27) создание на ПС 220 кВ Сквородино устройств:
 - ПРД/ПРМ ВЧ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2;
 - ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
 - ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино;
- 28) создание на ПС 220 кВ Тунгала устройств:
 - ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
 - ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
- 29) создание на ПС 220 кВ Тында устройств:
 - ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;
- 30) создание на ПС 220 кВ Нагорный устройств:
 - ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный;
 - ПРД ВОЛС ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный;
- 31) создание на ПС 220 кВ Февральская устройств:
 - ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
- 32) создание на ПС 220 кВ Дипкун устройств:
 - ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
- 33) создание на ПС 220 кВ Тутаул устройств:
 - ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
 - ПРД/ПРМ ВОЛС Призейская – Тутаул.

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 Амурской области

В таблице 18 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Амурской области.

Таблица 18 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Амурской области

№ 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	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	280	–	–	–	–	–	280	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 31.05.2023 № 356. 3. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 4. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 5. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия», АО «Полус Алдан»)	ОАО «РЖД» ООО «Рудник Таборный» ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия», АО «Полус Алдан»	379,251 – – – – –	178,124 20 30 146 57,981 40
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	2×180	–	–	–	–	–	360				
2	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	–	501+167				
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180+60	–	–	–	–	–	180+60				
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Скородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5				
4	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Скородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2	–	–	–	–	–	4				
5	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Скородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	–	2				
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Скородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5				
7	Реконструкция КВЛ 220 кВ Скородино – Тынды № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тынды	ПАО «Россети»	220	км	–	1,4	–	–	–	–	–	1,4				
8	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 80 Мвар	ОАО «РЖД»	220	Мвар	1×80	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	93,037	111,876

№ 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	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
9	Реконструкция ПС 500 кВ Амурская со строительством РУ 110 кВ с двумя ячейками для присоединения ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) I цепь, ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) II цепь	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Стройсервис» города Свободного	МКУ «Стройсервис» города Свободного	–	23,10854
10	Строительство ПС 110 кВ Импульс (Новый ЦП) с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50				
11	Строительство двух ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) ориентировочной протяженностью 1,7 км каждая	АО «ДРСК»	110	км	2×1,7	–	–	–	–	–	–	3,4				
12	Строительство ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурей/т ориентировочной протяженностью 4 км	ОАО «РЖД»	110	км	4	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	22,033	12,99
13	Реконструкция ПС 110 кВ Бурей/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40				
14	Строительство ПП 220 кВ Магистральный	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС	ПАО «РусГидро»	570	450
15	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,4 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×0,4	–	–	–	–	0,8				
16	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×0,5	–	–	–	–	1				
17	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2 со строительством участка до ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,3 км с образованием ВЛ 220 кВ Магистральный – Сковородино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,3	–	–	–	–	0,3				
18	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×191,9	–	–	–	–	383,8				
19	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Магистральный ориентировочной протяженностью 160 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	160	–	–	–	–	160				

№ 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	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
20	Строительство ПП 500 кВ Химкомбинат с двумя независимыми РУ 500 кВ № 1 и РУ 500 кВ № 2	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Амурский газохимический комплекс»	ООО «Амурский газохимический комплекс»	–	301
21	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, № 2 на ПП 500 кВ Химкомбинат ориентировочной протяженностью 10,618 км, 10,540 км, 10,559 км, 10,513 км	ПАО «Россети»	500	км	10,618 10,540 10,559 10,513	–	–	–	–	–	–	42,23				
22	Строительство четырех шинопроводов от ПП 500 кВ Химкомбинат до ПС 500 кВ АГХК ориентировочной протяженностью 2×3,034 км и 2×3,033 км	ПАО «Россети»	500	км	2×3,034 2×3,033	–	–	–	–	–	–	12,134				
23	Строительство ПС 500 кВ АГХК с четырьмя автотрансформаторами 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	ООО «Амурский газохимический комплекс»	500	МВА	4×250	–	–	–	–	–	–	1000				
24	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	1×50	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)	ООО «Удоканская медь» ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»	–	196
		ПАО «Россети»	220	Мвар	–	2×52	–	–	–	–	–	104				
25	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит)	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	–	30
26	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×0,1	–	–	–	0,2				
27	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	км	–	–	–	55	–	–	–	55				
28	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2 ориентировочной протяженностью 279 км	ПАО «Россети»	220	км	279	–	–	–	–	–	–	279	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эльгауголь»	ООО «Эльгауголь»	–	44
29	Строительство ПС 220 кВ Сгибеево/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	16
30	Реконструкция ПС 220 кВ БАМ/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	33,389	10,77
31	Реконструкция ПС 220 кВ Сулус/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,309	18,2
32	Реконструкция ПС 220 кВ Талдан/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	30,344	18,75
33	Реконструкция ПС 220 кВ Михайло Чесноковская/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	32,739	21,35

№ 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	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
34	Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	31,361	17,83
35	Реконструкция ПС 220 кВ Короли/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	27,775	17,25
36	Реконструкция ПС 220 кВ Тарманчук/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	33,944	19,718
37	Реконструкция ПС 220 кВ Ядрин/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	33,785	15,826
38	Реконструкция ПС 220 кВ Сковородино/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	31,782	22,58
39	Реконструкция ПС 220 кВ Карьерный/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	25,762	25,734
40	Строительство шинопровода от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Карьерный/т ориентировочной протяженностью 0,3 км	ОАО «РЖД»	220	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3				
41	Строительство КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП ориентировочной протяженностью 60 км	ПАО «Россети»	220	км	60	–	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»	ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»	49	–
42	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1 на ПП 220 кВ Золотинка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Рудник Таборный»	ООО «Рудник Таборный»	–	20
43	Реконструкция ПС 110 Игнатьево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АБС Благовещенск»	ООО «АБС Благовещенск»	–	3
44	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Агрофирма АНК»	ЗАО «Агрофирма АНК»	1,8	1,5

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также 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	Реконструкция ПС 220 кВ Тында (Магистральная) со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	3×167+167	501+167	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	–	1×180+60	180+60	
2	Строительство ВЛ 500 кВ Даурия – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 157 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	157	157	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 570 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	570	570	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
4	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	324	–	324	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
5	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	280	–	–	–	–	–	280	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 31.05.2023 № 356. 3. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 4. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 5. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия», АО «Полюс Алдан»)
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	2×180	–	–	–	–	–	360	
6	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	–	501+167	
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180+60	–	–	–	–	–	180+60	
7	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2	–	–	–	–	–	4	
8	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	–	2	
9	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	
10	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	
11	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	–	1,4	–	–	–	–	–	1,4	
12	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	2×25 2×40	–	130	Реновация основных фондов
13	Реконструкция ПС 220 кВ Сковородино с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый для присоединения активного фильтро-симметрирующего устройства АФС-24/110	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – 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	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Агрофирма «АНК»

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 Амурской 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) 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 [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Амурской 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 Амурской области осуществляют свою деятельность 10 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «ДРСК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 89 % в суммарной НВВ сетевых организаций Амурской 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 Амурской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «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 тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

¹ Приказ Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 28.11.2022 № 145-пр/э.

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. 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 21.

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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 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 Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 28.11.2022 № 146-пр/э (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Амурской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] 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 Амурской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Амурской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Амурской области, принимаемого на основании

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).

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 22.

Таблица 22 – 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 Амурской области по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-4,8 %	4,1 %	4,0 %	2,4 %	2,7 %	1,3 %

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

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

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

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

определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который 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 Амурской области представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Амурской 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:	1150	1480	1635	1584	1872	1872
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	60	63	66	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1605	1796	2000	1911	2346	2346

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Амурской 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 24 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 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Амурской 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.	13,4	14,2	15,1	16,0	16,6	17,3
НВВ	млрд руб.	13,4	14,4	15,3	16,0	16,9	17,6

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0	0,1	0,2	0,0	0,3	0,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3
Среднегодовой темп роста	%		102	102	103	102	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3
Среднегодовой темп роста	%		103	102	102	103	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0	0,02	0,03	0,00	0,03	0,04

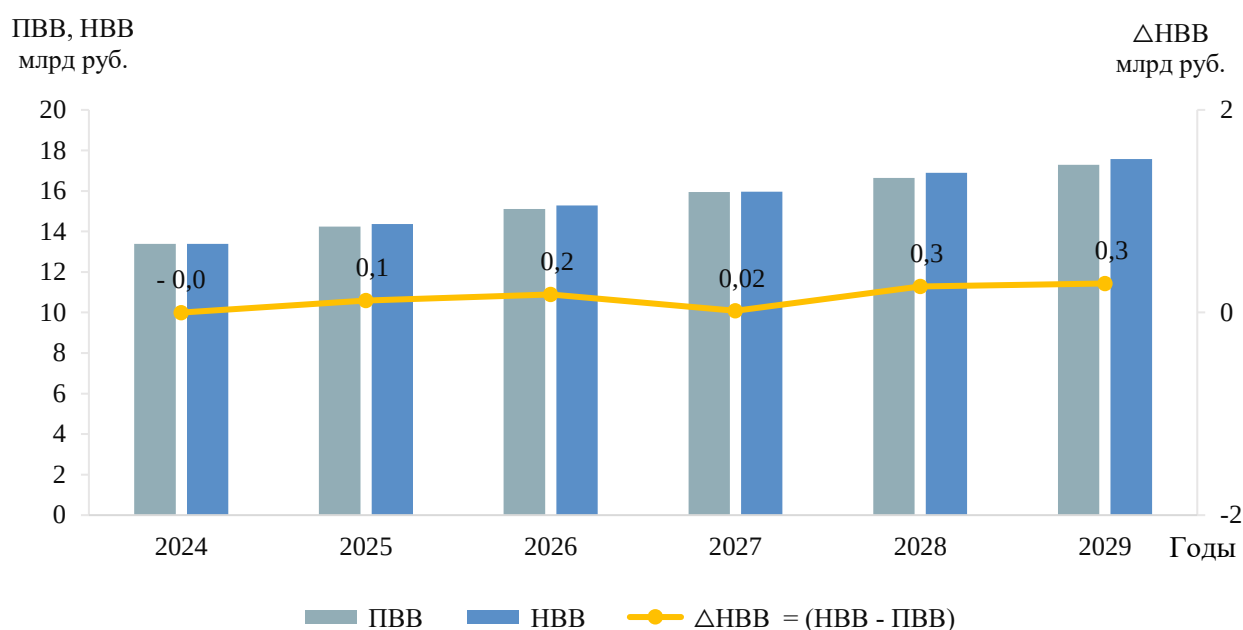


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Амурской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Амурской 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 Амурской 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 и 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 1,0 и 1,6 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.

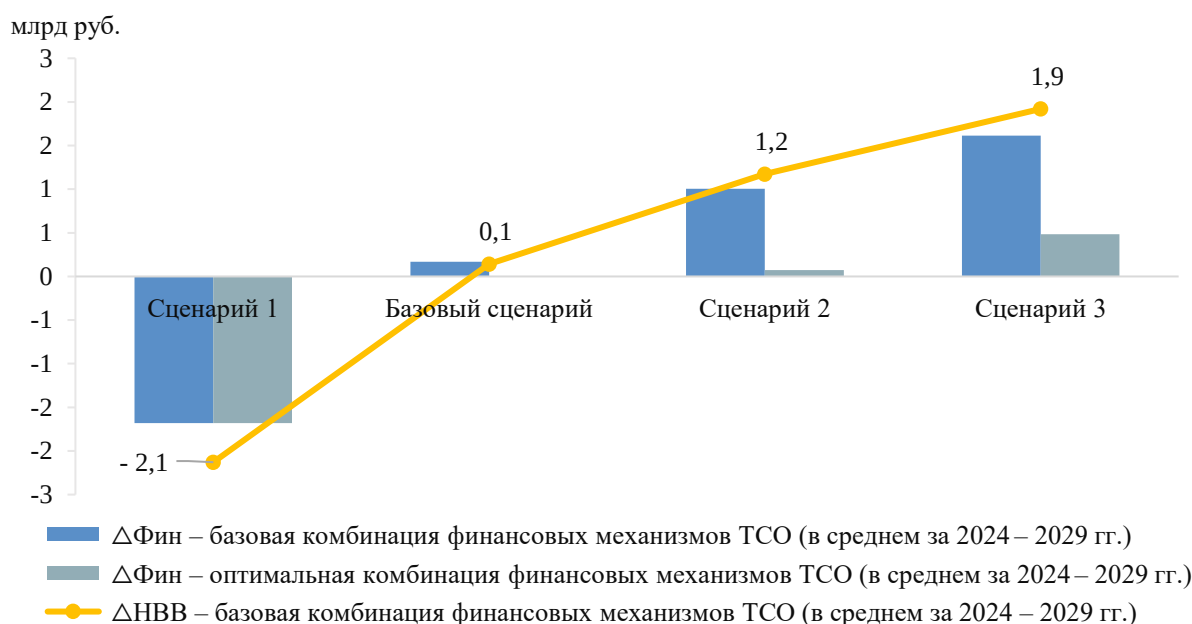


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – 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	11 %	13 %	13 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	53 %	69 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	22 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии за счет изменения финансовых механизмов (таблица 25). В сценарии 2 и 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 Амурской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Амурской 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 мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Амурской области оценивается в 2029 году в объеме 15714 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 6,56 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области к 2029 году увеличится и составит 2352 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,49 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5635–6681 ч/год.

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области в 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 4307 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 2345,564 км, трансформаторной мощности 2666,4 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (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 перемаркировки), вводом 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 Амурской области													
Зейская ГЭС	ПАО «РусГидро»			—									
		1	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		2	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		3	Д-45-2556-В-600		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		4	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		5	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		6	Д-45-2556-В-600		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
Установленная мощность, всего		—	—		1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	
Благовещенская ТЭЦ	АО «ДГК»			Уголь, мазут									
		1	ПТ-60/75-130/13-7		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	Т-120/140-12,8-2		124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	
Райчихинская ГРЭС	АО «ДГК»			Уголь, мазут									
		6	К-50-90-3		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		7	П-33/50-90/8		33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	
Бурейская ГЭС	ПАО «РусГидро»			—									
		1	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		2	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		3	РО-140/0943-В-615		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		4	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		5	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		6	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
Установленная мощность, всего		—	—		2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	
Нижне-Бурейская ГЭС	ПАО «РусГидро»			—									
		1	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		—	—		320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	
Свободненская ТЭС	ООО «Свободненская ТЭС»			Газ									
		1	ПК-80-130/16		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПК-80-130/16		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	

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 Амурской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029					
1	Амурской области	Амурская область	Реализация мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	828,17	486,72	
2			ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	–				
3			ПАО «РусГидро»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	–	х				2023
4	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	280	–	–	–	–	–	–	280	2024	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 31.05.2023 № 356. 3. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы	39548,68	30176,86
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	2×180	–	–	–	–	–	–	360				
5	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167 +167	–	–	–	–	–	–	501+1 67	2024			
					500	Мвар	–	1×180 +60	–	–	–	–	–	–	180+6 0				
6	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2	–	–	–	–	–	–	4	2024			
7	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	–	–	2	2024			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
8	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	2024	энергосистемы за пределы допустимых значений. 4. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
9	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	2024			
10	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	–	1,4	–	–	–	–	–	1,4	2024			
11	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Тында (Магистральная) со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	3×167 +167	501+1 67	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	6131,28	6131,28
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	–	1×180 +60	180+6 0	–			
12	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 500 кВ Даурия – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 157 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	157	157	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	11483,82	11483,82

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
13	Забайкальского края, Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 570 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	570	570	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	35626,84	35626,84
14	Забайкальского края, Амурской области	Забайкальский край, Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	324	–	324	2028 ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	11274,26	11274,26
15	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	228,11	228,11
16	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т- 2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	–	Реновация основных фондов	13550,91	13475,5
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	2×40	–	80				

№ 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				
17	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Сковородино с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый для присоединения активного фильтро-симметрирующего устройства АФС-24/110	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1501,9	1483,6

Примечания

- 1
¹⁾
Необходимый год реализации – 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. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.
- 2
²⁾
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, 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 либо Министерства 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.
- 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.