

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

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА САХАЛИНСКОЙ
ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.3 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 35 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
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	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ и выше	16
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 35 кВ и выше, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 10 (6) кВ	29
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	29
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	29
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИТЭС	32
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше	32
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 35 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	33

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	34
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	34
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	36
3.3	Прогноз потребления мощности.....	37
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	38
4	Результаты расчетов балансовой надежности.....	41
5	Прогнозные балансы электрической энергии и мощности.....	42
5.1	Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования	42
5.2	Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней и гарантированной величинах выработки ГЭС	43
5.3	Балансы мощности и электрической энергии энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей	43
6	Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики, включающий потребность тепловых электростанций в органическом топливе на среднесрочный период.....	46
7	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	48
7.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 35 кВ и выше....	48
7.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 электроэнергетической системы Сахалинской области.....	48
7.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИГЭС	51
7.4	Мероприятия в электрической сети 35 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	51
8	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	53

9	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	54
10	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	55
10.1	Основные подходы	55
10.2	Исходные допущения.....	56
10.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	59
10.3	Результаты оценки тарифных последствий	60
10.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	61
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	64
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	65
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	67
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	68

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВЭБ	–	выключатель элегазовый баковый
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДЭС	–	дизельная электростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КРУН	–	комплектное распределительное устройство для наружной установки
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
СВМ	–	схема выдачи мощности
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

Т	–	трансформатор
т у.т.	–	тонна условного топлива
ТИТЭС	–	технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТС	–	телесигнал
ТСН	–	трансформатор собственных нужд
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность трансформатора
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 937 [1], электроэнергетическая система Сахалинской области включает в себя совокупность расположенных на территории г. Южно-Сахалинск, Углегорского, Ногликского и Холмского районов Сахалинской области Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, Сахалинской ГРЭС, Томаринской ТЭЦ, Ногликской ГЭС, Холмской ТЭЦ и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетической системы Сахалинской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

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

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше электроэнергетической системы Сахалинской области на период до 2030 года, в том числе:

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Электроэнергетическая система Сахалинской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ и обслуживает территорию Сахалинской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Сахалинской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 35 кВ и (или) выше:

– филиал «Распределительные сети» ПАО «Сахалинэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории Сахалинской области;

– филиал «Дальневосточный» АО «Оборонэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35 кВ на территории Сахалинской области;

– МУП «Электросервис» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35 кВ на территории Сахалинской области;

– 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 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей электроэнергетической системы Сахалинской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт ¹⁾
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «Совхоз «Тепличный»	16,6
ООО «СУР»	12,4

Примечание – ¹⁾ Средневзвешенная величина электрической мощности за 2023 год.

1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Сахалинской области на 01.01.2024 составила 634,7 МВт на ТЭС.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Сахалинской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	623,2	–	–	–	11,5	634,7
ТЭС	623,2	–	–	–	11,5	634,7

1.3 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии в электроэнергетической системе Сахалинской области в 2023 году составило 2762,4 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	2541,8	2609,4	2580,7	2625,8	2762,4
ТЭС	2541,8	2609,4	2580,7	2625,8	2762,4

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Сахалинской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Сахалинской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2542	2609	2581	2626	2762
Годовой темп прироста, %	4,05	2,64	-1,07	1,74	5,18
Максимум потребления мощности, МВт	445	447	450	440	488
Годовой темп прироста, %	7,23	0,45	0,67	-2,22	10,91

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5712	5837	5736	5968	5660
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	31.12 19:00	31.12 19:00	31.12 19:00	21.12 19:00	31.12 19:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-5,4	-12,2	-13,4	-11,8	-15,8

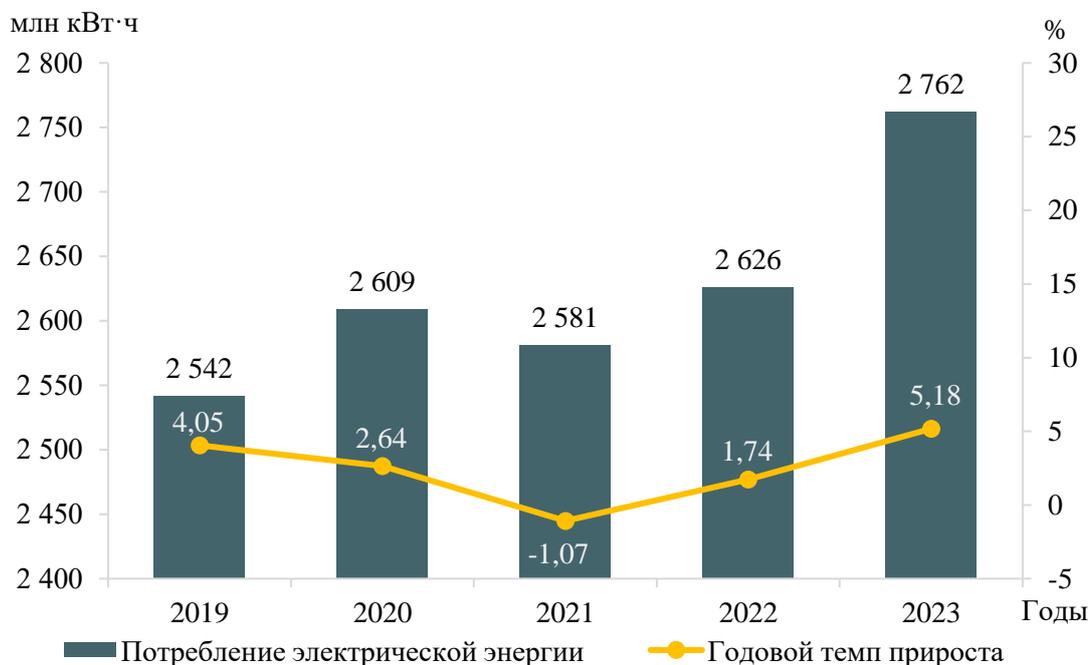


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области и годовые темпы прироста

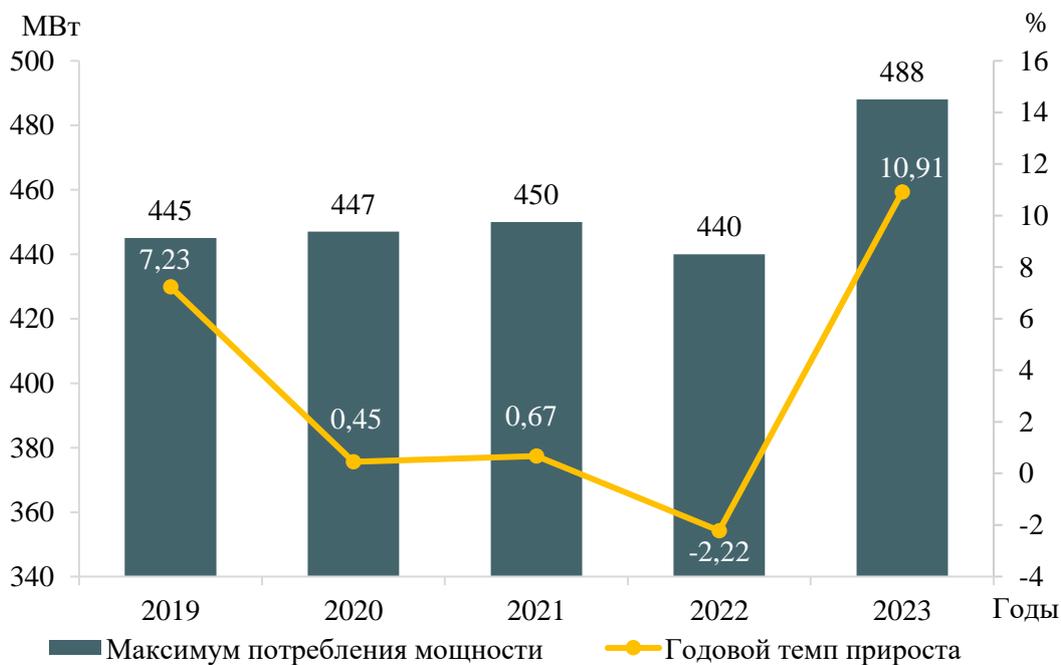


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области увеличилось на 319 млн кВт·ч и составило в 2023 году 2762 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,48 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,18 % в 2023 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2021 году и имело отрицательное значение 1,07 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области вырос на 73 МВт и составил 488 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,29 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,91 % в 2023 году, что обусловлено низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности и ростом потребления на предприятиях рыбопромышленного комплекса; наибольшее снижение мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 2,22 %.

Исторический максимум потребления электроэнергетической системы Сахалинской области был зафиксирован в 1991 году в размере 523 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Сахалинской области обуславливалась следующими факторами:

- увеличением потребления предприятиями по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, а также рыбопромышленном комплексе;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 35 кВ и выше в ретроспективном периоде

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская с отпайкой на ПС Углегорская I цепь (С41) (II цепь (С42)) до ПС 110 кВ Майская ориентировочной протяженностью 0,05 км каждая	ООО «ВГК ТС»	2023	2×0,05 км
2	110 кВ	Реконструкция КВЛ-110 кВ С-11 путем увеличения протяженности линии на 1,108 км от опоры №58 до №63 до ПС «Южная»	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×1,08 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ С-21 Холмск – ПС «Холмск-Южная» – замена провода АС на АСК в пролетах оп. №1–11, №21–36, замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм ² на участке опор №18–21	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	1×3,09 км
4	110 кВ	Реконструкция ВЛ-110 кВ С-22 ПС «Холмск-Южная» – ПС «Невельск» замена провода АС на АСК на участках опор: № 29–40 (4,8 км трассы); № 1–16 (3,7 км трассы), замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм ² на участках опор № 40–64 (7,1 км трассы), № 16–21 (2,2 км), замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм ² на участке опор № 64–71 (2,1 км трассы) – замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником на участках опор № 71–83 (3,262 км трассы)	ПАО «Сахалинэнерго»	2020, 2021	1×9,1 км 2,02 км
5	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ С11 с переводом в кабельное исполнение участка ВЛ протяженностью 1,72 км. Реконструкция ВЛ 110 кВ С12 с переводом в кабельное исполнение участка ВЛ протяженностью 1,48 км	ПАО «Сахалинэнерго»	2019, 2022	1×1,72 км 1×1,48 км
6	35 кВ	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Т-121» ПС 35/10 «Дачная» – ПС 35/10 «Тамбовка» протяженностью 12,56 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×12,56 км
7	35 кВ	Реконструкция ВЛ-35 кВ Т-126 «ПС Хомутово-2 110/35/10 – ПС Олимпия 35/10 кВ» с переводом в кабельное исполнение участка от опоры № 20 до опоры 27, строительство временной обводной линии Т-126 протяженностью 1,35 км	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×1,35 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	35 кВ	Реконструкция 2-х цепной ВЛ 35 кВ Т-127, Т-128, ПС «Южная» – ПС «Аралия» 2,05 км	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	2×2,05 км
9	35 кВ	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Т-132» ПС 35/10 «Тамбовка» – ПС 35/10 «Чапаево» протяженностью 5,84 км с заменой провода на антигололедный расчетного сечения	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×5,84 км
10	35 кВ	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-150 ПС «Хомутово» – ПС «Хомутово-2» с заменой провода на провод АЕРО-Z-177, монтажом второй цепи 35 кВ	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	1×1,31 км
11	35 кВ	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-406 ПС Шахтерская – ПС Ударновская (3,97 км)	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×3,97 км
12	35 кВ	Реконструкция воздушной линии электропередачи ВЛ-35 кВ Т-127, Т-128 от ПСТ «Южная» до ПСТ «Аралия» с переводом в кабельное исполнение на участке от ПС «Южная» до переключающего пункта КВЛ 35кВ отпайки на ПС «Горная Деревня» (протяженность 1,63 км)	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	2×1,63 км
13	35 кВ	Строительство ВЛ 35 кВ ПС Шахтерская – ПС Бошняково	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	1×63,25 км
14	35 кВ	Строительство двух КЛ 35 кВ Хомутово-2 – Горизонт ориентировочной протяженностью 3,81 км каждая	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	2×3,81 км
15	35 кВ	Строительство КВЛ 35 кВ ПС 35/10 «Радиоцентр» – ПС 35/10 «Охотская»	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×27,88 км
16	35 кВ	Строительство двух КЛ 35 кВ 19,06 км ПС 110 кВ Южная – ПС 35 кВ Горная деревня	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	2×19,06 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Краснопольская с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/35 кВ мощностью 32 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×63 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Майская с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «ВГК ТС»	2023	2×16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	220 кВ	Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС Шахтерская 110/35/10/6 кВ (замена двух силовых трансформаторов 15 МВА и 16 МВА на 2×25000/110/35/6)	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×25 МВА
4	35 кВ	Реконструкция ОРУ-35 кВ ПС Березняки 35/10 кВ (замена двух силовых трансформаторов 2,5МВА на два силовых трансформатора 6,3МВА)	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	2×6,3 МВА
5	35 кВ	Реконструкция ПС «Стародубская» 35/10 кВ с заменой трансформатора Т1 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	1×4 МВА
6	35 кВ	Реконструкция ПС «Тамбовка» 35/10 кВ замена трансформатора Т1 мощностью 1МВА на 2,5 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	2022	1×2,5 МВА
7	35 кВ	Строительство ПС 35/10 кВ «Горная деревня» с двумя трансформаторами мощностью 10 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	2×10 МВА
8	35 кВ	Строительство ПС Тельновская-2 с трансформатором 1 МВА. Строительство ПС Лесогорская-2 с трансформатором 1,6 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	2021	1×1 МВА 1×1,6 МВА
9	35 кВ	Реконструкция ПС «Дальняя 35/6 кВ» с установкой 2-х трансформаторов 6300/35/6 кВ	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×6,3 МВА
10	35 кВ	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Юго-Западная путем замены трансформатора Т1 мощностью 20 МВА на 40 МВА с увеличением мощности на 20 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	2023	1×40 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности)

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

На территории Сахалинской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ и выше

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 35 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 [2].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	н/д
	19.06.2019	н/д
2020	16.12.2020	-8
	17.06.2020	10
2021	15.12.2021	-6
	16.06.2021	12
2022	21.12.2022	-10,8
	15.06.2022	15,2
2023	20.12.2023	-9,6
	21.06.2023	13,3

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], исходя из следующих критериев:

для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного

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

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

2.2.1.1 ПАО «Сахалинэнерго»

Рассмотрены предложения ПАО «Сахалинэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 35 кВ Городская	35/10	T1	35/10	10	5,64	4,98	4,94	5,62	5,88	6,39	6,43	8,09	6,43	2,74	–
			T2	35/10	10	4,17	7,56	3,71	4,25	4,65	0,00	0,00	0,00	0,00	2,36	–
2	ПС 35 кВ Соловьевка	35/10	T1	35/10	2,5	1,46	1,70	1,58	2,04	2,75	1,04	1,06	0,90	1,06	1,13	Перевод нагрузки невозможен
			T2	35/10	1,6	0,52	0,57	0,63	0,71	0,605	0,00	0,33	0,26	0,33	0,38	
3	ПС 35 кВ Лесная	35/10	T1	35/10	2,5	1,72	2,08	1,84	2,5	2,32	0,96	1,47	1,56	1,47	1,33	Перевод нагрузки невозможен
			T2	35/10	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,11	
4	ПС 35 кВ Троицкая	35/10	T1	35/10	6,3	2,04	1,29	1,21	1,41	2,12	0	0	0	0	0	Перевод нагрузки невозможен
			T2	35/10	6,3	2,83	3,09	4,05	5,18	3,43	3,39	4,54	3,19	4,54	3,18	
5	ПС 35 кВ Первомайская	35/6	T1	35/6,3	10	5,29	6,19	6,83	6,8	7,5	4,19	5,67	5,39	5,67	2,35	0,5
			T2	35/6,3	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	ПС 220 кВ Углезаводская	220/35/10	T1	220/35/10	20	6,8	13,04	9,88	15,01	9,848	12,36	9,79	7,12	9,88	12,68	5,0
			T2	220/35/10	20	9,03	3,14	5,32	7,37	9,48	0	3,44	9,7	5,32	0	
7	ПС 110 кВ Луговая	110/35/10	T1	115/38,5/11	40	24,52	22,79	29,40	16,81	23,53	13,54	20,30	20,20	29,40	19,16	5,14
			T2	115/38,5/11	40	14,48	19,17	18,42	12,76	26,87	14,96	16,10	13,45	18,42	9,55	
8	ПС 35 кВ Тамбовка	35/10	T1	35/10	2,5	0,16	0,62	0,78	2,37	2,23	0,06	0,14	0,30	0,00	0,94	Перевод нагрузки невозможен
9	ПС 110 кВ Корсаковская	110/35/10	T1	110/35/10	40	19,46	19,98	18,53	19,02	20,36	29,19	13,10	11,64	18,53	9,07	9,7
			T2	110/35/10	40	20,71	14,41	22,87	24,50	20,12	0,00	16,67	17,49	22,87	17,52	
10	ПС 110 кВ Петропавловская	110/35/10	T1	35/10	2,50	0,00	2,50	0,00	0,00	0,00	1,60	2,50	0,00	0,00	0,00	–

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С							
						-20	-10	0	10	20	30	40	
1	ПС 35 кВ Городская	T1	ТДНС-10000/35/10	2013	98	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТДНС-10000/35/10	2013	98	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 35 кВ Соловьевка	T1	ТМ-2500/35/10	1988	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМН-1600/35/10	2001	89	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 35 кВ Лесная	T1	ТМН-2500/35/10	2018	98	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМ-2500/35/10	2019	96	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
4	ПС 35 кВ Троицкая	T1	ТМ-6300/35/10	1974	86	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМН-6300/35/10	2007	78	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
5	ПС 35 кВ Первомайская	T1	ТМН-10000/35/6	2017	95,00	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМН-6300/35/6	2015	95,00	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
6	ПС 220 кВ Углезаводская	T1	ТДТНГУ-20000/220/35/10	1970	90	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82	
		T2	ТДТНГУ-20000/220/35/10	1966	86	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82	
7	ПС 110 кВ Луговая	T1	ТДТН-40000-110/35/10	2016	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08	
		T2	ТДТН-40000-110/35/10	2017	65,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82	
8	ПС 35 кВ Тамбовка	T1	ТМН-2500/35/10	2022	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	
9	ПС 110 кВ Корсаковская	T1	ТДТН-40000/110/35/10	2003	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08	
		T2	ТДТН-40000/110/35/10	2011	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08	
10	ПС 110 кВ Петропавловская	T1	ТМН-2500/35/10	1974	93	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	
1	ПС 35 кВ Городская	2020 / зима	12,54	ПС 35 кВ Городская	ТУ для ТП менее 670 кВт (18 шт.)			2024	0,765	0,150	0,22–0,38	0,062	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	
2	ПС 35 кВ Соловьевка	2023 / зима	3,355	ПС 35 кВ Соловьевка	ТУ для ТП менее 670 кВт (66 шт.)			2024	1,203	0,05	0,22–0,38	0,115	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	
					ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,406	0,086	0,38	0,032							
3	ПС 35 кВ Лесная	2022 / зима	2,50	ПС 35 кВ Лесная	ТУ для ТП менее 670 кВт (91 шт.)			2024	2,534	0,33	0,22–0,38	0,220	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	
4	ПС 35 кВ Троицкая	2022 / зима	6,59	ПС 35 кВ Троицкая	ТУ для ТП менее 670 кВт (122 шт.)			2024	4,148	0,255	0,22–0,10	0,389	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	
					ООО «СЗ «Арт Эль»	20.08.2021	29423	2024	2,500	0,000	0,38	1,000							
5	ПС 35 кВ Первомайская	2023 / зима	7,5	ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,440	0,018	0,4	0,042	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	
6	ПС 220 кВ Углезаводская	2022 / зима	22,38	ПС 220 кВ Углезаводская	ТУ для ТП менее 670 кВт (16 шт.)			2024	1,395	0,000	0,22–10	0,140	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	
				ПС 35 кВ Быков	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,412	0,015	0,22–0,38	0,040							
				ПС 35 кВ Долинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (93 шт.)			2024	2,813	0,060	0,22–0,10	0,275							
				ПС 35 кВ Сокол	ТУ для ТП менее 670 кВт (38 шт.)			2024	1,498	0,265	0,22–0,10	0,123							
				ПС 35 кВ Стародубская	ТУ для ТП менее 670 кВт (22 шт.)			2024	0,849	0,020	0,22–0,38	0,083							
				ПС 35 кВ Эверон	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,400	0,100	0,38	0,030							
7	ПС 110 кВ Луговая	2023 / зима	50,4	ПС 35 кВ Науки	ООО «Сахалинский агропромышленный парк»	08.12.2020	26964	2024	7,000	0,000	10	4,9	56,95	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	
					МКУ «УКС» города Южно-Сахалинска	19.12.2019	307	2026	1,923	0,000	0,38	0,769							
					ООО Специализированный Застройщик «ЛОТОС»	13.09.2023	091	2026	1,150	0,000	0,38	0,460							
					МКУ «УКС» города Южно-Сахалинска	19.12.2019	306	2026	5,0253	0,000	0,38	2,010							
				ПС 110 кВ Луговая	АО «УК «Сахалинский индустриальный парк»		28.10.2021	30321	2024	0,700	0,000	10							0,140
				ТУ для ТП менее 670 кВт (23 шт.)			2024	1,632	0,141	0,22–10	0,149								
				ПС 35 кВ Березняки	ТУ для ТП менее 670 кВт (46 шт.)			2024	0,836	0,082	0,22–10	0,075							
				ПС 35 кВ Новая-деревня	ООО СЗ «Рыбоводстрой»	26.05.2021	104	2024	1,09594	0,000	0,38	0,438							
					ООО «САХКОМСТРОЙ»	22.02.2024	015	2026	1,3067	0,000	0,38	0,523							
					ТУ для ТП менее 670 кВт (31 шт.)			2024	1,118	0,273	0,22–0,38	0,085							
				ПС 35 кВ Ново-Александровская	ТУ для ТП менее 670 кВт (51 шт.)			2024	2,088	0,030	0,22–0,38	0,206							
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,44	0,018	0,38	0,042							
				ПС 35 кВ Санаторная	ТУ для ТП менее 670 кВт (24 шт.)			2024	0,484	0,000	0,22–0,38	0,048							
8	ПС 35 кВ Тамбовка	2022 / зима	2,37	ПС 35 кВ Тамбовка	СНТ «ДАЧНИК»	14.07.2022	32580	2024	1,440	0,0	0,38	0,576	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	
					ТУ для ТП менее 670 кВт (329 шт.)			2024	6,015	0,195	0,22–10	0,582							
9	ПС 110 кВ Корсаковская	2022 / зима	43,52	ПС 35 кВ Тамбовка	СНТ «ДАЧНИК»	14.07.2022	32580	2024	1,44	0,0	10	0,576	48,26	48,26	48,26	48,26	48,26	48,26	
					ООО «КАРЬЕР ГОРНЫЙ»	13.04.2023	35709	2024	1,300	0,600	10	0,560							
					ТУ для ТП менее 670 кВт (329 шт.)			2024	6,015	0,195	0,22–10	0,582							
				ПС 110 кВ Корсаковская	Областное казенное учреждение «Дирекция по реализации программ строительства Сахалинской области»	27.10.2022	33615	2024	0,68	0,000	0,4	0,136							
					ТУ для ТП менее 670 кВт (169 шт.)			2024	6,815	0,235	0,22–10	0,658							

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА							
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.		
				ПС 35 кВ Городская	ООО «Корсаковский транспортно-логистический парк»	01.04.2022	31269	2024	1,000	0,000	10	0,400								
								ТУ для ТП менее 670 кВт (18 шт.)	2024	0,765	0,150	0,22–0,38							0,062	
					ПС 35 кВ Агар		ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)	2024	0,120	0,015	0,38	0,011								
					ПС 35 кВ Анивская		ТУ для ТП менее 670 кВт (106 шт.)	2024	2,368	0,109	0,22–0,38	0,226								
					ПС 35 кВ Дачная		ТУ для ТП менее 670 кВт (14 шт.)	2024	0,340	0,000	0,22–0,38	0,034								
						ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)	2025	0,015	0,000	0,22	0,002									
					ПС 35 кВ Лесная		ТУ для ТП менее 670 кВт (91 шт.)	2024	2,534	0,330	0,22–10	0,220								
					ПС 35 кВ Озерская		Департамент Городского Хозяйства Администрации Корсаковского Городского округа	08.12.2022	30015	2024	1,100	0,000							10	0,770
						ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)	2024	0,015	0,000	0,38	0,002									
					ПС 35 кВ Соловьевка		ТУ для ТП менее 670 кВт (66 шт.)	2024	1,203	0,050	0,22–0,38	0,115								
	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)	2025	0,406	0,086		0,38	0,032													
	ПС 35 кВ Чапаево		ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)	2024	0,160	0,000	0,38	0,016												
10	ПС 110 кВ Петропавловская	2020 / зима	2,5	ПС 110 кВ Петропавловская (КРУН-10 кВ)				2024	1,372	0,075	0,22–10	0,130	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64		

ПС 35 кВ Городская.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 12,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{длн}$, на величину до 19,4 %.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,0 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,07 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{персп}^{тр} = S_{макс}^{факт} + \sum S_{ту} \cdot K_{наб} + S_{доп} - S_{срм}, \quad (1)$$

где $S_{ту} \cdot K_{наб}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{доп}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

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

$$S_{персп}^{тр} = 12,54 + 0,07 + 0 - 0 = 12,61 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Городская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 20,1 % (без ТП превышение до 19,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Городская ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Городская расчетный объем ГАО составит 2,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,61 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 35 кВ Соловьевка.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 3,355 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 99,7 % (27,8 %).

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,6 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,16 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,355 + 0,16 + 0 - 0 = 3,515 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Соловьевка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 109,2 % (133,9 %) (без ТП превышение до 27,8 % (99,7 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Соловьевка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35 кВ Соловьевка расчетный объем ГАО составит 1,84 (0,89) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 3,515 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 2,5 МВА и Т-2 1,6 МВА на 2×4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 35 кВ Лесная.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 2,50 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 95,2 % от $S_{\text{длн}}$.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,8 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,50 + 0,24 + 0 - 0 = 2,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Лесная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 4,3 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Лесная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Лесная расчетный объем ГАО составит 0,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 2,74 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×2,5 МВА на 2×4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 35 кВ Троицкая.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 6,59 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 99,6 % от $S_{\text{ддн}}$.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,8 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,39 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,5 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,59 + 1,5 + 0 - 0 = 8,09 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Троицкая, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 22,2 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Троицкая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Троицкая расчетный объем ГАО составит 1,47 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,09 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 35 кВ Первомайская.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 7,5 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2), с учетом перевода нагрузки, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 98,3 % от $S_{\text{ддн}}$.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,6 °С составляет 1,05.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,05 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,50 + 0,05 + 0 - 1 = 6,55 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,0 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 35 кВ Первомайская, оставшегося в работе после отключения Т-1, и составляет 99,0 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Сахалинэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 35 кВ Первомайская с заменой существующего силового трансформатора Т-2 6,3 МВА на 10 МВА).

ПС 220 кВ Углезаводская.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 22,38 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 72,4 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,74 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,38 + 0,74 + 0 - 5 = 18,12 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 75,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 5,0 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 220 кВ Углезаводская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 75,5 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Сахалинэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 220 кВ Углезаводская с заменой существующего силового трансформаторов Т-1 и Т-2 2×20 МВА на 2×25 МВА).

ПС 110 кВ Луговая.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 50,4 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1), с учетом перевода нагрузки, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 94,4 % (90,5 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -9,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25 (1,198).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,14 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 24,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,6 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 50,4 + 10,6 + 0 - 5,14 = 55,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 5,14 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Луговая, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 16,6 % (11,7 %) (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Луговая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 7,94 (5,86) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 55,86 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 35 кВ Тамбовка.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 2,37 МВА. Нагрузка трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 90,3 % от $S_{\text{ддн}}$.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,8 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,46 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,25 МВА).

В соответствии с ТУ на ТП ООО «Карьер Горный» от 21.06.2023 № Исх.-1240.ПЯ предусмотрено мероприятие: «врезка ВЛ-10 кВ 2Л-Тб-10 (инв. 31994) в ВЛ-10 кВ 8Л-Рц-10 с частичным переводом нагрузки с 2Л-Тб-10 на ПС 35 кВ Радиоцентр» (предусматривается на этапе 2024 года). Реализация мероприятия позволяет перевести нагрузку с ПС 35 кВ Тамбовка на ПС 35 кВ Радиоцентр в объеме до 0,9 МВА.

С учетом вышеизложенного, перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,37 + 1,25 + 0 - 0,9 = 2,72 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Тамбовкана, величину до 3,6 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Тамбовка ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 0,095 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 2,72 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 2,5 МВА на 4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Корсаковская.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 43,52 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2), с учетом перевода нагрузки, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 67,6 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 9,7 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 27,48 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,74 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 43,52 + 4,74 + 0 - 9,7 = 38,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 9,7 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего

трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Корсаковская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 71,7 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Сахалинэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Корсаковская с заменой существующего силового трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Петропавловская.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 2,5 МВА. Нагрузка трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 95,2 % от $S_{\text{ддн}}$.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,14 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,5 + 0,14 + 0 - 0 = 2,64 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора (Т-1) составит 100,6 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Петропавловская, на величину до 0,6 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Петропавловская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 0,015 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 2,64 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4,0 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 2,5 МВА на 4,0 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 35 кВ и выше, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 10 (6) кВ

Предложения от сетевых организаций на территории Сахалинской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 35 кВ и выше 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 Сахалинской области, отсутствуют.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 11 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 11 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 11 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ С-12 ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская – ПС 110/35/6 кВ Южная (8,5 км) на участке протяженностью порядка 8,5 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода АС-120/19 на облегченный компактный провод АСк2у 240/39 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении, включая замену арматуры и изоляции
2	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ С-11 ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская – ПС 110/35/6 кВ Южная – ПС 110/35/10 кВ Корсаковская (35 км) на участке протяженностью порядка 35 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода АС-120/19 на облегченный компактный провод АСк2у 240/39 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении, включая замену арматуры и изоляции
3	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ С-55 от ПС Тымовская – ПС Ногликская 115,4 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода АС 240/32 на облегченный компактный провод АСк2у 240/56 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении, включая замену арматуры и изоляции
4	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-502, Т-507 ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская – ПС 35/10 кВ Адо-Тымово – ПС 35/10 кВ Арги-паги протяженностью 61,2 км с полной заменой опор и заменой провода АС-120/19 на облегченный компактный провод АСКу 120/19 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении по всей трассе ЛЭП, включая замену арматуры и изоляции.

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
5	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-112 от ПС Ново-Александровская до ПС Синегорская с заходами на ПС 35/10 кВ Санаторная (22,2 км ВЛ, устройство 2 ячеек с ВЭБ 35 кВ, замена 3 выключателей 35 кВ на ВЭБ 35 кВ), 22,2 км с заменой провода АС-95/19 на облегченный компактный провод АСКУ 120/27 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении, устройство двух ячеек с реклоузерами 35 кВ, ПС Ново-Александровская: замена масляного выключателя в линейной ячейке на реклоузер 35 кВ
6	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-206 ПС Яблочная – ПС Костромская (18,9 км) протяженностью 18,9 км с полной заменой опор и заменой провода АС-120/19 на облегченный компактный провод АСКУ 120/19 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении по всей трассе ЛЭП, включая замену арматуры и изоляции
7	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-325 ПС 35/10 кВ Забайкалец – ПС 35/10 кВ Малиновка (13,2 км) протяженностью 13,2 км с заменой на КЛЭП из сшитого полиэтилена 300 мм одножильный с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой
8	ПАО «Сахалинэнерго»	Строительство КЛ 35 кВ Т-320 ПС Леонидово – ПС Тихменево (10,3 км) протяженностью 10,3 км с заменой на КЛЭП из сшитого полиэтилена 300 мм одножильный с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой
9	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-318 ПС 110/35/10 кВ Поронайская – ПС 35/10 кВ Тихменево (17,6 км) с заменой на КЛ из сшитого полиэтилена 300 мм одножильный с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой протяженность 17,6 км
10	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ-35 кВ Т-109-106 ПС 35/6 кВ Синегорская – ПС 35/6 кВ Быков (26,7 км) протяженностью 26,68 км с полной заменой опор и заменой провода АС-70/19 на облегченный компактный провод АСКУ 120/19 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении по всей трассе ЛЭП, включая замену арматуры и изоляции
11	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ-35 кВ Т-141 ПС 110/35/10 кВ Корсаковская – ПС 35/6 кВ Озерская (25 км) протяженностью 25 км с полной заменой опор и заменой провода АС-70/19 на облегченный компактный провод АСКУ 120/19 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении по всей трассе ЛЭП, включая замену арматуры и изоляции
12	ПАО «Сахалинэнерго»	Строительство КЛ 35 кВ Т-317 ПС Поронайская -ПС Леонидово (22,3 км перевод в КЛ) протяженностью 22,3 км с заменой на КЛЭП из сшитого полиэтилена 300 мм одножильный с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой
13	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ С-13-14 ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская – ПС 110/35/6 кВ Центр-ПС 110/35/6 кВ Промузел (6,5 км) с разделением двухцепной ВЛЭП на одноцепную ВЛЭП и КЛ типа АПвКаПу2г протяженностью 6,5 км каждая и с полной заменой опор с сокращением длины пролетов по всей трассе ЛЭП и заменой провода АААС-Z261 на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции
14	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ПС 220 кВ Тымовская (замена и установка оборудования ОРУ-220 – 3 ячейки, 110 кВ – по схеме 110-9, 35 кВ – 7 ячеек. Установка второго автотрансформатора 220/110/35 63 МВА. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы. Разработка ПСД)

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
15	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ПС 220 кВ Ноглики (демонтаж ОРУ-220 кВ, автотрансформатора 220/110/35 63 МВА, ТМН-6300/35, ТМ-4000/35. Замена ОРУ-35 кВ – 7 ячеек на КРУН-35кВ. Монтаж 2-х трансформаторов 110/35/6 2×25 МВА. Установка двух ячеек 110 кВ. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА)
16	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ОРУ-220кВ ПС Лермонтовка 220/110/35/10 кВ с установкой двух компенсирующих реакторов 220 кВ по 20 Мвар
17	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сахалинская ГРЭС-2 – Углезаводская (102,27 км ВЛ) на участке протяженностью порядка 102,27 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода АС300/39 на облегченный компактный провод АСк2у 240/56 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении
18	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 220 кВ Лермонтовка – Краснопольская (21,5 км ВЛ, замена 3 выключателей 220 кВ на ВЭБ 220 кВ) на участке протяженностью 20,5 км с полной заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный марок АСК2у 240/56, АС 300/67 и АС 500/336, АСк2у-М 300/128, включая замену арматуры и изоляции
19	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 220 кВ Южно-Сахалинская – Холмская 55,7 км с заменой провода АС300/39 на облегченный компактный провод АСк2у 240/56 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении. Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Южно-Сахалинская: замена масляных выключателей СВМ-220 кВ, ВМ-Д9 на элегазовые и шинных опор, РЗА, ТМ. Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Холмская: замена масляного выключателя СВМ-220 кВ на элегазовый и шинных опор, РЗА, ТМ, АЙСКУЭ
20	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сахалинская ГРЭС-2 – Макаровская (78 км) на участке протяженностью порядка 78 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода АС-300/67 на облегченный компактный провод АСк2у 240/56 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении, включая замену арматуры и изоляции
21	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 220 кВ ПС Лермонтовка – ПС Смирных (17 км) на участках опор № 11–37 (9 км) и № 269–300 (8 км) с заменой провода АС-240/39 на облегченный компактный провод АСк2у 240/56 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении
22	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 220 кВ Углезаводская – Южно-Сахалинская (38,2 км) на участке протяженностью порядка 38,2 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.
23	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 220 кВ ПС Чеховская – ПС Холмская (32 км) на участке протяженностью порядка 32 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода АС-240/39 на облегченный компактный провод АСк2у 240/56 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении, включая замену арматуры и изоляции
24	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ВЛ 220 кВ ПС Лермонтовка – ПС Макаровская (44,1 км) на участке протяженностью порядка 44,12 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода АС-300/39 на облегченный компактный провод АСк2у 240/56 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении, включая замену арматуры и изоляции
25	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ПС Правдинская 110/6 кВ (дооборудование ОРУ-110 – 3 ячейки (реконструкция по схеме «заход-выход»). Установка второго трансформатора 110/35/6 – 10 МВА)

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
26	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ПС 35/10 кВ Дачная (замена и установка оборудования КРУН-35 кВ – 6 ячеек, КРУН-10 кВ – 8 ячеек + 2-а ТСН, монтаж второго трансформатора 1,6 МВА. Реконструкция системы оперативного тока, замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА), в т. ч. разработка проектной документации
27	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ПС Молодежная 35/10 кВ (замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ – 3 ячейки, КРУН-10 кВ – 2 ячейки, ТСН. Монтаж второго трансформатора 2,5 МВА)
28	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ПС 220 кВ Холмская (монтаж КРУЭ-220 – 5 ячеек, КРУЭ-110кВ – 6 ячеек, КРУЭ-35 – 7 ячеек, «ретрофит» ячеек ЗРУ-6 кВ – 36 ячеек, 2-а ТСН. Монтаж 2-го трансформатора 110/35/10 40 МВА. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА)
29	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ПС 220 кВ Чеховская (дооборудование ОРУ-220 – 5 ячеек, 35 кВ – 5 ячеек, «ретрофит» ячеек ЗРУ-10 кВ – 14 ячеек, 2-а ТСН. Монтаж второго трансформатора 10 МВА)
30	ПАО «Сахалинэнерго»	Реконструкция ПС 220 кВ Красногорская путем дооборудования вторым трансформатором 25 МВА
31	ПАО «Сахалинэнерго»	Строительство ПС 35/10 кВ Мицулевка (трансформаторы 2×2,5 МВА, КРУН-35 кВ по схеме 9Н (2 ВВ в линию, 2 ВВ тр-р, СВВ), в т. ч. разработка проектной документации
32	ПАО «Сахалинэнерго»	Строительство ПС 35/10 кВ Огоньки (ОРУ-35 кВ (№ 35-3Н «блок линия-трансформатор» с реклоузером), две линейные ячейки 10 кВ на реклоузерах, трансформатор 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА), в т. ч. разработка проектной документации
33	ПАО «Сахалинэнерго»	Строительство ПС 35/10 кВ Чапланово (ОРУ-35 кВ (№ 35-3Н «блок линия-трансформатор» с реклоузером), две линейные ячейки 10 кВ на реклоузерах, трансформатор 35/10 кВ мощностью 1,0 МВА), в т. ч. разработка проектной документации
34	ПАО «Сахалинэнерго»	Строительство ВЛ 35 кВ ПС Пятиречье – ПС Петропавловская протяженностью 42 км на металлических опорах с применением провода типа АСку-120/21 с увеличенной пропускной способностью в гололедоупорном исполнении

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИТЭС

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше на территории Сахалинской области для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования Сахалинской области, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 35 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 35 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 7.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей электроэнергетической системы Сахалинской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей электроэнергетической системы Сахалинской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Жилые комплексы	АО «Корпорация развития Сахалинской области»	0	38,00393	220	2024 с поэтапным набором мощности до 2030	ПС 220 кВ Южно-Сахалинская ПС 220 кВ Углезаводская
2	Ленточный конвейер. Угольный морской порт	ООО «ВГК ТС»	3,2	25,3	35	2024 2025	ПС 220 кВ Краснопольская ПС 110 кВ Углегорская
3	Жилые комплексы	АО «Корпорация развития Сахалинской области»	0	17,3684	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 220 кВ Южно-Сахалинская ПС 110 кВ Корсаковская
4	Жилые комплексы	АО «СИА»	0	12,8	110	2024 2025	ПС 110 кВ Хомутово-2
5	Реконструкция и строительство распределительных электрических сетей в муниципальных образованиях	МКУ «УКС» г. Южно-Сахалинска	20,0	10,0	35	2025	ПС 110 кВ Юго-Западная ПС 110 кВ Центр

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2956	2998	3306	3462	3538	3541	3552
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	42	308	156	76	3	11
Годовой темп прироста, %	–	1,42	10,27	4,72	2,20	0,08	0,31

Потребление электрической энергии по электроэнергетической системе Сахалинской области прогнозируется на уровне 3552 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,66 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 308 млн кВт·ч или 10,27 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 3 млн кВт·ч или 0,08 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления населения и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объемов жилищного строительства и строительством объектов социально-бытового назначения.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	511	569	588	599	601	602	603
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	58	19	11	2	1	1
Годовой темп прироста, %	–	11,35	3,34	1,87	0,33	0,17	0,17
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5785	5269	5622	5780	5887	5882	5891

Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области к 2030 году прогнозируется на уровне 603 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,07 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 58 МВт или 11,35 %, наименьший – 1 МВт или 0,17 % в 2029 и 2030 годах.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы разуплотненный и в прогнозный период уплотняется, по сравнению с отчетным периодом. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 5891 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

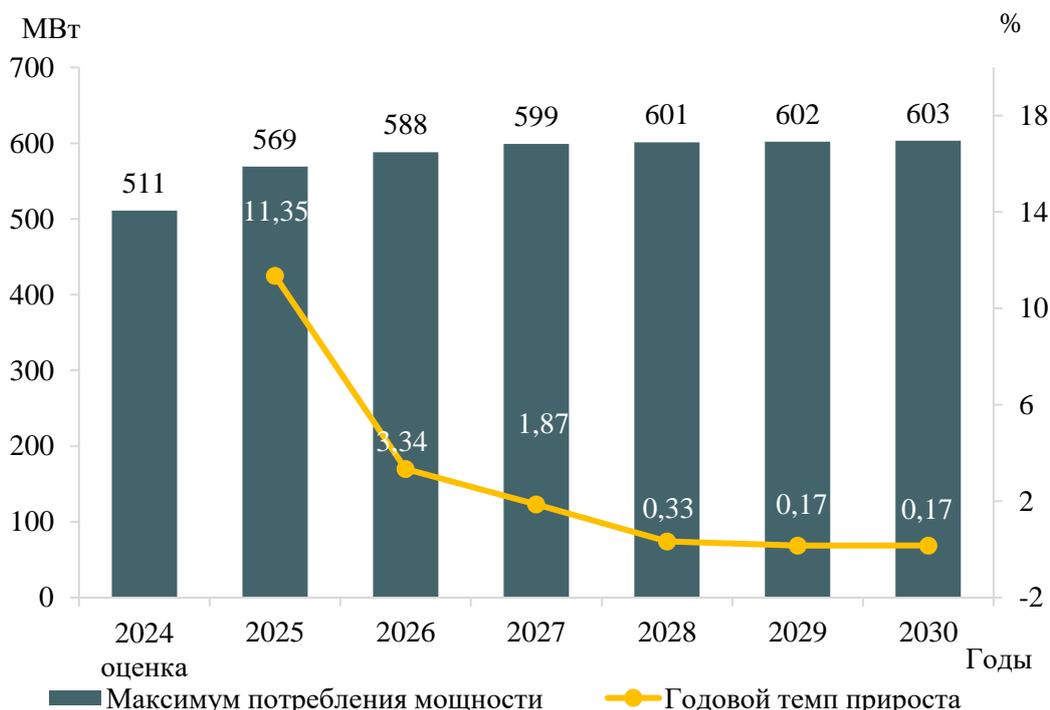


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области в период 2025–2030 годов составляют 45,6 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электроэнергетической системе Сахалинской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	45,6	–	–	–	–	–	45,6
ТЭС	–	45,6	–	–	–	–	–	45,6

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области в 2024 году ожидаются в объеме 50 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям электроэнергетической системы Сахалинской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	50	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	50	–	–	–	–	–	–	–

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Сахалинской области в 2030 году составит 639,2 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей электроэнергетической системы Сахалинской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Сахалинской области представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Сахалинской области представлена на рисунке 5.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Сахалинской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	684,7	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
ТЭС	684,7	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2

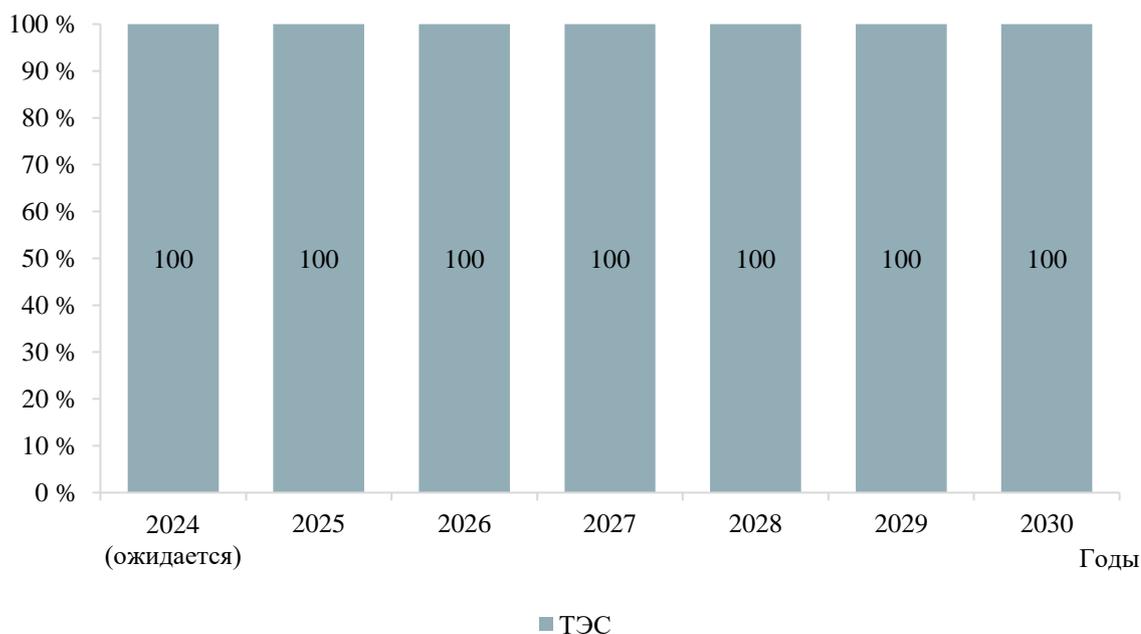


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Сахалинской области

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

4 Результаты расчетов балансовой надежности

Расчеты балансовой надежности электроэнергетической системы Сахалинской области проведены на среднесрочный период 2025–2030 годов для следующих условий:

- прогноз потребления электрической энергии и мощности по электроэнергетической системе Сахалинской области – в соответствии с 3.2, 3.3;
- состав генерирующего оборудования – в соответствии с приложением А.
- с учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства.

Результаты расчетов показателей балансовой надежности электроэнергетической системы Сахалинской области приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Показатели балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) электроэнергетической системы Сахалинской области

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 116150 – Сахалинская область (Центральный энергорайон)	0,7662	0,4980	0,3624	0,3138	0,3045	0,2985

По результатам расчетов уровень балансовой надежности на территории электроэнергетической системы Сахалинской области, выраженный показателем вероятности бездефицитной работы, ниже нормативного уровня балансовой надежности, установленного Приказом Минэнерго России № 231 [4].

Мероприятия, направленные на повышение уровня балансовой надежности не ниже нормативного, приведены в 5.3.

5 Прогнозные балансы электрической энергии и мощности

5.1 Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования

Перспективные балансы мощности по электроэнергетической системе Сахалинской области сформированы:

- на час прохождения максимума потребления мощности;
- для условия температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92.

В балансах мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций:

- ограничения установленной мощности действующих ТЭС в период зимнего максимума потребления;
- неучастие в покрытии максимума потребления мощности генерирующего оборудования, введенного после прохождения максимума потребления мощности.

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием основного и вспомогательного оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) его установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном на турбинах с противодавлением), экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др.

Баланс мощности по электроэнергетической системе Сахалинской области для условия температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для условия температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
ТЭС	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Ограничения мощности	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-83	-103	-114	-117	-118	-119
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-143	-163	-174	-177	-178	-179

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителей в период 2025–2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 143–179 МВт.

5.2 Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней и гарантированной величинах выработки ГЭС

Баланс электрической энергии сформирован с учетом следующих расчетных условий:

– потребность в электрической энергии по электроэнергетической системе Сахалинской области определяется прогнозируемой величиной потребления электрической энергии.

Баланс электрической энергии по электроэнергетической системе Сахалинской области приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Баланс электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	2998	3306	3462	3538	3541	3552
Производство электрической энергии	2998	3306	3462	3538	3541	3552
ТЭС	2998	3306	3462	3538	3541	3552

5.3 Балансы мощности и электрической энергии энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей

Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области.

Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Сахалинской области, включающая городской округ «Город Южно-Сахалинск», городской округ «Александровск-Сахалинский район», Анивский, Долинский, Корсаковский, Макаровский, Невельский, Ногликский, Поронайский, Смирныховский; Томаринский, Тымовский, Углегорский, Холмский городские округа.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Сахалинской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации для двух сценариев:

– сценарий 1 – с учетом генерирующего оборудования иностранного производства;

– сценарий 2 – с учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства.

Основные показатели баланса мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для двух сценариев для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблицах 21, 22.

Таблица 21 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для периода зимних максимальных нагрузок для сценария 1, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Ограничения мощности	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-83	-103	-114	-117	-118	-119
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-143	-163	-174	-177	-178	-179

Таблица 22 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для периода зимних максимальных нагрузок для сценария 2, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5
Ограничения мощности	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-267	-287	-298	-301	-302	-303
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-327	-347	-358	-361	-362	-363

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителей в период 2025–2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 143–179 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства дефицит мощности увеличится до 327–363 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Сахалинской области величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;

– необходимость повышения уровня балансовой надежности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 119 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания и планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе, объем необходимой Гарантированной генерации увеличится до 303 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуется дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 60 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, могут быть рассмотрены следующие мероприятия:

- строительство второй очереди Сахалинской ГРЭС-2;
- ввод в работу на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 пяти газотурбинных установок ЭГЭС-25 ПА установленной мощностью 25 МВт каждый.

6 Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики, включающий потребность тепловых электростанций в органическом топливе на среднесрочный период

Прогноз потребности в органическом топливе ТЭС электроэнергетической системы Сахалинской области представлен для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке.

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитываются режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды используемого на ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС электроэнергетической системы Сахалинской области в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической энергии (таблица 23).

Таблица 23 – Производство электрической энергии на ТЭС электроэнергетической системы Сахалинской области в 2025–2030 годах, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Выработка электрической энергии	2998	3306	3462	3538	3541	3552

Динамика потребности в органическом топливе ТЭС электроэнергетической системы Сахалинской области для рассматриваемого варианта представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Потребность ТЭС электроэнергетической системы Сахалинской области в органическом топливе на период 2025–2030 годов

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т у.т.	1199,3	1302,7	1344,8	1379,5	1382,8	1388,6
газ	953,9	1056,0	1084,3	1109,4	1112,8	1117,7
нефтетопливо	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
уголь	244,7	246,0	259,8	269,4	269,3	270,2
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100
газ	79,5	81,0	80,6	80,4	80,5	80,5
нефтетопливо	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
уголь	20,4	18,9	19,3	19,5	19,4	19,4

Динамика изменения потребности в топливе ТЭС определяется общим уровнем потребления электрической энергии и долей электростанций различных типов в его покрытии. Доля ТЭС в прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по электроэнергетической системе Сахалинской области за рассматриваемый период составляет 100 %. Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 1199,3 тыс. т у.т. в 2025 году до 1388,6 тыс. т у.т. в 2030 году. Помимо принятого уровня выработки электрической энергии на ТЭС на потребность в органическом топливе значительное влияние оказывает состав генерирующих мощностей. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2025 году составит 356,9 г/кВт·ч, в 2030 году – 351,9 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается практически без изменений: на долю газа приходится 79,5–80,5 %, на долю угля – 19,4–20,4 %, на долю нефтепродукта – порядка 0,1 %.

7 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

7.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 35 кВ и выше

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ и выше, на территории Сахалинской области не требуются.

7.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 электроэнергетической системы Сахалинской области

В таблице 25 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 Сахалинской области.

Таблица 25 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 Сахалинской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ПС 220 кВ Северный городок с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Корпорация развития Сахалинской области»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Корпорация развития Сахалинской области»	АО «Корпорация развития Сахалинской области»	–	38,004
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Углезаводская – Южно-Сахалинская (Д-7) на ПС 220 кВ Северный городок ориентировочной протяженностью 2,5 км каждый	АО «Корпорация развития Сахалинской области»	220	км	2×2,5	–	–	–	–	–	–	5				
3	Строительство ПС 110 кВ Верхняя с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Сахалин-энерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Сахалиндоп»	ООО «Сахалиндоп»	–	6,02
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Хомутово-2 – Южная (С-2) на ПС 110 кВ Верхняя ориентировочной протяженностью 0,45 км каждый	ПАО «Сахалин-энерго»	110	км	–	2×0,45	–	–	–	–	–	0,9				
5	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Т-147 на ПС 110 кВ Верхняя ориентировочной протяженностью 0,45 км каждый	ПАО «Сахалин-энерго»	35	км	–	2×0,45	–	–	–	–	–	0,9				
6	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Т-148 на ПС 110 кВ Верхняя ориентировочной протяженностью 0,46 км каждый	ПАО «Сахалин-энерго»	35	км	–	2×0,46	–	–	–	–	–	0,92				
7	Строительство ПС 110 кВ Уюн с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Инфраструктурные решения-3»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Инфраструктурные решения-3»	ООО «Инфраструктурные решения-3»	–	17,3684
8	Строительство отпаяк от КВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская – Корсаковская с отпайкой на ПС Южная (С-11) и КВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская – Южная II цепь (С-12) до ПС 110 кВ Уюн ориентировочной протяженностью 1 км каждая	ООО «Инфраструктурные решения-3»	110	км	–	2×1	–	–	–	–	–	2				
9	Реконструкция ПС 110 кВ Шахтерская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Сахалин-энерго»	110	МВА	–	25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ВГК «ТС»	ООО «ВГК «ТС»	3,2	25,3
10	Строительство ПС 35 кВ Горизонт с двумя трансформаторами 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Сахалинское ипотечное агентство»	35	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Сахалинское ипотечное агентство»	АО «Сахалинское ипотечное агентство»	–	12,8
11	Строительство ПС 35 кВ Гитол с двумя трансформаторами 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Сахалин-энерго»	35	МВА	–	–	2×10	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей МКУ «УКС» города Южно-Сахалинска	МКУ «УКС» города Южно-Сахалинска	–	1,535
12	Строительство двух КЛ 35 кВ Хомутово – Гитол ориентировочной протяженностью 1,5 км каждая	ПАО «Сахалин-энерго»	35	МВА	–	–	2×1,5	–	–	–	–	3				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
13	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т1 110 кВ и Т2 110 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Сахалин-энерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	–	1,9

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

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

7.4 Мероприятия в электрической сети 35 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ и выше по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Петропавловская с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	110	МВА	–	1×4	–	–	–	–	–	–	4	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
3	Реконструкция ПС 35 кВ Городская с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	35	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
4	Реконструкция ПС 35 кВ Тамбовка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	1×4	–	–	–	–	–	–	4	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
5	Реконструкция ПС 35 кВ Троицкая с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
6	Реконструкция ПС 35 кВ Соловьевка с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА и Т-2 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	–	8	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
7	Реконструкция ПС 35 кВ Лесная с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	2×4	–	–	–	–	–	–	8	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

8 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.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Сахалинской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 15.12.2023 № 19@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Сахалинэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 21.10.2022 № 12@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Сахалинэнерго» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 24.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5]).

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Сахалинской области по годам представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Сахалинской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	348	628	587	–	–	–	–	1562

10 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2].

10.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [7] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Сахалинской области осуществляют свою деятельность 13 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Сахалинэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 88 % в суммарной НВВ сетевых организаций Сахалинской 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 Сахалинской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

10.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [8].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для

¹ Приказ Региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 24.11.2022 № 139-э.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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 $3,5 \times \text{ЕВИТДА}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – 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/ЕВИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 26.12.2023 № 1-3.25-927/23 «О корректировке на 2024 год единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Сахалинской области, установленных на долгосрочный период регулирования на 2023–2027 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Сахалинской 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 [2], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] на основании фактических данных за 2023 год.

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

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

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 29.

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

Таблица 29 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Рост цен на уголь	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,4 %	10,3 %	4,7 %	2,2 %	0,1 %	0,3 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Сахалинской области представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Сахалинской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	3448	3911	3316	2992	2930	2930
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	523	489	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2538	7153	3588	8373	1359	1359

10.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Сахалинской 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 31 и на рисунке 6.

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

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	9,1	11,0	12,1	12,8	13,3	13,8
НВВ	млрд руб.	17,8	19,2	21,5	21,6	23,7	23,4
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,7	8,2	9,4	8,7	10,4	9,6
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,8	4,2	4,4	4,6	4,7	4,9
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	7,5	7,3	7,8	7,7	8,4	8,3
Среднегодовой темп роста	%	–	98	107	98	110	98
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	3,6	3,1	3,4	3,1	3,7	3,4

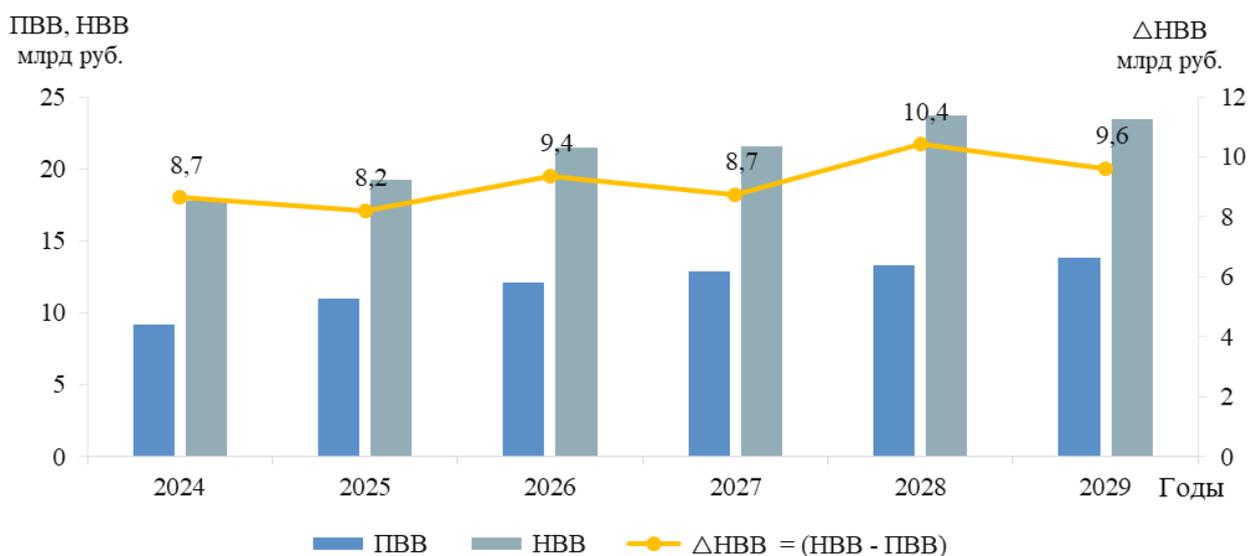


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Сахалинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 31, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Сахалинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

10.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Сахалинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период составляет 28,7–52,8 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

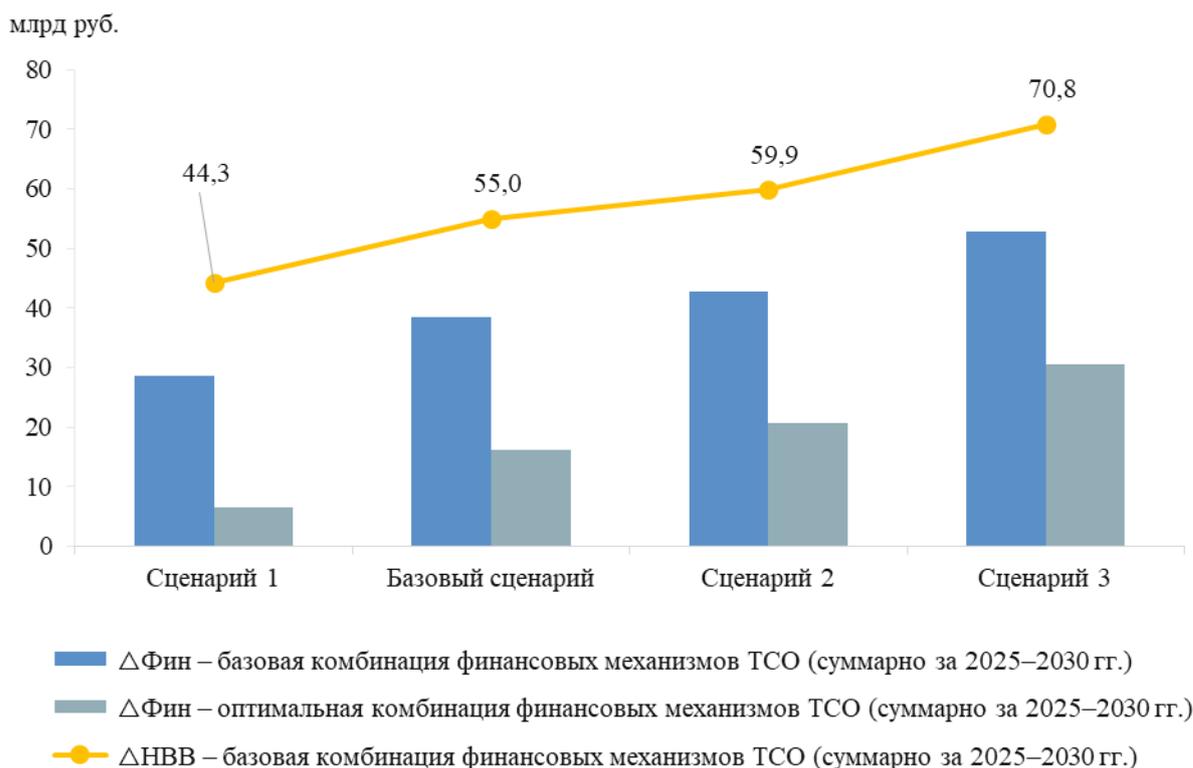


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Сахалинской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период наличия дефицита)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	28 %	28 %	28 %	28 %

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	72 %	72 %	72 %	72 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 32), включая наиболее пессимистичный сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Сахалинской области, включая предложения по развитию сети напряжением 35 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы на территории Сахалинской 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 35 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по электроэнергетической системе Сахалинской области оценивается в 2030 году в объеме 3552 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,66 %.

Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области к 2030 году увеличится и составит 603 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,07 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5269–5891 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области в период 2025–2030 годов составляют 45,6 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области в 2024 году ожидаются в объеме 50 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Сахалинской области в 2030 году составит 639,2 МВт.

Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 1199,3 тыс. т у.т. в 2025 году до 1388,6 тыс. т у.т. в 2030 году. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2025 году составит 356,9 г/кВт·ч, в 2030 году – 351,9 г/кВт·ч. Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается практически без изменений: на долю газа приходится 79,5–80,5 %, на долю угля – 19,4–20,4 %, на долю нефтепродукта – порядка 0,1 %.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 35 кВ и выше протяженностью 9,72 км, трансформаторной мощности 618 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304807/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

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

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности, используемого при разработке документов перспективного развития электроэнергетики : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 10 апреля 2023 г. № 231 : зарегистрирован М-вом юстиции 17 мая 2023 г., регистрационный № 73348. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_447327/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

6. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL:

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Электроэнергетическая система Сахалинской области														
Ногликская ГЭС (ГТЭС)	АО «Ногликская ГЭС»			Газ										
		1	ГТУ-12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0		
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	ПАО «Сахалинэнерго»			Газ, уголь, мазут										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-55/60-130		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		3	Т-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	LM6000 PD Sprint	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6		
		5	LM6000 PD Sprint	45,6	45,6								Вывод из эксплуатации в 2025 г.	
		6	LM6000 PF Sprint	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4		
		7	LM6000 PF Sprint	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4		
		8	LM6000 PF Sprint	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4		
		9	ЭГЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		10	ЭГЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	455,2	505,2	459,7	459,7	459,7	459,7	459,7	459,7		
Сахалинская ГРЭС	ПАО «Сахалинэнерго»			Уголь, мазут										
		1	К-60-12,8		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	К-60-12,8	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0		
Томаринская ТЭЦ	МУП «Водоканал»			Уголь										
		2	Т1-2,5-2		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	Т1-2,5-2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
Холмская ТЭЦ	МУП «Тепло»			Уголь										
		1	АР 4-6		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	АР 2,5-11	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 35 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 35 кВ и выше на территории электроэнергетической системы Сахалинской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Петропавловская с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	1×4	–	–	–	–	–	4	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	73,56	73,56
2	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	616,75	616,75
3	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Городская с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	35	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	258,84	258,84

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
4	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Тамбовка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	1×4	–	–	–	–	–	4	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	73,50	73,50
5	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Троицкая с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	226,06	226,06
6	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Соловьевка с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА и Т-2 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	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	150,97	150,97

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
7	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Лесная с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	2×4	–	–	–	–	–	8	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	146,79	146,79

Примечания

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

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