

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	12
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	17
2.1.1 Айхало – Удачнинский энергорайон	17
2.1.2 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар	19
2.1.3 Виллюйский энергорайон	21
2.1.4 Энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15»	23
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	25
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	25
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	35
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	35
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	35
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	35
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	37

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	38
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	38
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	40
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	41
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	42
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	45
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	45
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Саха (Якутия).....	50
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	55
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	57
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	59
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	63
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	64
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	66
7.1	Основные подходы.....	66
7.2	Исходные допущения.....	67
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	70
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	71
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	73
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	76
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	78
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	80

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРПМ	–	автоматика разгрузки при перегрузке по мощности
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ГА	–	гидроагрегат
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГПЭС	–	газопоршневая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДЭС	–	дизельная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИРМ	–	источник реактивной мощности
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛАПНУ	–	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей

ПО	–	программное обеспечение
Пор	–	пусковой орган
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
Р	–	разъединитель
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СА	–	сетевая автоматика
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СК	–	синхронный компенсатор
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТГ	–	турбогенератор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТС	–	телесигнал
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УВ	–	управляющее воздействие
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УОГ	–	Устройство отключения генерации
УОН	–	устройство отключения нагрузки

УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФОБ	–	фиксация отключения блока
ФОЛ	–	фиксация отключения линии электропередачи
ФОСШ	–	фиксация отключения системы (секции) шин
ФСМ	–	фиксация сброса мощности
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шинный разъединитель
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Саха (Якутия) за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

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

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) на период до 2029 года, в том числе:

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Саха (Якутия) входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ и обслуживает территорию одного субъекта Российской Федерации – Республика Саха (Якутия).

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

– филиал ПАО «Россети» – Якутское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Саха (Якутия);

– филиал ПАО «Россети» – Забайкальское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Саха (Якутия);

– ПАО «Якутскэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Республики Саха (Якутия);

– филиал АО «ДРСК» Южно-Якутские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 6–110 кВ на территории Республики Саха (Якутия);

– ООО «Якутская электросетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 6–220 кВ на территории Республики Саха (Якутия).

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Саха (Якутия) связана с энергосистемами:

– Амурской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Иркутской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт.;

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

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АК «АЛПРОСА» (ПАО) ГОК, в том числе:	
Айхал-Удачный	111,1

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Мирный	11,6
МГОК-Мирный	12,9
АГОК-Айхал	6,1
УГОК-Удачный	5,4
ТС ВСТО (ООО «Транснефтьэнерго», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (НПС-15, НПС-16, НПС-17, НПС-18, НПС-19))	
НПС-15	30,1
НПС-16	29,9
НПС-17	27,5
НПС-18	30,3
НПС-19	28,4
ТС ВСТО (ООО «Транснефть – Восток»), в том числе:	
НПС-11	23,0
НПС-12	32,9
НПС-13	33,3
НПС-14	30,1
Более 50 МВт	
ООО «ПТВС», в том числе:	
ООО «ПТВС» г. Удачный	74,7
ООО «ПТВС» п. Айхал	1,4
ООО «ПТВС» г. Мирный	2,9
Более 10 МВт	
АО ХК «Якутуголь»	40,5
АО «ГОК «Денисовский»	25,8
АО «Полюс Алдан»	25,6
АО «Золото Селигдара», в том числе:	
АО «Золото Селигдара» месторождение Нижне-Якокитское	10,1
АО «Золото Селигдара» месторождение Рябиновое	11,2
АО «Золото Селигдара» месторождение Самолазовское	3,2
АО «Золото Селигдара» месторождение Селигдар	1,1
ООО «Эльгауголь»	24,6
ООО «УК «Колмар» (АО «ГОК «Инаглинский»)	18,4
АО «РНГ»	17,4
АО «ЮВГК»	13,2
АО ПО «Якутцемент»	13,1

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) на 01.01.2023 составила 2031,4 МВт, в том числе: ГЭС – 957,5 МВт, ТЭС – 1073,9 МВт.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	2031,4	2,5	2,5	–	–	2031,4
ГЭС	957,5	–	–	–	–	957,5
ТЭС	1073,9	2,5	2,5	–	–	1073,9
в том числе:						
Южно-Якутский энергорайон	618,0	–	–	–	–	618,0
ТЭС	618,0	–	–	–	–	618,0
Западный энергорайон	984,7	–	–	–	–	984,7
ГЭС	957,5	–	–	–	–	957,5
ТЭС	27,2	–	–	–	–	27,2
из них: Резервные ДЭС	27,2	–	–	–	–	27,2
Центральный энергорайон	428,7	2,5	2,5	–	–	428,7
ТЭС	428,7	2,5	2,5	–	–	428,7
из них: Резервные ДЭС	82,6	2,5	2,5	–	–	82,6

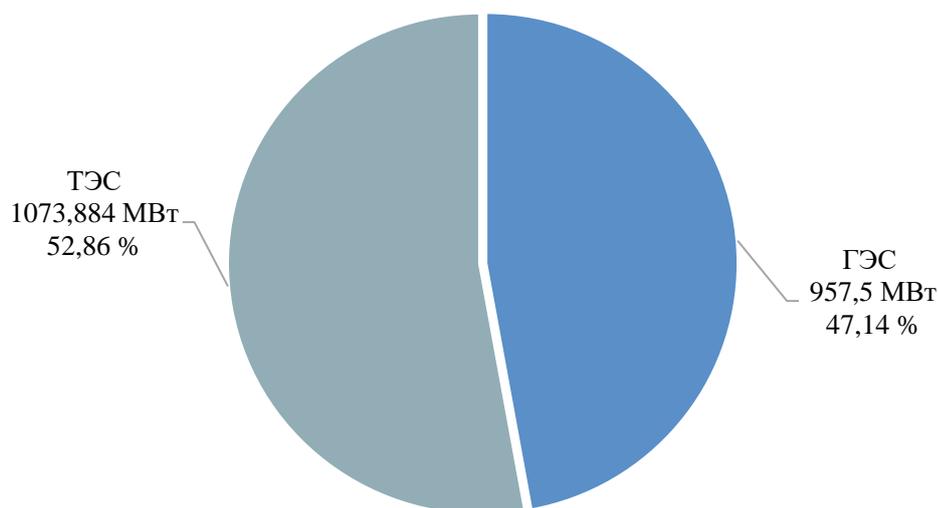


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2194	7613	7493	8119	8505
Годовой темп прироста, %	14,93	246,99	-1,58	8,35	4,75
Максимум потребления мощности, МВт	344	1327	1318	1392	1423
Годовой темп прироста, %	8,86	285,76	-0,68	5,61	2,23
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6378	5737	5685	5833	5977
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	19.02 13:00	18.12 13:00	23.12 11:00	31.12 11:00	20.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26,4	-33,2	-36,8	-37,2	-37

Примечание – С учетом присоединения Западного и Центрального энергорайонов с 2019 года.

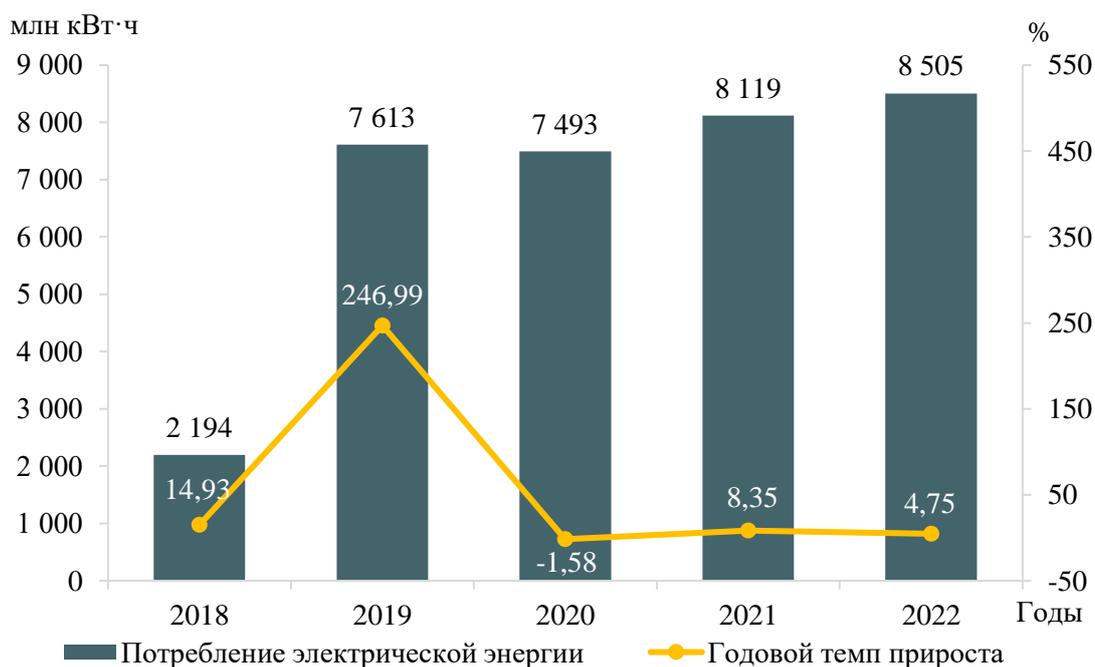


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста

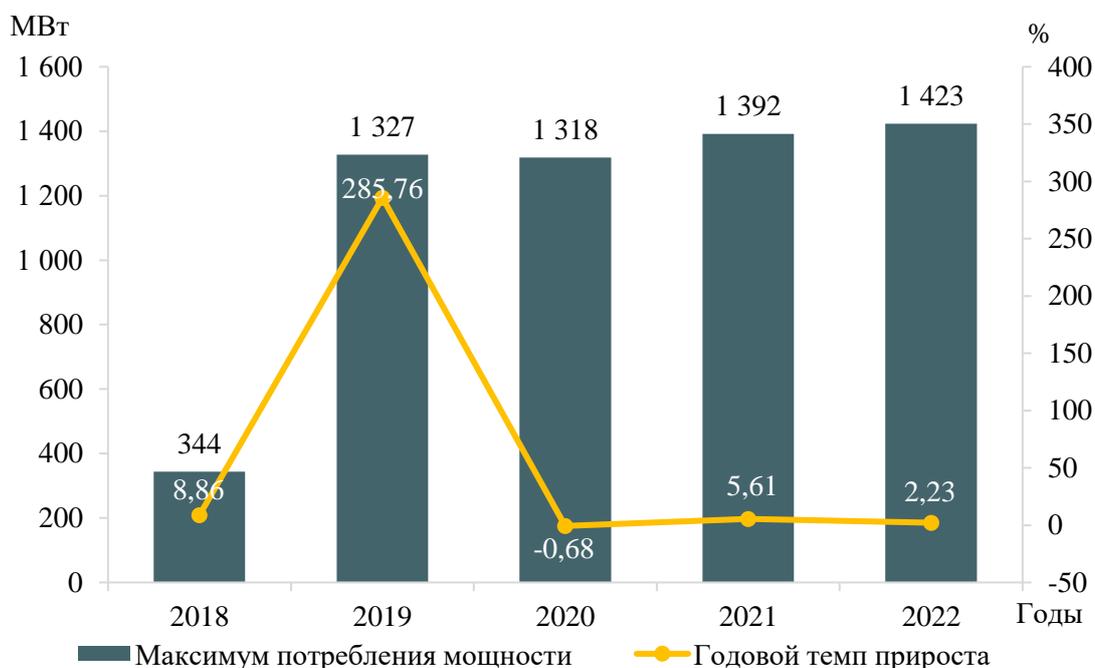


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) увеличилось на 6596 млн кВт·ч и составило в 2022 году 8505 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 34,83 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 264,99 % в 2019 году и обусловлен присоединением к энергосистеме Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия), ранее работающих изолированно. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,58 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) вырос на 1107 МВт и составил 1423 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 35,12 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 285,76 % в 2019 году, что обусловлено присоединением к энергосистеме, работавших ранее изолированно, Западного и Центрального энергорайонов со значительно большим потреблением мощности, чем в Южно-Якутском энергорайоне.

Без учета вновь присоединенных энергорайонов (в сопоставимых границах) потребление мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) увеличилось на 120 МВт при среднегодовом темпе прироста 6,65 %. Снижение мощности в регионе зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %, что было обусловлено эпидемиологической ситуацией в стране.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) обуславливалась следующими факторами:

- присоединением к энергосистеме Республики Саха (Якутия) Западного и Центрального энергорайонов в 2019 году;
- увеличением потребления в добывающих производствах;

- значительным увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ПАО «Транснефть»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- эпидемиологической ситуацией в стране в период 2020–2021 годов;
- снижением потребления АК «АЛРОСА» (ПАО), обусловленным полным выводом из эксплуатации оборудования рудника «Мир» в 2019 году, закрытием фабрики № 8 СП Айхальского ГОКа «АЛРОСА» (ПАО) и насосной станции пульпы в СП Удачный ГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) в 2020 году.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1 протяженностью 268,1 км	ПАО «Россети»	2018	268,1 км
2	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 на ПП 220 кВ Амга протяженностью 7 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	ПАО «Россети»	2019	6,76 км 7,02 км
3	220 кВ	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 на ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 9 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19 и КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	ПАО «Россети»	2020	2×8,72 км
4	110 кВ	Строительство двух ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4 № 1 и № 2 протяженностью 8 км каждая	АО «ДРСК»	2020	7,655 км 7,637 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь до ПС 110 кВ Комсомольская протяженностью 5 км	ООО «УК «Колмар»	2021	4,95 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь до ПС 110 кВ Комсомольская протяженностью 5 км	ООО «УК «Колмар»	2021	4,87 км
7	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1 протяженностью 6,28 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1 и ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13	ПАО «Россети»	2021	2×6,28 км
8	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 на ПС 220 кВ Налдинская протяженностью 7 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ НПС-18 – Налдинская и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская	ПАО «Россети»	2021	6,888 км 6,898 км
9	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2 протяженностью 127 км	ПАО «Россети»	2022	127 км
10	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданнинская протяженностью 254,49 км	АО «Южно-Верхоянские Энергосети»	2022	254,49 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ПП 220 кВ Амга	ПАО «Россети»	2019	–
2	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Городская с установкой ШР 220 кВ мощностью 63 Мвар	ПАО «Россети»	2019	1×63 Мвар
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-3 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×10 МВА
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-11 с заменой Т-1 220/10 кВ и Т-2 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×40 МВА
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с заменой Т-1 220/10 кВ и Т-2 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×40 МВА
6	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Олекминск с заменой Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×40 МВА
7	220 кВ	Строительство ПП 220 кВ Нагорный	ПАО «Россети»	2020	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-5 с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×10 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ КС-4 с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×10 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Алдан с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ДРСК»	2021	25 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Комсомольская с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «УК «Колмар»	2021	2×16 МВА
12	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-1 с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×25 МВА
13	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Налдинская с установкой двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×63 МВА 2×25 МВА
14	220 кВ	Реконструкция Нерюнгринской ГРЭС с заменой 1АТ 220/110/35 кВ и 2АТ 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый на два трансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ДГК»	2022	2×250 МВА
15	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Нежданинская с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощность 25 МВА каждый, одного УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар и трех БСК 110 кВ мощность 10 Мвар каждая	АО «Южно-Верхоянские Энергосети»	2022	2×25 МВА 25 Мвар 3×10 Мвар

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Республики Саха (Якутия) к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- Айхало – Удачныйский энергорайон;
- энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар;
- Вилюйский энергорайон;
- энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15».

2.1.1 Айхало – Удачныйский энергорайон

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Айхало – Удачном энергорайоне.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций в Айхало – Удачинском энергорайоне

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Каскад Виллойских ГЭС 1, 2 – Айхал I цепь, ВЛ 220 кВ Каскад Виллойских ГЭС 1, 2 – Айхал II цепь, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 70 МВт</p>	<p>Установка устройства АОСН на ПС 220 кВ ГПП-6</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройства АОСН</p>

2.1.2 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Сунтар.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона расположения ПС 220 кВ Сунтар

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов во всех режимно-балансовых условиях в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 1 С 220 ПС 220 кВ Сунтар, происходит отключение потребителей, электроснабжение которых осуществляется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар в объеме до 118 МВт	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Сунтар, токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Сунтар превышает ДДТН на величину до 64 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 42 МВт	Установка на ПС 220 кВ Сунтар АТ-3 220/110/35 кВ мощностью не менее 63 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА

2.1.3 Виллойский энергорайон

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Виллойском энергорайоне.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Вилуйского энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5,3 МВт</p>	<p>Установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой ИРМ 110 кВ мощностью 12 Мвар</p>

2.1.4 Энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15»

В таблице 9 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15».

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2 С 220 ПС 220 кВ Районная, переток активной мощности в КС «Районная – Городская» превышает МДП на величину до 155 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 155 МВт</p>	<p>1. Установка устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий 2. Установка устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Создание устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий 2. Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 С 220 ПС 220 кВ Районная, переток активной мощности в КС «Районная – Городская» превышает МДП на величину до 36 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт</p>	<p>Установка устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий</p>

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С		
		Западный энергорайон	Центральный энергорайон	Южно-Якутский энергорайон
2018	19.12.2018	-26,8	-39,5	-30,8
	20.06.2018	15,8	17,8	14,1
2019	18.12.2019	-31,3	-42,6	-28,6
	19.06.2019	18,4	21,6	16,4
2020	16.12.2020	-30,2	-47,9	-35,9
	17.06.2020	13,5	20,8	17,8
2021	15.12.2021	-35,0	-36,5	-36,8
	16.06.2021	17,1	19,7	11,1
2022	21.12.2022	-38,4	-36,5	-37,9
	15.06.2022	19,0	14,8	14,4

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], 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 АО «ДРСК»

Рассмотрены предложения АО «ДРСК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по

рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ ЗИФ	110	Т-1	ТДТН-16000/110-66 У1	115/38,5/6,3	16	1974	100	9,97	10,38	12	11,9	13,4	6,97	6,4	8,8	16,6	10,6	–
			Т-2	ТДТН-16000/110-66 У1	115/38,5/6,3	16	1972	100	6,23	8,3	12,2	12,1	9,4	5,84	7,94	8,9	10,7	11,1	–

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ ЗИФ	Т-1	ТДТН-16000/110-66 У1	1974	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-66 У1	1972	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ ЗИФ	2021	27,3	ПС 110 кВ ЗИФ	АО «Полюс Алдан»	2020\Ю 379	15.06.2020	2024	30,0	25,1	6,0	3,92	31,56	31,56	31,56	31,56	31,56	31,56
				ПС 35 кВ Хатыстыр	ТУ на ТП менее 670 кВт (35 шт.)	2024	0,33	0	0,22–0,4	0,033								

ПС 110 кВ ЗИФ.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 27,3 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 159,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +11,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,071.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,26 МВА).

Согласно информации от АО «ДРСК» в соответствии с ТУ на ТП (договор на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Полнос Алдан» от 15.06.2020 № 2020/Ю 379) с заявленной мощностью менее 5 МВт предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ с установкой третьего силового трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,3 + 4,26 + 0 - 0 = 31,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 184,2 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЗИФ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ЗИФ расчетный объем ГАО составит 14,42 МВА.

С учетом вышеизложенного подтверждается необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ с установкой дополнительного силового трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА (АО «Полнос Алдан»)).

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ДРСК».
Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.1.2 ПАО «Якутскэнерго»

Рассмотрены предложения ПАО «Якутскэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 14 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Радиоцентр	110	1Т	ТДТН-10000/110-У1	115/38,5/11	10	1968	75	5,00	6,10	8,50	8,70	8,10	3,10	3,40	4,10	4,10	0,00	–
			2Т	ТДТН-10000/110-У1	115/38,5/11	10	2017	87,5	7,80	7,60	6,50	9,00	7,90	3,50	6,10	3,00	2,90	6,30	–
2	ПС 110 кВ Сулгачи	110	1Т	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1987	100	9,40	11,30	10,80	10,40	10,10	2,70	2,10	5,70	5,80	6,00	–
			2Т	ТМТН-6300/110	115/38,5/11	6,3	2007	100											–
3	ПС 110 кВ Солнечный	110	1Т	ТДТН-10000/110	115/38,5/11	10	1979	99,5	3,90	4,40	5,40	5,30	5,00	7,40	8,80	10,90	9,90	11,20	–
			2Т	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1979	87,5											–
4	ПС 110 кВ Нюрба	110	1Т	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	2015	75	9,10	9,60	11,40	14,50	16,90	4,30	0,00	0,00	0,00	4,60	4,0
			2Т	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	2017	75	21,30	17,80	23,10	24,60	16,10	0,00	6,40	5,80	5,00	0,00	4,0

Таблица 15 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Радиоцентр	1Т	ТДТН-10000/110-У1	1968	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-10000/110-У1	2017	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Сулгачи	1Т	ТДТН-16000/110	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТМТН-6300/110	2007	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Солнечный	1Т	ТДТН-10000/110	1979	99,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110	1979	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Нюрба	1Т	ТДТН-25000/110	2015	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-25000/110	2017	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Таблица 16 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110/35/10 кВ Радиоцентр	2021	17,7	ПС 110 кВ Радиоцентр	МКУ «СЭГХ» ГО г. Якутск	1023Н0065	06.04.2023	2024	1,799	0,0	0,22	0,7196	21,99	22,02	22,02	22,02	22,02	22,02
				ПС 110 кВ Радиоцентр	ООО «Саюри»	1022Н0308	01.11.2022	2024	5,0	3,0	10,0	1,8						
				ПС 110 кВ Радиоцентр	ТУ на ТП менее 670 кВт (155 шт.)			2024	3,076	0,155	0,22–10,0	0,292						
				ПС 35 кВ Намцы	ТУ на ТП менее 670 кВт (203 шт.)			2024	4,218	0,275	0,22–0,38	0,394						
				ПС 35 кВ Хатырык	ТУ на ТП менее 670 кВт (39 шт.)			2025	0,168	0,0	0,22–0,38	0,017						
								2024	1,293	0,003	0,22–0,38	0,129						
				ПС 35 кВ Хомустах	ТУ на ТП менее 670 кВт (116 шт.)			2025	0,105	0,0	0,22–10,0	0,011						
								2024	2,128	0,133	0,22–0,38	0,200						
ПС 35 кВ Жатай	ТУ на ТП менее 670 кВт (272 шт.)			2024	4,716	0,075	0,22–0,38	0,464										
2	ПС 110/35/10 кВ Сулгачи	2019	11,3	ПС 110 кВ Сулгачи	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,032	0,0	0,22–0,38	0,003	11,47	11,47	11,47	11,47	11,47	11,47
				ПС 35 кВ Абага	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,068	0,0	0,22–0,38	0,006						
				ПС 35 кВ Амга	ТУ на ТП менее 670 кВт (37 шт.)			2024	0,927	0,098	0,22–0,38	0,083						
				ПС 35 кВ Бетюнь	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,078	0,014	0,22–0,38	0,006						
				ПС 35 кВ Болугур	ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2024	0,063	0,0	0,22–0,38	0,006						
				ПС 35 кВ Бютейдях	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,01	0,0	0,22	0,001						
				ПС 35 кВ Михайловка	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,073	0,01	0,22–0,38	0,006						
				ПС 35 кВ Мындагай	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,262	0,005	0,22–0,38	0,026						
ПС 35 кВ Мырыла	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,125	0,057	0,22–0,38	0,007										

№ п/п	Наименование ЦП	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 35 кВ Покровка	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,152	0,0	0,22–0,38	0,015						
3	ПС 110/35/10 кВ Солнечный	2022	11,2	ПС 35 кВ 1-ый уч. ЗЫ	Золото Ыныкчаана СА ООО	2256	10.12.2018	2024	3,336	2,836	6,0	0,4	16,12	16,12	16,12	16,12	16,12	16,12
				ПС 35 кВ Югорёнок проектируемая	ООО «Гранд маркет»	1021Н0079	12.04.2021	2024	1,5	0,0	10,0	1,2						
				ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,5	0,0	35,0	0,05							
				ПС 110 кВ Солнечный	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,499	0,064	0,22–10,0	0,044						
4	ПС 110/35/10 кВ Нюрба	2021	39,1	ПС 110 кВ Нюрба	Администрация Октябрьский наслег Нюрбинского района МО	1022Н0052	01.04.2022	2024	0,81	0,0	0,22–0,38	0,324	40,28	40,28	41,81	41,81	41,81	41,81
					Администрация МО Город Нюрба МО	1021Н0506	25.01.2022	2024	1,47	0,0	0,38	0,588						
					Администрация Нюрбинского района	1022Н0277	05.09.2022	2024	2,25	0,0	0,38	1,575						
					Администрация МО Город Нюрба МО	1022Н0334	05.09.2022	2026	3,6	0,0	0,38	1,44						
					ТУ на ТП менее 670 кВт (45 шт.)			2024	1,696	0,306	0,22–0,38	0,139						
				ПС 35 кВ Джикимда	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,080	0,015	0,38	0,007						
				ПС 35 кВ Жархан	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0,0	0,38	0,002						
				ПС 35 кВ Маар	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,098	0,01	0,22–0,38	0,009						
				ПС 35 кВ Малыкай	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,059	0,025	0,38	0,003						
				ПС 35 кВ Сайылык	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,033	0,01	0,38	0,002						
				ПС 35 кВ Убойан	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	0,254	0,056	0,22–0,38	0,020						
								2025	0,05	0,0	0,38	0,005						
				ПС 35 кВ Хампах	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,085	0,02	0,22–0,38	0,007						
				ПС 35 кВ Энергетик	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,095	0,0	0,38	0,01						

ПС 110 кВ Радиоцентр.

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 17,7 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора 2Т(1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т(2Т) составит 147,5 % (141,6 %) от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -36,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,93 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,32 МВА).

Согласно информации от ПАО «Якутскэнерго» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Саюри» (от 31.07.2014 № 1022Н0308 заявленной мощностью 2,0 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Радиоцентр с заменой 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы большей мощности.

В настоящее время поставлена под напряжение ПС 110 кВ Марха. В результате реализации данного мероприятия нагрузка 1Т ПС 35 кВ Марха будет переведена с ПС 110 кВ Радиоцентр на ПС 110 кВ Марха.

В соответствии с инвестиционными проектами «Строительство ПС 110/6 кВ «Судоверфь» – 20,0 МВА, двухцепной воздушной линии 110 кВ – 5,314 км (Электроснабжение объекта п. Жатай, ул. Северная 41)», «Реконструкция ВЛ-35 кВ Л-38 Марха – Радиоцентр с отпайкой на ПС 35/6 «Жатай» (0,274 км), ВЛ-6 кВ (0,393 км), ВЛ-0,4 кВ (0,237 км), демонтаж ВЛ-35 кВ Л-36 Радиоцентр – Жатай (3,766 км) \\ ЦЭС», «Строительство КЛ-6 кВ с ПС 110/6 кВ «Судоверфь» до ПС 35/6 кВ «Жатай» (строительная длина 0,578 км, в том числе по кабельной эстакаде 0,375 км, по траншее 0,203 км) \\ ЦЭС» со сроком реализации СМР и ПНР в 2023 году предусматривается демонтаж существующей ПС 35 кВ Жатай с переводом нагрузки на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Судоверфь.

В соответствии с ТУ на ТП АО «Жатайская судоверфь» (от 01.11.2022 № 1021Н0544 заявленной мощностью 8,5 МВт) строительство ПС 110 кВ Судоверфь с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый предусматривается на этапе 2023 года.

В результате реализации мероприятий по строительству ПС 110 кВ Марха и ПС 110 кВ Судоверфь с ПС 110 кВ Радиоцентр будет переведена нагрузка в объеме до 10,26 МВА, с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Перспективная расчетная нагрузка ПС 110 кВ Радиоцентр может составить 11,76 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 17,7 + 4,32 + 0 - 10,26 = 11,76 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформатора 2Т(1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т(2Т) составит 98 % (94,1 %) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Радиоцентр с заменой 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Сулгачи.

Согласно данным в таблицах 14, 15 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 11,3 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (2Т) составит 143,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -42,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,6 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,3 + 0,17 + 0 - 0 = 11,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (2Т) составит 145,6 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сулгачи ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (1Т) на ПС 110 кВ Сулгачи расчетный объем ГАО составит 3,59 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 2Т на трансформатор мощностью не менее 11,47 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 существующего силового трансформатора 2Т 6,3 МВА на 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Солнечный.

Согласно данным в таблицах 14, 15 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 11,2 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) нагрузка

оставшегося в работе трансформатора (1Т) составит 107,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +14,8 °С и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,03.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,82 МВА).

Согласно информации от ПАО «Якутскэнерго» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Гранд Маркет» (от 12.04.2021 № 1021Н0079 заявленной мощностью 1,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,2 + 1,82 + 0 - 0 = 13,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) загрузка оставшегося в работе трансформатора (1Т) составит 125 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнечный ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) на ПС 110 кВ Солнечный расчетный объем ГАО составит 2,75 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 1Т на трансформатор мощностью не менее 13,02 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 существующего силового трансформатора 1Т 10 МВА на 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Нюрба.

Согласно данным в таблицах 14, 15 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 39,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, составит 99,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -35 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,0 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,37 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 39,1 + 4,37 + 0 - 8,0 = 35,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нюрба ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Нюрба расчетный объем ГАО составит 4,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 35,47 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Республики Саха (Якутия) по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Саха (Якутия), отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Строительство ПС 110 кВ Чульман с заходами ВЛ 110 кВ.

Замещающие мероприятия вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Чульманской ТЭЦ.

Для обеспечения вывода из эксплуатации ТГ № 7 Чульманской ТЭЦ, в соответствии с приказом Минэнерго России от 10.02.2023 № 68, планируется:

– строительство ПС 110 кВ Чульман с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками со строительством участка до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,1 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками со строительством участка до ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками ориентировочной протяженностью 0,1 км и демонтажем существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками со строительством участка от Чульманской ТЭЦ до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,26 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками от Чульманской ТЭЦ;

– демонтаж участка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками от Чульманской ТЭЦ.

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

Срок реализации мероприятия – 2026 год.

Строительство ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба.

В настоящее время электроснабжение Сунтарского района осуществляется от ПС 220 кВ Сунтар. Электроснабжение Нюрбинского, Верхневилуйского и Вилуйского районов Республики Саха (Якутия) осуществляется по одноцепному транзиту 110 кВ Сунтар – Нюрба – Верхневилуйск – Вилуйск.

В соответствии с данными собственника оборудования (ПАО «Якутскэнерго») на сегодняшний день часть участков (сегментов) ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками имеет критический индекс технического состояния. При этом реализация мероприятия по замене опор существующей ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками приведет к длительным перерывам в электроснабжении потребителей Вилуйского энергорайона в период реконструкции.

С учетом информации о неудовлетворительном техническом состоянии существующей ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками решение о строительстве новой ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба необходимо принимать в рамках процедуры вывода из эксплуатации существующей ЛЭП инициированной ПАО «Якутскэнерго» в соответствии с порядком, определенным Постановлением Правительства РФ № 86 [3].

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 17 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия), учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 17 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия)

№ 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							
1	ГОК «Инаглинский»	УК «ТОР «Южная Якутия»	7,0	50,981	220	2023–2024	Нерюнгринская ГРЭС ПС 220 кВ НПС-18
2	Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение	ООО «Газпром Добыча Ноябрьск»	0,0	50,1	220	2023	ПС 220 кВ Городская ПС 220 кВ Пеледуй
Более 10 МВт							
3	ООО «Эльгауголь»	ООО «Эльгауголь»	0,0	44,0	220	2024	ПС 220 кВ Призейская
4	АО «Полюс Алдан»	АО «Полюс Алдан»	0,0	40,0	110	2025	ПС 220 кВ Томмот
5	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	0,0	30,0	220	2026	ПС 220 кВ Сыллахская
6	ООО «Рудник Таборный	ООО «Рудник Таборный»	0,0	20,0	220	2025 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 220 кВ Таборная
7	Маччобинское НГКМ. ПС 110 кВ Маччоба	ООО «Саханефть»	0,0	14,0	110	2023	ПС 220 кВ Районная ПС 110 кВ Интернациональная
8	ГОК «Таежный»	ЗАО «ГМК «Тимир»	0,0	10,0	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 110 кВ Малый Нимныр

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) на период 2024–2029 годов представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8860	9519	9996	10582	11061	11392	11457
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	659	477	586	479	331	65
Годовой темп прироста, %	–	7,44	5,01	5,86	4,53	2,99	0,57

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Саха (Якутия) прогнозируется на уровне 11457 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,35 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 659 млн кВт·ч или 7,44 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 65 млн кВт·ч или 0,57 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 17.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных предприятий по добыче и переработки полезных ископаемых;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ООО «Транснефть-Восток»;
- увеличением потребления на собственные нужды электростанций.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогноз потребления электрической мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1585	1685	1731	1770	1823	1848	1853
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	100	46	39	53	25	5
Годовой темп прироста, %	–	6,31	2,73	2,25	2,99	1,37	0,27

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5590	5649	5775	5979	6067	6165	6183

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) к 2029 году прогнозируется на уровне 1853 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,84 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 100 МВт или 6,31 %, что обусловлено, главным образом, вводом объектов по добыче и переработке полезных ископаемых; наименьший прирост ожидается в 2029 году и составит 5 МВт или 0,27 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума в 2029 году прогнозируется на уровне 6183 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

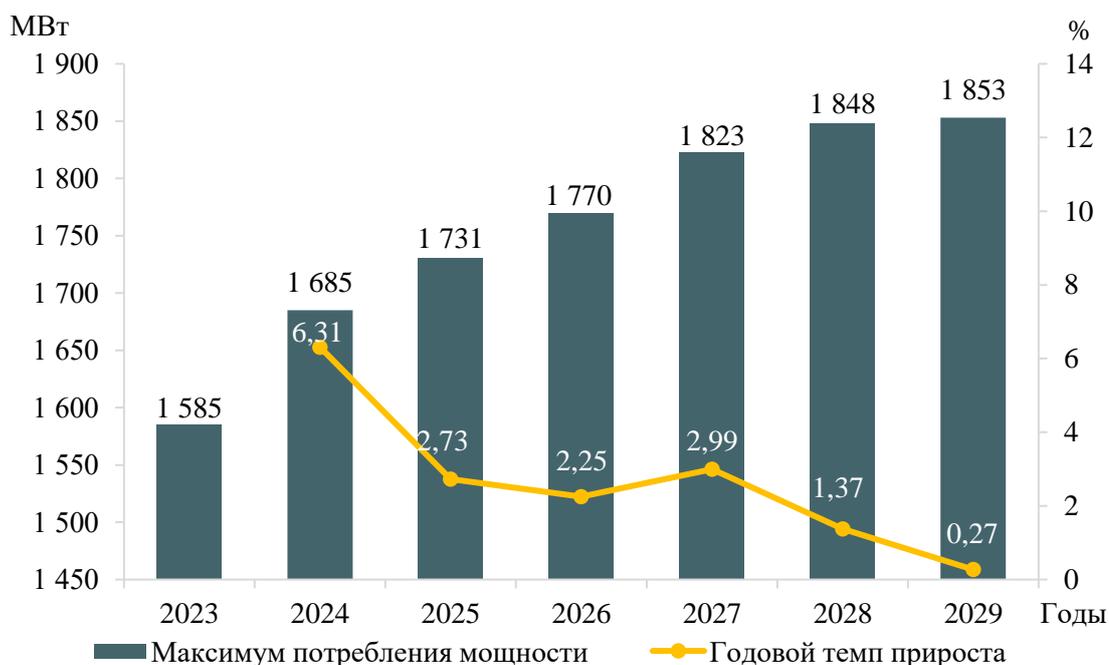


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в период 2024–2029 годов составляют 194,1 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Республики Саха (Якутия)	–	12,0	–	34,2	147,9	–	–	194,1
ТЭС	–	12,0	–	34,2	147,9	–	–	194,1

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 1627,0 МВт: на ГЭС – 104,0 МВт, на ТЭС – 1523,0 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Республики Саха (Якутия)	–	–	483,0	300,0	294,0	550,0	–	1627,0
ГЭС	–	–	–	–	104,0	–	–	104,0
ТЭС	–	–	483,0	300,0	190,0	550,0	–	1523,0

В связи с интенсивными планами по технологическому присоединению новых крупных потребителей планируется сооружение Новоленской ТЭС с двумя энергоблоками установленной мощностью 275 МВт каждый в 2028 году.

Ввод гидроагрегата № 4 на Светлинской ГЭС в 2027 году предусмотрен в соответствии с инвестиционной программой АО «Виллойская ГЭС-3», утвержденной приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от 08.11.2022 № 622-ОД.

Ввод в работу гидроагрегата ст. № 4 Светлинской ГЭС позволяет исключить негативное влияние на фундаментную плиту здания ГЭС, обусловленное отсутствием переменных нагрузок от периодического осушения и заполнения водопропускных трактов ГА № 4 и отсутствием динамической нагрузки от не смонтированного оборудования ГА № 4, которое может привести к разрушению плотины.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2029 году составит 3512,3 МВт. К 2029 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Саха (Якутия) по сравнению

с отчетным годом возрастет доля ТЭС с 52,86 % до 69,78 %, доля ГЭС снизится с 47,14 % до 30,22 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) представлена в таблице 22. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) представлена на рисунке 6.

Таблица 22 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	2007,4	2067,4	2550,4	2816,2	2962,3	3512,3	3512,3
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	1061,5	1061,5	1061,5
ТЭС	1049,9	1109,9	1592,9	1858,7	1900,8	2450,8	2450,8

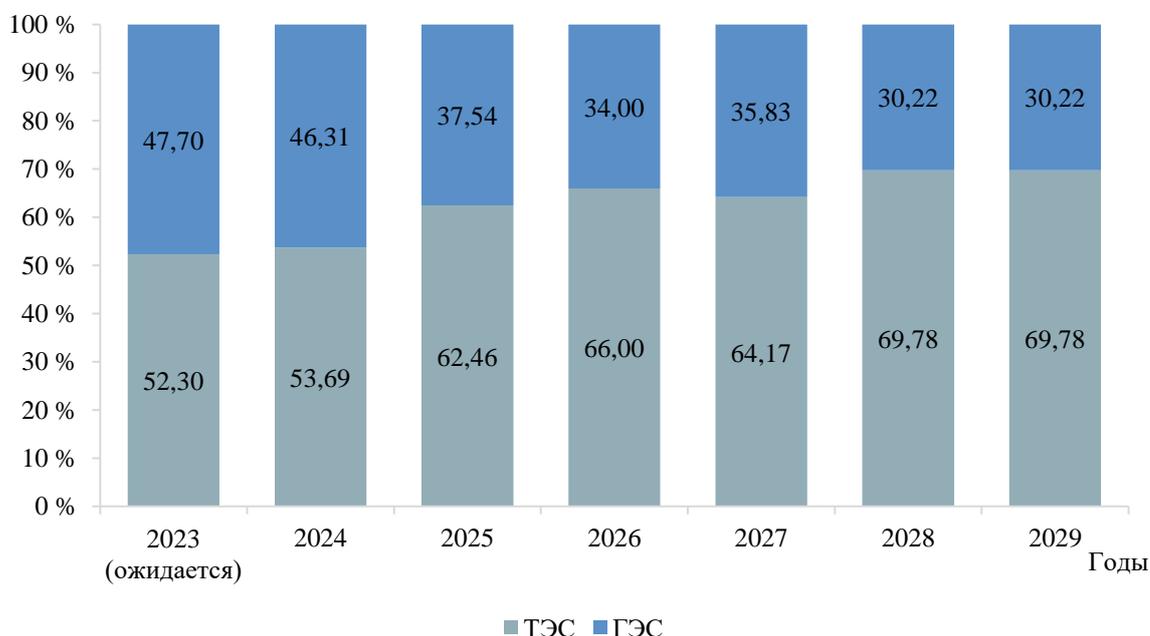


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия)

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ	ПАО «Якутскэнерго»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой ИРМ 110 кВ мощностью 12 Мвар	ПАО «Якутскэнерго»	110	Мвар	1×12	–	–	–	–	–	–	12	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройства АОСН	ПАО «Якутскэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Создание устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий ¹⁾	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий ²⁾	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7		ООО «ЯЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
8		ПАО «Якутскэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
9		ООО «ЯГК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
10		ООО «Газпром инвест»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	

Примечания

1 ¹⁾ Создание устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий предусматривает:

1) создание на ПС 220 кВ Олекминск устройства АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14;

2) создание на ПС 220 кВ Олекминск устройств:

– АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;

– АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар.

2 ²⁾ Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов

и команд, команд реализации управляющих воздействий предусматривает:

1) создание на ПС 220 кВ Районная устройств:

– ЛАПНУ;

– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;

– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;

– ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;

– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1,2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;

– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1,2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;

– УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;

– УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;

– устройство телемеханики;

– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;

– ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Районная;

– ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Районная;

– ФОЛ ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;

– ФОЛ ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;

- ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;
- ПОр ФСМ Мирный (суммарный переток по ВЛ 220 кВ Районная – Мирный № 1 и № 2);
- 2) создание на ПС 220 кВ Сунтар устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - устройство телемеханики;
 - УОН;
 - ПОр ФСМ ПС 220 кВ Сунтар (суммарный переток по АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Сунтар);
- 3) создание на ПС 220 кВ КС-1 устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12;
 - устройства телемеханики;
- 4) создание на ПС 220 кВ Городская устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
 - устройство телемеханики;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Городская;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Городская;
 - УОН;
 - ПОр ФСМ Чайндинского нефтегазоконденсатного месторождения (суммарный переток по ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй (Нюя) № 1 и № 2 с отпайкой на ПС НПС-11);
- 5) создание на ПС 220 кВ НПС-12 устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
- 6) создание на ПС 220 кВ Олекминск устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Олекминск;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Олекминск;
 - УОН;
- 7) создание на ПС 220 кВ НПС-13 устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - устройство телемеханики;

8) создание на Каскаде Виллюйских ГЭС 1, 2 устройств:

- УОГ;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- УПАСК ВЛ 220кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Айхал II цепь;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Айхал;
- устройство телемеханики;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- ФОСШ 1СШ 220 кВ Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОСШ 2СШ 220 кВ Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОСШ 3СШ 220 кВ Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОСШ 4СШ 220 кВ Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОб 1Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОб 2Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОб 3Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОб 4Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОб 5Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОб 6Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОб 7Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- ФОб 8Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- датчик измерения активной мощности на 1Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- датчик измерения активной мощности на 2Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- датчик измерения активной мощности на 3Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- датчик измерения активной мощности на 4Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- датчик измерения активной мощности на 5Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- датчик измерения активной мощности на 6Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- датчик измерения активной мощности на 7Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- датчик измерения активной мощности на 8Г Каскада Виллюйских ГЭС 1, 2;
- Пор ФСМ Айхало – Удачинского энергорайона (суммарный переток по трём ЛЭП 220 кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Айхал);

9) создание на ПС 220 кВ Айхал устройств:

- УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Айхал II цепь;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Виллюйских ГЭС 1, 2 – Айхал;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6);
- УПАСК ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6);
- УОН;

10) создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройств:

- УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 1;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 3;
- УОН.

11) создание на ПС 110 кВ УППГ-4 устройства УОН;

12) создание на ПС 110 кВ УКПГ-3 устройства УОН;

13) создание на ПС 110 кВ УППГ-2 устройства УОН;

14) создание на Светлинской ГЭС устройств:

- датчик измерения активной мощности на 1Г Светлинской ГЭС;
- датчик измерения активной мощности на 2Г Светлинской ГЭС;
- датчик измерения активной мощности на 3Г Светлинской ГЭС;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;

- ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;
 - ФОСШ 1С 220 кВ Светлинской ГЭС;
 - ФОСШ 2С 220 кВ Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 1Г Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 2Г Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 3Г Светлинской ГЭС;
 - устройство телемеханики;
- 14) создание на ПС 220 кВ НПС-15:
- устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15;
- 15) создание на ПС 220 кВ Нижний Куранах:
- устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах;
- 16) создание на ПС 220 кВ Амга:
- ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16.

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Саха (Якутия)

В таблице 24 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Саха (Якутия).

Таблица 24 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Саха (Якутия)

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×191,9	–	–	–	–	383,8	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС	ПАО «РусГидро»	570	450
2	Строительство ПС 110 кВ Тимир с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ЗАО ГМК «Тимир»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО ГМК «Тимир»	ЗАО ГМК «Тимир»	–	10
3	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимыр – Тимир ориентировочной протяженностью 7 км	ЗАО ГМК «Тимир»	110	км	7	–	–	–	–	–	–	7				
4	Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Полюс Алдан»	АО «Полюс Алдан»	25,1	4,9
5	Реконструкция ПС 110 кВ Дежнёвская с заменой трансформаторов 1Т 110/6/6 кВ и 2Т 110/6/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ГОК «Денисовский»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГОК «Денисовский»	АО «ГОК «Денисовский»	15,7	7,32
6	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Гранд Маркет»	ООО «Гранд Маркет»	–	1,5
7	Строительство ПС 110 кВ Мостовой переход с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Восьмая концессионная компания»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Восьмая концессионная компания»	ООО «Восьмая концессионная компания»	–	4,9
8	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Майя – Табага на ПС 110 кВ Мостовой переход ориентировочной протяженностью 3,6 км		110	км	3,6	–	–	–	–	–	–	3,6				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
9	Реконструкция ПС 110 кВ Хандыга с установкой одного УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Якутскэнерго»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»	АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»	–	22,92
10	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Жатайская судоверфь»	АО «Жатайская судоверфь»	–	8,5
11	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками до ПС 110 кВ Судоверфь ориентировочной протяженностью 4,5 км каждая	ПАО «Якутскэнерго»	110	км	2×4,5	–	–	–	–	–	–	9				
12	Строительство ПС 110 кВ Иктех с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ООО «ИНК»	110	МВА	–	1×4	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	3,0
13	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ЛЛ-102 (Мирный – Городская) на ПС 110 кВ Иктех ориентировочной протяженностью 13,7 км		110	км	–	13,7	–	–	–	–	–	–				
14	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11 и ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 на ПС 220 кВ Нюя ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	4×1	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение выдачи мощности ЭСН УКПГ-3 и технологического присоединения потребителя ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	–	50,05
15	Строительство ПП 220 кВ Нюя с ВЛ 220 кВ Нюя – Чайнда I цепь, II цепь ориентировочной протяженностью 74,5 км	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х				
16	Строительство ПС 220 кВ Чайнда с двумя трансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126				
17	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 с шестью трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	110	МВА	6×16	–	–	–	–	–	–	96				
18	Строительство ВЛ 110 кВ Чайнда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 0,5 км каждая	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1				
19	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80				
20	Строительство ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 34 км каждая	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	110	км	2×34	–	–	–	–	–	–	68				
21	Строительство ПС 110 кВ Маччоба с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Саханефть»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Саханефть»	ООО «Саханефть»	–	14

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
22	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Л-135 (Районная – Интернациональная) и ВЛ 110 кВ Л-136 (Районная – Интернациональная) до ПС 110 кВ Маччоба ориентировочной протяженностью 1,2 км каждая	ООО «Саханефть»	110	км	2×1,2	–	–	–	–	–	–	2,4				
23	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с установкой второго автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эльгауголь»	ООО «Эльгауголь»	–	44
24	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2 ориентировочной протяженностью 279 км	ПАО «Россети»	220	км	279	–	–	–	–	–	–	279				
25	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 32 МВА каждый	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	МВА	–	–	–	2×32	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АнтрацитИнвестПроект»	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	–	30
26	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	км	–	–	–	55	–	–	–	55				
27	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар, одной БСК мощностью 26 Мвар и одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	1×52 1×26 1×50	–	–	–	–	–	78 50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «АнтрацитИнвестПроект»)	ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	–	146
28	Строительство ПС 220 кВ Таборная с одним трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Рудник Таборный»	220	МВА	–	–	1×25	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Рудник Таборный»	ООО «Рудник Таборный»	–	20
29	Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборная ориентировочной протяженностью 100 км	ООО «Рудник Таборный»	220	км	–	–	100	–	–	–	–	100				
30	Строительство ПП 220 кВ Золотинка	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х				
31	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1 на ПП 220 кВ Золотинка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2				
32	Строительство ПС 220 кВ НПС-10 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Транснефть-Восток»	ООО «Транснефть-Восток»	–	27
33	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, № 2 до ПС 220 кВ НПС-10 ориентировочной протяженностью 5 км каждая	ООО «Транснефть-Восток»	220	км	2×5	–	–	–	–	–	–	10				
34	Строительство ПС 110 кВ Южный Куст с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Полюс Алдан»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Полюс Алдан»	АО «Полюс Алдан»	–	40
35	Строительство КВЛ 110 кВ Томмот – Южный Куст I, II цепь ориентировочной протяженностью 31 км	АО «Полюс Алдан»	110	км	–	–	2×31	–	–	–	–	62				
36	Строительство ПС 110 кВ Хвойный с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Золото Селигдара»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Золото Селигдара»	АО «Золото Селигдара»	–	4,9

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
37	Строительство одноцепной ЛЭП 110 кВ Томмот – Хвойный от границы земельного участка Заявителя до ПС 110 кВ Хвойный ориентировочной протяженностью 0,1 км	АО «Золото Селигдара»	110	км	–	0,1	–	–	–	–	–	0,1				
38	Строительство одноцепной ЛЭП 110 кВ Томмот – Хвойный до границы земельного участка Заявителя ориентировочной протяженностью 14,5 км	АО «ДРСК»	110	км	–	14,5	–	–	–	–	–	14,5				
39	Строительство кабельного захода ЛЭП 110 кВ Томмот – Хвойный на ПС 220 кВ Томмот ориентировочной протяженностью 0,3 км	АО «ДРСК»	110	км	–	0,3	–	–	–	–	–	0,3				
40	Реконструкция ПС 110 кВ Радицентр с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «САЮРИ», МКУ «СЭГХ» ГО г. Якутск)	ООО «САЮРИ», МКУ «СЭГХ» ГО г. Якутск	3	3,799

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ПС 110 кВ Чульман с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	–	2×16	–	–	–	32	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68
2	Демонтаж участка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68
3	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками со строительством участка до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,1 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	0,1	–	–	–	0,1	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками со строительством участка до ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками ориентировочной протяженностью 0,1 км и демонтажем существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	0,1	–	–	–	0,1	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками со строительством участка от Чульманской ТЭЦ до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,26 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	0,26	–	–	–	0,26	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Полус Алдан»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Гранд Маркет»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Нюрба с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 27 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [3], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [4] и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 27 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 220 кВ Новоленской ТЭС	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Новоленская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	550
2	Строительство ПП 220 кВ Пилька	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х			
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог на ПП 220 кВ Пилька ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	220	км	–	–	–	–	–	2×0,5	–	1			
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корыто на ПП 220 кВ Пилька ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	220	км	–	–	–	–	–	2×0,5	–	1			
5	Строительство двух двухцепных ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Пилька ориентировочной протяженностью 233,5 км каждая	220	км	–	–	–	–	–	4×233,5	–	934			
6	Строительство второй ВЛ 220 кВ Пилька – Сухой Лог ориентировочной протяженностью 260 км	220	км	–	–	–	–	–	260	–	260			
7	Строительство РУ 220 кВ ТЭС Чульман	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	ТЭС Чульман	ООО «Газпром энергохолдинг»	330
8	Строительство ПП 220 кВ Новый	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
9	Строительство ВЛ 220 кВ ТЭС Чульман – ПП Магистральный ориентировочной протяженностью 213 км	220	км	–	–	–	213	–	–	–	213			
10	Строительство ВЛ 220 кВ ТЭС Чульман – Нерюнгинская ГРЭС ориентировочной протяженностью 21 км каждая	220	км	–	–	–	21	–	–	–	21			
11	Строительство ВЛ 220 кВ ТЭС Чульман – ПП Новый ориентировочной протяженностью 286 км	220	км	–	–	–	265	–	–	–	265			
12	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16 на ПП 220 кВ Новый ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	220	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	1			
13	Расширение РУ 220 кВ ПП 220 кВ Магистральный с установкой дополнительных ячеек для присоединения вновь сооружаемых ВЛ 220 кВ	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х			
14	Расширение РУ 220 кВ Нерюнгинской ГРЭС с установкой дополнительных ячеек для присоединения вновь сооружаемых ВЛ 220 кВ	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
15	Строительство РУ 110 кВ ГПЭС Вилюйск с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	ГПЭС Вилюйск	ООО «Якутская генерирующая компания»	33
16	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками на ГПЭС Вилюйск ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	110	Км	–	–	2×0,5	–	–	–	–	1			
17	Строительство ВЛ 110 кВ Сунтар – ГПЭС Вилюйск ориентировочной протяженностью 1,5 км	110	км	–	–	1,5	–	–	–	–	1,5			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

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

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

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

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

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

3) итоговых проекта инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2023–2027 годы и изменений, которые вносятся в инвестиционную программу на 2019–2023 годы. Материалы размещены 24.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 34@ инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК», утвержденную приказом Минэнерго России 28.12.2018 № 33@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2021 № 20@;

5) итоговых проекта инвестиционной программы ПАО «Якутскэнерго» на 2023–2027 годы и изменений, которые вносятся в инвестиционную программу на 2021–2025 годы. Материалы размещены 06.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

6) утвержденных приказом Минэнерго России от 18.10.2022 № 10@ инвестиционной программы ПАО «Якутскэнерго» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Якутскэнерго» на 2021–2025 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 17@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 08.12.2021 № 18@;

7) утвержденных приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от 13.12.2022 № 680-ОД инвестиционной программы ООО «Якутская электросетевая компания» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу на 2019–2023 годы, утвержденную приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от 29.10.2021 № 510-ОД;

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

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской

Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

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

На текущий 2023 год на территории Республики Саха (Якутия) осуществляют свою деятельность 10 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Якутскэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 79 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Саха (Якутия)) и АО «ДРСК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 14 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Саха (Якутия)).

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 Республики Саха (Якутия) на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

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

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

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

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

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

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

¹ Постановление Государственного комитета по ценовой политике Республики Саха (Якутия) от 25.11.2022 № 287 и от 28.12.2018 № 234.

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 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/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год постановлением Государственного комитета по ценовой политике Республики Саха (Якутия) от 25.11.2022 № 316 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Саха (Якутия), и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

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

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

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

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

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

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

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

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Республики Саха (Якутия) по тарифному решению	5 %	10 %	10 %	10 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,4 %	3,1 %	3,8 %	1,8 %	2,7 %	0,7 %

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

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Саха (Якутия) представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Саха (Якутия) (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	3634	4127	3687	1573	1577	1577
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	362	379	368	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	4292	4148	6644	1766	1648	1648

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Саха (Якутия) 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 7.

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

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

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	20,2	22,4	24,9	27,5	28,8	29,9
НВВ	млрд руб.	21,2	23,0	23,7	22,4	22,6	23,0
Δ НВВ (НВВ – ПВВ)	млрд руб.	1,0	0,6	-1,3	-5,1	-6,2	-6,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,5	3,8	4,1	4,1	4,3
Среднегодовой темп роста	%	–	108	107	108	102	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,4	3,6	3,6	3,3	3,3	3,3
Среднегодовой темп роста	%	–	105	99	93	98	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	0,1	-0,2	-0,8	-0,9	-1,0

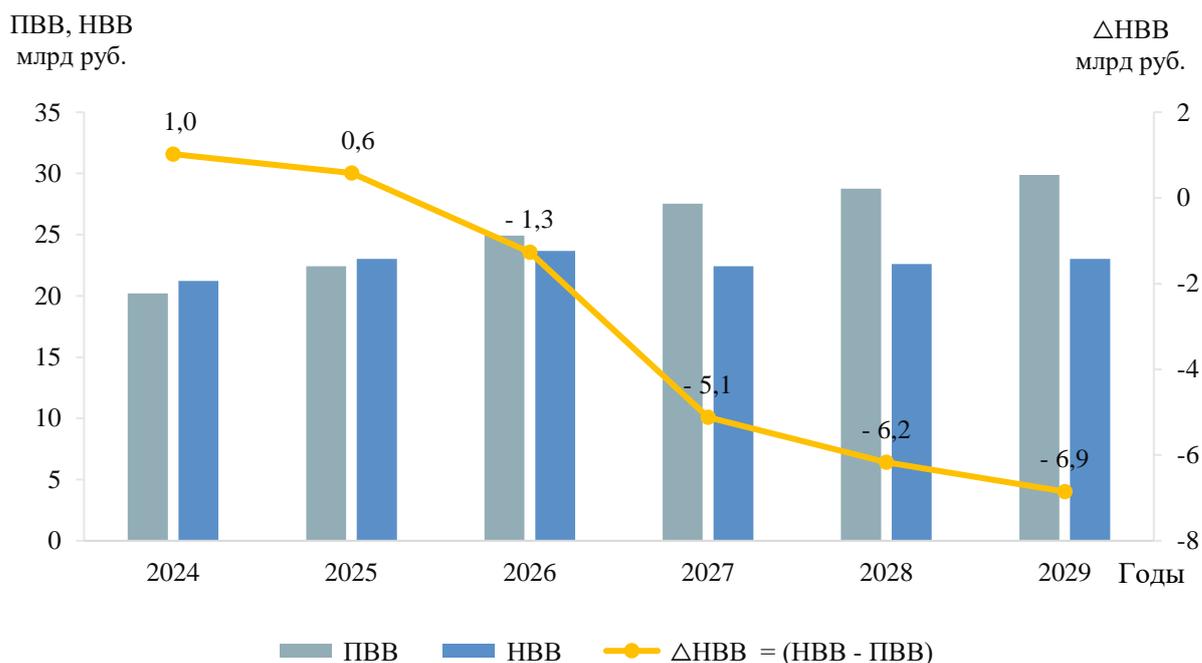


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Саха (Якутия) при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 31, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Республики Саха (Якутия) при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава

технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения на 2 процентных пункта (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии в среднем за 2024–2026 годы составляет 2,0 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

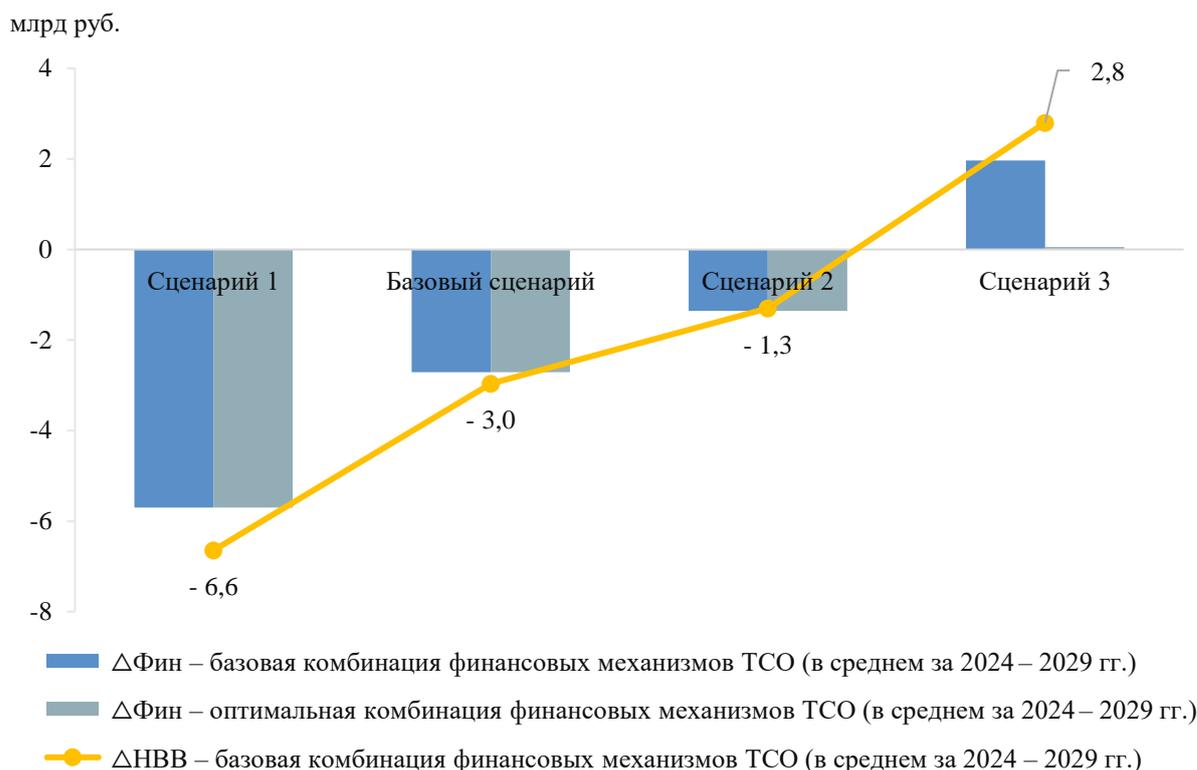


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 32.

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

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	3 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	58 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичный сценарий – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 32).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Саха (Якутия), включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы на территории Республики Саха (Якутия) в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Саха (Якутия) оценивается в 2029 году в объеме 11457 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,35 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) к 2029 году увеличится и составит 1853 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,84 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5649–6183 час/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в период 2024–2029 годов составляют 194,1 МВт на ТЭС

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 1627,0 МВт: на ГЭС – 104 МВт, на ТЭС – 1523 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2029 году составит 3512,3 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1164,86 км, трансформаторной мощности 1021 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

3. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации : Постановление Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической

энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «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», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Республики Саха (Якутия)														
Южно-Якутский энергорайон														
Нерюнгринская ГРЭС	ПАО «РусГидро»			Уголь										
		1	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		2	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		3	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		4	К-225-12,8					225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		5	К-225-12,8				225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	570,0	570,0	570,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0		
Чульманская ТЭЦ														
	АО «ДГК»			Уголь, дизельное топливо										
		3	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0								Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		5	К-12-35		12,0									Вывод из эксплуатации 01.03.2023
		6	ПТ-12-35/10М		12,0									Вывод из эксплуатации 01.03.2023
		7	ПТ-12-35/10М	12,0	12,0	12,0	12,0						Вывод из эксплуатации в 2026 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	24,0	12,0	12,0						
ТЭС «Чульман»														
	ООО «Газпром энергохолдинг»			Газ										
		1-2	ГТ						220,0	220,0	220,0	220,0		Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		3	ПТУ						110,0	110,0	110,0		Ввод в эксплуатацию в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–				220,0	330,0	330,0	330,0			
Якутский западный энергорайон														
Вилойская ГЭС-1														
	ПАО «Якутскэнерго»			–										
		1	ПЛ70/3164-ВМ-410		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		2	ПЛ70/3164-ВМ-410		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		3	ПЛ70/3164-ВМ-410		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		4	ПЛ70/3164-ВМ-410	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0		
Вилойская ГЭС-2														
	ПАО «Якутскэнерго»			–										
		5	РО75/3123-1-В-450		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		6	РО75/3123-1-В-450		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		7	РО75/3123-1-В-450		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		8	РО75/3123-1-В-450	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0		
Светлинская ГЭС														
	АО «Вилойская ГЭС-3»			–										
		1	ПЛ 30-В-750		92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	
		2	ПЛ 30-В-750		92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	
		3	ПЛ 30-В-750		92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	
		4	ГА						104,0	104,0	104,0		Ввод в эксплуатацию в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	381,5	381,5	381,5		
ЭСН УКПГ-3 Чагининского НГКМ														
	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»			Газ										
		1	ГТ-12				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		2	ГТ-12				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		3	ГТ-12				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		4	ГТ-12				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		5	ГТ-12			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
		6	ГТ-12				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.	
Установленная мощность, всего		–	–				72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		
ГПЭС Виллойск	ООО «Якутская генерирующая компания»			Газ										
			ГПУ					33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–				33,0	33,0	33,0	33,0	33,0		
Резервные ДЭС ЗЭР	ПАО «Якутскэнерго»			Дизельное топливо										
			ДЭС		27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2		
Якутский центральный энергорайон														
Якутская ГРЭС	ПАО «Якутскэнерго»													
		2	ГТЭ-45-3	Газ	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4				Вывод из эксплуатации в 2027 г.	
		3	ГТЭ-45-3		41,1	41,1	41,1	41,1	41,1					Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		4	ГТЭ-45-3		43,0	43,0	43,0	43,0	43,0					Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		7	ГТ-35-770-2		22,3	22,3	22,3	22,3	22,3					Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		8	ГТ-35-770-2		22,2	22,2	22,2	22,2	22,2					Вывод из эксплуатации в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	170,1	170,1	170,1	170,1	147,9					
Якутская ТЭЦ	ПАО «Якутскэнерго»			Газ										
		1	П-6-35/5	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	АТ-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Якутская ГРЭС Новая	ПАО «Якутскэнерго»													
		1	ГТУ LM 6000	Газ	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6		
		2	ГТУ LM 6000		40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	
		3	ГТУ LM 6000		41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	
		4	ГТУ LM 6000		41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0		
Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ)	ПАО «РусГидро»													
		1	ПСУ	Газ					80,0	80,0	80,0	80,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.	
		2	ПСУ							80,0	80,0	80,0	80,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–					80,0	160,0	160,0	160,0		
Резервные ДЭС ЦЭР	ПАО «Якутскэнерго»			Дизельное топливо										
			ДЭС		82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6		
Установленная мощность, всего		–	–	–	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6		
Новоленская ТЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»													
		1	ПСУ	Газ							275,0	275,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
		2	ПСУ									275,0	275,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–							550,0	550,0		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Республики Саха (Якутия)

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройства АОСН	ПАО «Якутскэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,44	5,44
2	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
3	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой СКРМ 110 кВ мощностью 12 Мвар	ПАО «Якутскэнерго»	220	Мвар	1×12	–	–	–	–	–	–	12	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	669,11	670,21
4	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ	ПАО «Якутскэнерго»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
5	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ПС 110 кВ Чульман с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	2×16	–	–	–	32	2026	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68	982,56	982,56

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
6	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками со строительством участка до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,1 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	-	-	-	0,1	-	-	-	0,1	2026	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68		
7	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками со строительством участка до ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайками ориентировочной протяженностью 0,1 км и демонтажем существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	-	-	-	0,1	-	-	-	0,1	2026	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68	3,69	3,69
8	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Демонтаж участка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	х	-	-	-	х	-	-	-	х	2026	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68		
9	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимыр с отпайками со строительством участка от Чульманской ТЭЦ до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,26 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимыр с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	-	-	-	0,26	-	-	-	0,26	2026	Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.02.2023 № 68	6,80	6,80
10	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Создание устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий	ПАО «Россети»	-	х	х	-	-	-	-	-	-	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	224,08	224,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
11	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
12	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)		ООО «ЯЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023		69,73	67,94
13	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)		ПАО «Якутскэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023		162,74	114,17
14	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)		ООО «ЯГК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023		44,55	44,55
15	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)		ООО «Газпром инвест»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023		9,95	9,95
16	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	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	71,82	71,82
17	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2024	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	100,48	97,63

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
18	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2023	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	174,63	0,00
19	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Нюрба с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	273,77	273,77

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029				

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министерства энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.