

ГЛАВА
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)



САХА ӨРӨСПҮҮБҮЛҮКЭТИН
ИЛ ДАРХАНА

УКАЗ

ЫЙААХ

г. Якутск

Дьокуускай к.

**О схеме и программе развития электроэнергетики
Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», в целях обеспечения надежного функционирования электроэнергетики Республики Саха (Якутия) в долгосрочной перспективе **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 годы согласно приложению к настоящему Указу (далее - схема и программа).
2. Признать утратившим силу Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 29 апреля 2021 г. № 1840 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2021-2025 годы».
3. Определить координатором схемы и программы Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия).
4. Опубликовать настоящий Указ в официальных средствах массовой информации.

Глава
Республики Саха (Якутия)



А. НИКОЛАЕВ

29 апреля 2022 г.

№ 2424



УТВЕРЖДЕНЫ

Указом Главы
Республики Саха (Якутия)
от 29 апреля 2022 г. № 2424

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) НА 2022-2026 ГОДЫ

ВВЕДЕНИЕ

Целями схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) являются:

создание условий для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Республики Саха (Якутия);

предотвращение возникновения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Саха (Якутия) наиболее эффективными способами с учетом максимальных и минимальных режимов работы, необходимого технологического резерва, основных технологических ограничений перетока электрической мощности;

определение необходимости размещения новых и реконструкции существующих линий электропередачи и подстанций для обеспечения:

баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме,
выдачи мощности электрических станций,

предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности в Западном, Центральном и Южно-Якутском районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия),

обоснованного повышения пропускной способности электрических сетей в энергосистеме Республики Саха (Якутия);

обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия);

обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры и социально-экономического развития Республики Саха (Якутия).

Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 годы выполнена с учетом требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823), методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 281), Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937), ГОСТ Р 58670-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем.

Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования (утверждены приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2019 № 1196-ст), ГОСТ 58057-2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования и «Методических указаний по устойчивости энергосистем» (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 28.08.2018 № 630).

В работе учтены следующие основные принципы:

схема основной электрической сети Республики Саха (Якутия) должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие в условиях роста нагрузки и развития электростанций;

схема выдачи мощности электростанций (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи, выключателя или системы шин в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь);

схема и параметры системообразующих и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения.

При разработке схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) учитывались следующие документы:

схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 26.02.2021 № 88;

схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2021-2025 годы, утвержденная Указом Главы Республики Саха (Якутия) от 29.04.2021 № 1840;

внестадийная работа «Региональная программа развития электрических сетей классом напряжения 35 – 110 кВ Республики Саха (Якутия) на период 2021-2025 годов»;

утвержденные в установленном порядке в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах» действующие редакции инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

документы территориального планирования Республики Саха (Якутия) и органов местного самоуправления и муниципальных районов, при необходимости согласованные Правительством Российской Федерации и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти;

программы социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики;

предложения филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ по развитию энергосистемы Республики Саха (Якутия), в том числе по перечню новых электрических станций и электросетевых объектов и их размещению, а также по мероприятиям, направленным на устранение энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима;

предложения сетевых, генерирующих организаций и исполнительных органов государственной власти Республики Саха (Якутия) по развитию

электрических сетей и объектов генерации на территории Республики Саха (Якутия);

прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по электроэнергетической системе Республики Саха (Якутия) и крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Республики Саха (Якутия), принятый из базового варианта СиПР ЕЭС;

перечень поручений Главы Республики Саха (Якутия) от 10.11.2021 № Пр-635-А1 по итогам совещания по вопросам строительства приоритетных объектов энергетики 21 октября 2021 года.

Нормативно-методические материалы, использованные в работе:

методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования, утвержденные Госстроем России, Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации и Госкомпромом России от 21.06.1999 № ВК 477;

методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937;

Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58057–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 13.03.2018 № 128-ст;

Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58058–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 17.07.2018 № 417-ст;

Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58670–2019 Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 19.11.2019 № 1196-ст;

требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;

требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81;

укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденные приказом Минэнерго России от 08.02.2016 № 75.

доработанная редакция Методических рекомендаций по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, принятая за основу протоколом совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению

безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) Шишкина А.Н. от 09.11.2010 № АПШ- 369пр.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) В ЦЕЛОМ С ДИФФЕРЕНЦИАЦИЕЙ ПО ТЕРРИТОРИЯМ ЗАПАДНОГО, ЦЕНТРАЛЬНОГО И ЮЖНОГО ЭНЕРГОРАЙОНОВ

1.1 Географическое положение и население Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия) – самый крупный по площади территории регион Российской Федерации, занимающий 18 процентов ее территории, и самая крупная в мире административно-территориальная единица.

Республика отнесена к геостратегическим территориям Дальнего Востока и Арктической зоны РФ, входит в состав Дальневосточного макрорегиона России, занимая северо-восточное глубинное положение относительно других субъектов Дальнего Востока и относительно выгодное транзитное макроположение между Европой и Азией, с выходом на моря Северного Ледовитого океана.

Общая площадь континентальной и островной частей составляет 3,1 млн км². Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Свыше 40 процентов территории находится за Северным полярным кругом. На севере ее естественные рубежи образуют моря Лаптевых и Восточно-Сибирское. Общая протяженность морской береговой линии превышает 4,5 тыс. км. Ежегодно в эти моря выносится 780 куб. км воды – это примерно пятая часть стока рек России, причем около 70 процентов этого объема составляет сток реки Лены. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма.

Значительную часть Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Вся территория республики находится в зоне вечной мерзлоты, отрицательных среднегодовых температур. Климат резко-континентальный.

Административно-территориальное устройство республики представлено 445 муниципальными образованиями, в том числе 34 муниципальными районами, из которых 4 – национальные: Анабарский национальный (долгано-эвенкийский), Жиганский эвенкийский, Оленёкский эвенкийский, Эвено-Бытантайский; 2 городскими округами, 48 городскими и 361 сельским поселениями, в том числе национальных – 46, и 637 населенных пунктами.

Численность населения в Республике Саха (Якутия) по оперативным данным государственной статистики на 01.01.2022 составляет 990,5 тыс. чел., для сравнения – 964,3 тыс. чел. по состоянию на 01.01.2018. Естественный прирост на 1000 человек в 2021 г. равен 1,7 против 6,4 в 2017 г. Территория республики характеризуется малой заселенностью. Плотность населения (0,32 чел./кв.км.) одна из самых низких в РФ. При этом средняя плотность населения в Арктической зоне составляет 0,04 человек на кв.км.

Основная часть населения (66,6 процента) проживает в городах, количество городских жителей постоянно растет. В Республике Саха (Якутия) насчитывается 13 городов: Якутск, Мирный, Нерюнгри, Нюрба, Покровск, Алдан, Томмот, Верхоянск, Вилюйск, Ленск, Удачный, Олекминск, Среднеколымск. На 01.01.2022 численность населения г. Якутска составляет более 341,1 тыс. чел., суммарная

численность населения остальных городов республики – свыше 202,3 тыс. чел. Основной тенденцией демографического развития все еще остается отсутствие значимого роста численности населения и снижение общего коэффициента рождаемости. По сравнению с 2017 г. общий коэффициент рождаемости к 2022 г. снизился с 14,5 до 12,5 (число родившихся на 1000 чел. населения).

Территориальную структуру хозяйства республики образуют районы, объединенные в экономические зоны – центральная, западная, восточная, южная и арктическая. Экономическое зонирование республики обусловлено природными условиями, экономической специализацией.

Центральная экономическая зона представлена ГО «город Якутск» и ГО «Поселок Жатай», Амгинским, Горным, Кобяйским, Мегино-Кангаласским, Намским, Таттинским, Усть-Алданским, Хангаласским и Чурапчинским муниципальными районами. Центральная Якутия, где проживает 55,9 процента населения республики, является территорией с наиболее развитой транспортной, энергетической инфраструктурой и диверсифицированной экономикой. Со станции п. Нижний Бестях осуществляются регулярные железнодорожные перевозки грузов и пассажиров. Отрасли специализации: финансовая деятельность, обрабатывающее производство, оптовая и розничная торговля, гостиницы и рестораны, операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг; образование, государственное управление; здравоохранение; агропромышленный комплекс и другие.

Западная экономическая зона с численностью 22,9 процента населения республики, куда входят Ленский, Мирнинский, Олекминский, Вилуйский, Верхневилуйский, Нюрбинский и Сунтарский муниципальные районы, характеризуется как центр алмазодобычи, нефтегазодобычи с развитыми лесопереработкой и агропромышленным производством. Отрасли специализации: добыча полезных ископаемых, транспорт, строительство, сельское хозяйство.

Восточная экономическая зона включает в себя Томпонский, Усть-Майский и Оймяконский муниципальные районы (2,8 процента населения республики). Конкурентные преимущества заключаются в наличии крупных месторождений полезных ископаемых: Нежданинское месторождение золота, Верхнее-Менкеченское серебро-полиметаллическое месторождение, Агылкинское медно-вольфрамовое месторождение со значительными запасами серебра.

На территории южной экономической зоны, включающей Нерюнгринский и Алданский муниципальные районы (11,6 процента населения республики), активно разрабатываются месторождения золота и угля. Ключевую роль в экономическом развитии Южной Якутии играет транспортная доступность (автомобильные, железнодорожные перевозки), обеспечивающая постоянную надежную связь с другими регионами страны и создающая условия для освоения ресурсов макрорайона. Отрасли специализации: транспорт; производство и распределение электроэнергии; обрабатывающие производства; строительство.

Арктическая зона Республики Саха (Якутия) (Абыйский, Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Верхнеколымский, Верхоянский, Жиганский, Момский, Нижнеколымский, Оленекский, Среднеколымский, Усть-Янский, Эвено-Бытантайский муниципальные районы) занимает 52,2 процента площади территории республики, на которой в условиях арктического и субарктического климата проживает 6,8 процента населения республики. В арктической зоне

преобладают традиционные формы природопользования (оленоводство, охотничий и рыболовный промысел, добыча мамонтовой кости).

1.2. Экономика

В связи с отсутствием за 2021 г. показателя ВРП, значение которого официально будет опубликовано только в 2023 г., в таблице приведены показатели за четыре предыдущие годы. Экономическое развитие Республики Саха (Якутия) в 2017-2020 гг. характеризовалось умеренными темпами роста такого важнейшего показателя, как валовой региональный продукт (ВРП), за исключением последнего года. Как видно, снижение объема производства в 2020 г. привело к снижению показателя за период в сопоставимых ценах 2017 г. на 2,0 процента (табл. 1.2.1, рис. 1.2.1).

По объему производства валового регионального продукта Республика Саха (Якутия) в 2020 г. (1141,3 млрд руб.) по ДФО находится на первом месте и на двадцатом месте по РФ, по уровню производства ВРП на душу населения (1168,2 тыс. руб.) – на четвертом месте по ДФО после Чукотского автономного округа, Сахалинской и Магаданской областей и девятом месте по России.

Таблица 1.2.1 – Динамика валового регионального продукта Республики Саха (Якутия)

Показатель	Год			
	2017	2018	2019	2020
Валовой региональный продукт, в текущих ценах, млрд руб.*	942,0	1126,8	1227,7	1141,3
Индекс физического объема валового регионального продукта (в постоянных ценах; в процентах к предыдущему году)	100,7	103,9	104,0	90,7
Валовой региональный продукт, в сопоставимых ценах 2017 г., млрд руб.	942,0	978,8	1017,9	932,3
Темп роста ВРП в сопоставимых ценах 2017 г. в % к базисному году	100,0	103,9	108,1	98,0

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2017-2020 гг.

* В соответствии с Федеральным планом статистических работ Росстата утвержденные итоги ВРП по Республике Саха(Якутия) за 2021 г. будут опубликованы в феврале 2023 г.

В табл. 1.2.2 приведена структура объема валовой добавленной стоимости Республики Саха (Якутия) по видам экономической деятельности в 2017 и 2020 гг. в текущих ценах соответствующего года. По таким отраслям, как сельское хозяйство, строительство, водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений наблюдается снижение объемов валовой добавленной стоимости.

В структуре доминирует добыча полезных ископаемых (560,2 млрд руб.). Наибольшие объемы валового продукта приходятся на транспортировку и хранение (76,2 млрд руб.), торговлю (74,2 млрд руб.), строительство (70,9 млрд руб.), государственное управление, социальное обеспечение (61,7 млрд руб.), деятельность в области здравоохранения и социальных услуг (57,6 млрд руб.), деятельность по операциям с недвижимым имуществом (52,2 млрд руб.).

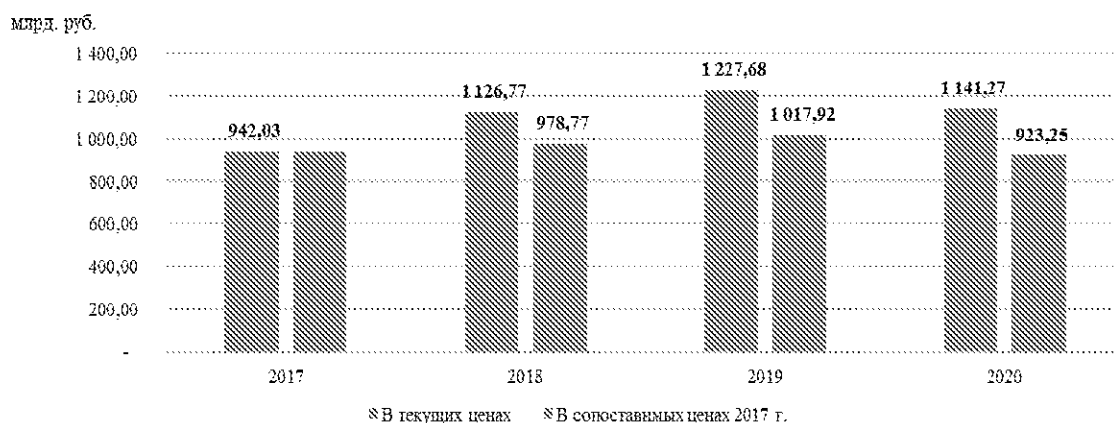


Рис. 1.2.1 – Производство ВРП в текущих и сопоставимых ценах, млрд руб.¹

Таблица 1.2.2. – Структура объема валовой добавленной стоимости Республики Саха (Якутия) в 2017 и 2020 гг. по видам экономической деятельности

Вид экономической деятельности	2017		2020	
	млн руб.	%	млн руб.	%
Валовая добавленная стоимость в основных ценах	942 029,6	100,0	1 141 265,2	100,0
Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	16 346,0	1,7	15 929,63	1,4
Добыча полезных ископаемых	442 708,0	47,0	560 176,91	49,1
Обрабатывающие производства	9 989,0	1,1	12 122,42	1,1
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	40 069,0	4,3	41 953,95	3,7
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	4 849,0	0,5	4 016,83	0,4
Строительство	98 036,0	10,4	70 978,60	6,2
Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	54 510,0	5,8	74 189,54	6,5
Транспортировка и хранение	69 743,0	7,4	76 165,91	6,7
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	6 201,0	0,7	11 541,77	1,0
Деятельность в области информации и связи	10 402,0	1,1	14 013,04	1,2
Деятельность финансовая и страховая	1 403,0	0,1	1 900,51	0,2
Деятельность по операциям с недвижимым имуществом	32 666,0	3,5	52 187,38	4,6
Деятельность профессиональная, научная и техническая	9 353,0	1,0	11 473,91	1,0
Деятельность административная и сопутствующие дополнительные услуги	6 623,0	0,7	11 527,08	1,0
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное обеспечение	53 766,0	5,7	61 749,24	5,4
Образование	38 930,0	4,1	49 470,82	4,3

¹ Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2017-2020 гг.

* В соответствии с Федеральным планом статистических работ Росстата утвержденные итоги ВРП по Республике Саха(Якутия) за 2020 г. будут опубликованы в феврале 2022 г.

Вид экономической деятельности	2017		2020	
	млн руб.	%	млн руб.	%
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	34 481,0	3,7	57 619,80	5,0
Деятельность в области культура, спорта, организации досуга и развлечений	9 845,0	1,0	11 720,35	1,0
Предоставление прочих видов услуг	2 110,0	0,2	2 527,47	0,2

На рис. 1.2.2 приведена структура доли валового регионального продукта в 2020 г. по видам экономической деятельности, рассчитанная в сопоставимых ценах 2017 г. Более половины валовой добавленной стоимости обеспечивается отраслями промышленного производства, из которых добыча полезных ископаемых занимает 49,1 процента, обрабатывающее производство – 1,1 процента, обеспечение электроэнергией, газом и паром – 3,7 процента; водоснабжение – 0,4 процента. За период с 2017 по 2020 гг. произошли заметные структурные изменения по следующим видам деятельности: сельское хозяйство (снижение на 0,3 п.п.), строительство (снижение на 4,2 п.п.), обеспечение электроэнергией, газом и паром (снижение на 0,6 п.п.), транспортировка и хранение (снижение на 0,7 п.п.), деятельность в области здравоохранения и социальных услуг (увеличение на 1,3 п.п.), деятельность по операциям с недвижимым имуществом (увеличение на 1,1 п.п.), торговля (увеличение на 0,7 п.п.).

- * Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство
- * Добыча полезных ископаемых
- * Обрабатывающие производства
- * Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха
- * Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений
- * Строительство
- * Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов
- * Транспортировка и хранение
- * Другие виды деятельности

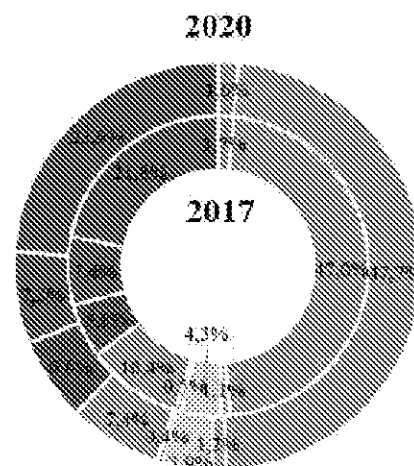


Рис. 1.2.2 – Структура валового регионального продукта по видам деятельности (в сопоставимых ценах 2017 г.), %^{*2}

Промышленность

Развитие промышленности республики обусловлено в основном добывающими отраслями такими, как добыча угля, нефти, газа, цветных металлов, алмазов и других полезных ископаемых с незначительным развитием их

2 Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2017-2020 гг.

* В соответствии с Федеральным планом статистических работ Росстата утвержденные итоги ВРП по Республике Саха(Якутия) за 2020 г. будут опубликованы в феврале 2022 г.

переработки, а также деятельностью по производству электро-, теплоэнергии, водоснабжению.

На промышленное производство приходится более половины валовой добавленной стоимости (54,2 процента в 2020 г. в текущих ценах), стоимости основных фондов – 49,5 процента, численности занятых в экономике – 20,9 процента, объема инвестиций в основной капитал – 53,0 процента (табл. 1.2.2).

Таблица 1.2.2 – Роль промышленного производства в экономике Республики Саха (Якутия)

Показатель	Годы									
	2017		2018		2019		2020		2021	
	Абс.	%	Абс.	%	Абс.	%	Абс.	%	Абс.	%
Валовая добавленная стоимость, млрд руб. в текущих ценах *	497,6	52,8	637,0	56,5	676,8	55,5	618,3	54,2	х	-
Основные фонды (по полной учетной стоимости, на конец года), млрд руб.	996,6	62,9	1083,3	60,8	1232,3	50,8	1360,2	49,5	н/д	-
Среднегодовая численность занятых в экономике, тыс. чел.	99,4	20,2	99,4	20,0	101,2	20,0	103,1	20,9	н/д	-
Инвестиции в основной капитал, млрд руб.	183,1	57,3	203,2	56,2	251,8	72,7	110,2	53,0	173,9	48,0

Источник: Данные за 2017-2020 гг. представлены из I тома статистического сборника Саха(Якутия)стат «Промышленное производство в Республике Саха (Якутия)», 2021; сведения за 2021 г. представлены из Информационно-аналитической системы «Централизованное хранилище данных» Саха(Якутия)стата.

* В соответствии с Федеральным планом статистических работ Росстата утвержденные итоги ВРП по Республике Саха(Якутия) за 2020 г. будут опубликованы в феврале 2022 г.

Объём отгруженных товаров собственного производства промышленности республики (табл. 1.2.3) в 2021 г. составил 1451,9 млрд руб., что в текущих ценах в 2 раза выше показателя 2017 г. Показатели обеспечения электрической энергией, газом и паром, водоснабжения выросли на 33,9 процента и 31,6 процента соответственно, но обрабатывающее производство сократилось на 4,1 процента.

За январь-декабрь 2021 г. индекс промышленного производства достиг 116,1 процента против 102,5 процента 2017 г. Во всех отраслях промышленного производства наблюдается рост: по добыче угля индекс производства в 2021 г. составил 128 процентов, сырой нефти и природного газа – 110,1 процента, металлических руд – 109,4 процента, по предоставлению услуг в области добычи – 184,2 процента, прочих полезных ископаемых 119,4 процента, обрабатывающей промышленности, обеспечения электрической энергией, газом и паром, водоснабжения 100,2 процента, 100,6 процента, 101,9 процента соответственно.

Таблица 1.2.3 – Основные показатели промышленности Республики Саха (Якутия)

Наименование показателей	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Объем отгруженных товаров собственного производства, млрд руб.:	700,8	913,2	1004,4	937,2	1451,9
добыча полезных ископаемых	599,6	804,4	886,4	823,7	1329,8
добыча каменного и бурого угля	69,8	78,2	72,0	59,8	198,0
добыча сырой нефти и природного газа	206,3	343,7	413,7	347,3	586,2
добыча металлических руд	58,5	78,8	111,0	167,1	164,1
добыча прочих полезных ископаемых	238,6	266,7	201,9	181,6	269,0
предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых	26,4	36,9	87,7	67,9	112,6
обрабатывающие производства	34,9	37,2	40,4	34,0	33,4
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	61,1	66,2	70,8	72,4	81,9
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	5,2	5,4	6,8	7,2	6,8
Индекс промышленного производства, в % к предыдущему году	102,5	107,6	111,3	95,3	116,1
добыча полезных ископаемых	102,7	108,4	112,3	94,8	117,8
добыча каменного и бурого угля	97,2	102,2	106,1	93,3	128,0
добыча сырой нефти и природного газа	101,4	118,5	116,9	114,3	110,1
добыча металлических руд	104,1	124,4	121,3	105,9	109,4
добыча прочих полезных ископаемых	104,9	95,9	101,0	68,3	119,4
предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых	102,5	116,9	144,1	80,5	184,2
обрабатывающие производства	103,4	96,9	110,5	97,9	100,2
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	98,4	102,8	100,2	99,6	100,6
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	113,6	101,5	100,4	105,2	101,9
Рентабельность проданных товаров, %	43,8	57,9	45,1	45,1	н/д
добыча полезных ископаемых	66,5	86,3	69,1	63,4	н/д
добыча каменного и бурого угля	68,9	48,1	21,0	1,2	
добыча сырой нефти и природного газа	47,9	148,7	146,4	119,8	
добыча металлических руд	45,3	58,1	65,1	86,1	
добыча прочих полезных ископаемых	75,6	92,2	61,7	54,0	
предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых	12,2	14,9	10,1	-3,9	
обрабатывающие производства	-0,6	-1,3	-0,6	-1,3	
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	-10,6	-12,3	-15,2	-0,7	
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	25,5	13,9	-12,4	-12,7	

Источник: Данные за 2017-2020 гг. представлены из I и II томов статистического сборника Саха(Якутия)стат «Промышленное производство в Республике Саха (Якутия)», 2021; сведения за 2021 г. представлены из Информационно-аналитической системы «Централизованное хранилище данных» Саха(Якутия)стата.

В структуре промышленного производства основная доля приходится на добычу полезных ископаемых, удельный вес которой за период вырос с 85,6 процента до 88,4 процента (рис. 1.2.3). Заметно выросла доля добычи нефти и природного газа с 29,4 процента до 39,4 процента и металлических руд с 8,4 процента до 11,2 процента, а также предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых с 3,8 процента до 7,2 процента. За период наблюдалась тенденция увеличения доли отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК). В 2021 г. доля ТЭК в общей структуре промпроизводства составила 63,5 процента против 51,9 процента в 2017 г.

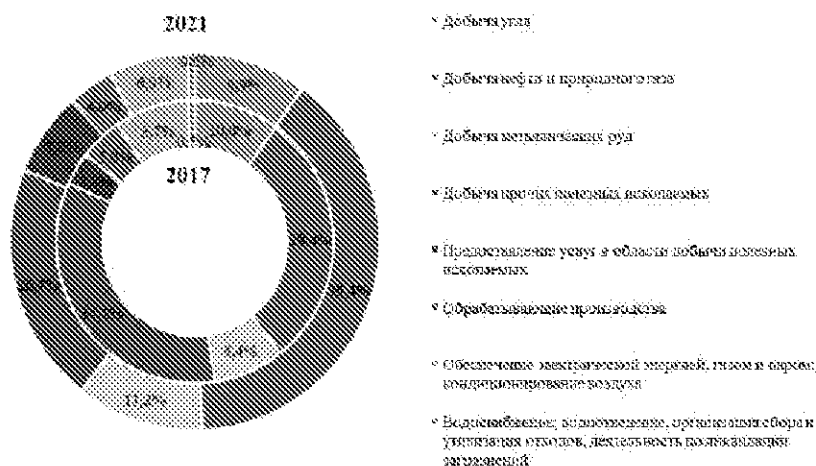


Рис. 1.2.3 – Структура производства промышленной продукции в 2021 г. в сопоставимых ценах 2017 г.³

Рост добычи ресурсов за период сохранился и показывает тенденцию роста. В 2021 г. объем добычи нефти составил 17,3 млн т, что на 68,7 процента больше, чем в 2017 г. Прирост обеспечили в основном ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и ОАО «Сургутнефтегаз». Кроме того, было добыто 391,8 тыс. т газового конденсата, что в 3 раза больше производства 2017 г. В связи с наращиванием добычи газа из Чаяндинского НГКМ объем добычи природного газа достиг 13,9 млрд м³, что в 6,6 раза выше уровня 2017 г. Существенный рост объема добычи угля (25,8 млн т) в республике связан с высоким темпом роста добычи угля на Эльгинском месторождении (рис. 1.2.4).

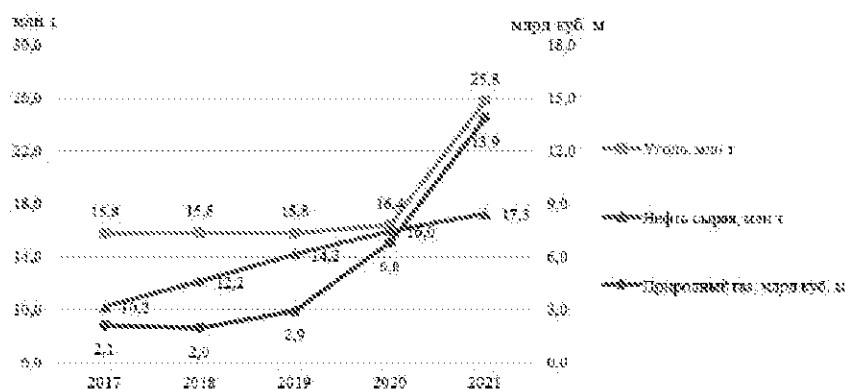


Рис. 1.2.4 – Динамика добычи энергоресурсов⁴

3 Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2017 и 2020 гг.

4 Данные за 2017-2020 гг. представлены из I тома статистического сборника Саха(Якутия)стат «Промышленное производство в Республике Саха (Якутия)», 2021; сведения за 2021 г. представлены из Информационно-аналитической системы «Централизованное хранилище данных» Саха(Якутия)стата.

Строительство

Объём работ, выполненных собственными силами по строительству в 2021 г., оценивается в 116,8 млрд руб. в текущих ценах. Строительство жилья в Республике Саха (Якутия) имеет относительно высокие темпы роста. Так, в 2021 г. введено жилых домов и общежитий 3868 ед. общей жилой площадью 578,1 тыс. м², что выше показателя предыдущего года на 9,1 процента, но на 9,8 процента ниже объема введенной жилой площади в 2017 г. Всего за период введено жилых домов и общежитий 14310 ед. общей жилой площадью более 2852,7 тыс. м² на 1000 жителей в среднем 2892,5 м² площади жилья. Уровень обеспеченности населения жильем увеличился с 22,1 м² на человека в 2017 г., до 23,5 м² на человека к концу 2020 г.

Общий жилищный фонд на конец 2020 г. составил около 23,0 млн м², из них городской фонд занимает 65,4 процента.

Удельный вес аварийного жилья по состоянию на 2020 г. составляет 6,9 процента от общего фонда жилья. Согласно статистическому сборнику «ЖКХ РС(Я)», подготовленному территориальным органом Федеральной службы государственной статистики по РС(Я) в 2020г., данные по ветхому жилищному фонду, начиная с 2017 г. не разрабатываются.

Среди объектов нежилых зданий в 2021 г. введены в действие за счет строительства новых 24 учебных зданий, в том числе детских садов на 1825 мест, школ на 1060 мест, 2 объекта здравоохранения на 32 посещ./смен, промышленных зданий 10 ед., сельскохозяйственных – 8, коммерческих – 9, административных – 6, и других 88, в том числе спортивных залов суммарной площадью 3988 м².

Транспорт

Транспортная система является важнейшей инфраструктурной отраслью для экономического развития республики. Однако плотность дорог в республике остаётся одной из самых низких в России: по автомобильным дорогам с плотным покрытием она составляет 4,0 км на 1000 км² территории, что в 16 раз меньше, чем в среднем по России; по железным дорогам – 3 км на 10000 км² территории (в 17 раз ниже среднероссийского показателя). Общая протяжённость железных дорог в республике составляет 525 км и с 2000 г. остаётся на одном и том же уровне. Общая протяжённость автомобильных дорог к началу 2021 г. составила 30,9 тыс. км, в том числе с твёрдым покрытием 12,4 тыс. км. За период 2017-2021 гг. протяжённость автодорог общего пользования выросла на 954 км, в том числе автомобильных дорог с твёрдым покрытием – на 550,2 км.

Автомобильный транспорт в республике остается одним из значимых видов транспортной инфраструктуры. Пассажирооборот автомобильного транспорта за 2021 г. составил 289,3 млн пассажиро-км, перевезено пассажиров автобусами общего пользования 66,9 млн человек.

Пассажирооборот железнодорожного транспорта в 2020 г. составил 48,4 млн пассажиро-км, перевезено пассажиров железнодорожным транспортом 79,2 тыс. человек. Грузооборот составил 65 млн тонно-км.

Данные по другим видам транспорта, а также другим показателям представленных видов не приведены в связи с невозможностью публикации статистическими органами информации в целях обеспечения конфиденциальности первичных статданных, полученных от организаций в соответствии с Федеральным законом №282-ФЗ от 29.11.2007 г. «Об официальном статистическом учете и системе государственной статистики в Российской Федерации» (п.5 ст.4; ч.1 ст.9).

Сфера обслуживания

Объём платных услуг в республике в 2021 г. в текущих ценах составил 88,1 млрд руб. В сопоставимых ценах 2017 г. объем сократился на 17,4 процента и составил 66,5 млрд руб. (таблица 1.2.4).

Таблица 1.2.4 – Динамика объема платных услуг

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Объем платных услуг населению, в текущих ценах, млрд руб.	80,5	89,4	93,6	74,6	88,1
Индекс роста физического объема платных услуг населению, %	97,8	102,3	97,7	76,5	108,0
Объем платных услуг населению, в сопоставимых ценах 2017 г., млрд руб.	80,5	82,4	80,5	61,6	66,5

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2017-2021 гг.

В структуре платных услуг 2021 г. наибольшая доля приходится на транспортные услуги (29,8 процента). Доли коммунальных, телекоммуникационных, бытовых услуг составили 19, 16 и 10 процента соответственно.

За период в структуре платных услуг населению произошли заметные изменения. Значительно выросли доли телекоммуникационных услуг (с 12,8 до 16,0 процента), коммунальных (с 16,6 до 19 процента). Снизилась доля транспортных услуг (с 35,5 до 29,8 процента) (рис. 1.2.5).



Рис. 1.2.5 – Отраслевая структура платных услуг населению в 2021 г. в сопоставимых ценах 2017 г., %⁵

⁵ Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2017 и 2021 гг.

1.3 Арктическая зона Республики Саха (Якутия)

Территория арктических районов Республики Саха (Якутия) – 1608,8 тыс. км², что составляет 52,2 процента территории республики. К арктическим районам Республики Саха (Якутия) относятся 13 муниципальных районов: Абыйский, Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Верхнеколымский, Верхоянский, Жиганский, Момский, Нижнеколымский, Оленекский, Среднеколымский, Усть-Янский, Эвено-Бытантайский районы. Из них 5 районов (Анабарский, Булунский, Аллаиховский, Усть-Янский, Нижнеколымский) входят в состав сухопутных территорий Арктической зоны России.

Земли лесного фонда арктических районов составляют 114,9 млн га, из них более 50 процентов – резервные фонды. Запас древесины оценивается в 1181,1 млн м³.

Численность населения арктических районов республики на 01.01.2022. составила 67044 тыс. чел. (6,84 процента населения республики). За период численность населения сократилась на 905 человек (2,3 процента).

За рассматриваемый период в арктических районах в целом сохраняется тенденция снижения численности населения, обусловленная миграционным оттоком. Рождаемость снизилась на 15 процентов, естественный прирост уменьшился с 5,36 до 0,46 на 1000 чел. населения, среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций ниже среднего уровня по республике. В социально-экономическом развитии наблюдаются и положительные тенденции: уровень общей безработицы сократился и составил 5,8 процента, ввод в действие жилых домов увеличился на 6 процентов (таблица 1.3.1).

Таблица 1.3.1 – Основные социально-экономические показатели Арктической зоны Республики Саха (Якутия)

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	Абс. прирост	Средне-годовой рост +/- и темп роста, %
Площадь территории, тыс. кв м	1608,8	1608,8	1608,8	1608,8	1608,8		
Количество жилых населенных пунктов, шт.	97	97	97	97	97		
Лесные ресурсы, млн га	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9		
Среднегодовая численность населения, человек	68326	67917	67663	67725	67421	-905	-181
Естественный прирост, убыль населения, на 1000 чел. населения	5,36	4,36	4,61	2,94	0,46		+3,54
Число родившихся, чел.	1108	971	886	1040	944	4949	+990
Миграционный прирост, чел	-700	-780	-294	54	-733		-491
Уровень общей безработицы, %	7,12	6,52	7,17	11,31	5,80		102,6 %

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	Абс. прирост	Средне-годовой рост +/- и темп роста, %
Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций, тыс. руб.	57,81	66,02	73,72	76,62	81,85	24,04	109,2 %
Введено в действие жилых домов, кв. м общей площади	18970	20000	31130	16710	20108	106918	+21383,6
Общая площадь жилых помещений, приходящая в среднем на одного жителя, кв. м общей площади	23,22	23,62	23,79	24,10	24,21	0,99	101,05 %

Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2017-2021 гг.

Самый высокий средний уровень начисленной заработной платы (выше 100 тыс. руб.) зафиксирован в Оленёкском эвенкийском национальном и Анабарском национальном (долгано-эвенкийском) районах, где в промышленных масштабах ведется добыча алмазов.

Северный морской путь является продолжением внутренних водных путей Ленского бассейна, по которому осуществляется завоз необходимых грузов для нужд Арктических районов Республики Саха (Якутия) на реки Яна, Индигирка, Колыма, Анабар и Оленек. В арктические районы через Северный морской путь флотом класса «река-море» прибрежного плавания ежегодно доставляется более 400 тыс. т грузов.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ЗА ПЕРИОД 2017-2021 ГОДЫ

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) включает в себя зону централизованного и децентрализованного энергоснабжения. Централизованным электроснабжением охвачено 36 процентов территории республики, где проживает 85 процентов населения.

Зона централизованного энергоснабжения состоит из трех районов – Западного, Центрального и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), которые работают в составе ОЭС Востока.

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (далее – ЗРЭС) (установленная мощность на 01.01.2022 с учетом резервных электростанций ПАО «Якутскэнерго» составляет 984,7 МВт) объединяет Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы, группу Вилюйских сельскохозяйственных улусов (районов) и Олекминский район. Основным источником электроснабжения потребителей ЗРЭС является Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 установленной мощностью 680 МВт. Светлинская ГЭС (АО «Вилюйская ГЭС-3») установленной мощностью 277,5 МВт.

ПС 220 кВ Пеледуй, расположенная на территории ЗРЭС, с конца 2019 г. работает в составе ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-11 отключены со стороны ПС 220 кВ Пеледуй).

На территории ЗРЭС изолированно функционируют электростанции ПАО «Сургутнефтегаз» (Талаканская ГТЭС – 144 МВт, ГПЭС – 12,657 МВт и ДЭС (в г. Мирный, г. Олекминск и в с. Сунтар) – 40,239 МВт) суммарной установленной мощностью 202,948 МВт. Талаканская ГТЭС, помимо электроснабжения Талаканского НГКМ, осуществляет электроснабжение объекта нефтепровода ВСТО (НПС-10) по двум одноцепным ВЛ 110 кВ. В настоящее время ПАО «Сургутнефтегаз» прорабатывает варианты присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС, однако, итоговый вариант подключения не принят, технические условия на технологическое присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС отсутствуют, соответственно, подключение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС не учитывается при разработке документа.

Западный и Южно-Якутский районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) имеют электрическую связь по ВЛ 220 кВ НПС 15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14.

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (далее – ЦРЭС) (установленная мощность на 01.01.2022 с учетом резервных электростанций ПАО «Якутскэнерго» составляет 428,684 МВт) обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных и заречных улусов (районов). Связь центральных и заречных улусов через р. Лена осуществляется по КВЛ 110 кВ Майя – Табага I, II цепь (в габаритах 220 кВ). Основными источниками электроснабжения потребителей ЦРЭС являются Якутская ГРЭС установленной мощностью 170,087 МВт и Якутская ГРЭС Новая установленной мощностью 164,032 МВт.

Связь ЦРЭС с Южно-Якутским районом электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) осуществляется по транзиту 220 кВ Нижний Куранах – Томмот – Майя с ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (далее – ЮЯРЭС) (установленная мощность на 01.01.2022 составляет 618 МВт) обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Основным источником электроснабжения потребителей энергорайона является Нерюнгринская ГРЭС установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». Связь ЮЯРЭС с энергосистемой Амурской области осуществляется по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный, ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма, ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1, ВЛ 35 кВ Хани – Хани 2.

Зона децентрализованного электроснабжения включает в себя обширную территорию республики с большим количеством автономных электростанций, которые снабжают отдельные поселки и горнодобывающие предприятия. Зона действия автономной энергетики охватывает площадь 2,2 млн км² (64 процентов) с 15 процентов проживающего в республике населения.

Электроснабжение административного центра Нижнеколымского улуса Республики Саха (Якутия) поселка Черский осуществляется по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский от Чаун-Билибинского энергорайона Чукотского автономного округа.

Электроснабжение ряда населенных пунктов Оймяконского улуса (в том числе и месторождения «Дражное») осуществляется по ВЛ 220 кВ Аркагаалинская ГРЭС – Усть-Нера (работает на напряжении 110 кВ) и ВЛ 110 кВ Аркагаалинская ГРЭС – Нера с отпайками от Магаданской энергосистемы.

Среднегодовое потребление п. Черский составляет 13 млн кВт·ч, части Оймяконского улуса, в том числе с п. Усть-Нера, – 180 млн кВт·ч.

Энергосбытовую деятельность на территории Республики Саха (Якутия) с 11.07.2021 ведет филиал ПАО «ДЭК» – «Якутскэнергосбыт».

2.1 Характеристика функционирования энергосистемы

2.1.1 Характеристика генерирующих компаний

Основными генерирующими компаниями на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Дальневосточная генерирующая компания», ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Вилуйская ГЭС-3», АО «Сахаэнерго». Суммарная установленная мощность электростанций этих компаний на 01.01.2022 составила 2451,63 МВт.

Кроме этого, на территории республики расположено большое количество автономных энергоисточников, принадлежащих ООО «Якутская генерирующая компания» (на правах собственности и аренды 94,2 МВт), а также (по данным на 2019 год) ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» (20 МВт), ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (16,1 МВт), ООО «Эльгауголь» (11,5 МВт) и другим горнодобывающим и геологоразведочным компаниям. Их суммарная установленная мощность составляет более 400 МВт.

Гарантирующими поставщиками электроэнергии на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго», ПАО «Магаданэнерго», АО «Вилуйская ГЭС-3»⁶, ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Сахаэнерго», ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания».

На 01.01.2022 суммарная установленная тепловая мощность электростанций (с учетом пиковых котельных) в республике составила 3126,35 Гкал/ч.

(1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является основной электроснабжающей организацией в Республике Саха (Якутия), осуществляющей деятельность в двух районах электроэнергетической системы РС(Я): ЗРЭС и ЦРЭС.

В ПАО «Якутскэнерго», кроме генерирующих источников (Каскада Вилуйских ГЭС-1, 2, Якутской ГРЭС, Якутской ГРЭС Новая и Якутской ТЭЦ), входят 2 предприятия электрических сетей (Центральные и

⁶Согласно постановлению ГКЦ-РЭК РС (Я) от 31.10.2007 № 279 (ред. от 07.06.2021) «О гарантирующих поставщиках на территории Республики Саха (Якутия) и границах зон их деятельности» (Зарегистрировано в Департаменте по государственно-правовым вопросам и взаимодействию с федеральными органами РФ Администрации Президента и Правительства РС(Я) 20.11.2007 N RU140212008099).

Западные), в составе которых эксплуатируется 17 резервных электростанций, суммарная мощность которых на 01.01.2022 составила 114,346 МВт (табл. 2.1.1).

Установленная электрическая мощность электростанций компании ПАО «Якутскэнерго» на 01.01.2022 составила 1140,465 МВт, из них в балансе мощности электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) учитываются 1135,884 МВт. Установленная тепловая мощность на 01.01.2022 составила 1723,651 Гкал/ч. Основными потребителями тепловой энергии ПАО «Якутскэнерго» являются население и коммунально-бытовой сектор (образовательные, лечебные учреждения и т.д.).

Таблица 2.1.1 – Установленная мощность электростанций и котельных ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2022)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Каскад Вилюйских ГЭС - 1, 2	680	-
Якутская ГРЭС	170,087	661
Якутская ГРЭС Новая	164,032	469,6
Якутская ТЭЦ	12	497*
Западные электрические сети	28,881	14,384
в т. ч. учитываемые в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я)*	27,200	-
Центральные электрические сети	85,465	81,667
в т. ч. учитываемые в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я)*	82,565	-
Всего	1140,465	1723,651
В т.ч. мощности учитываемые в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я)	1135,884	-

Источник: приказ генерального директора ПАО «Якутскэнерго» от 07.12.2020 № 1753 «О корректировке установленной мощности ПАО «Якутскэнерго» с 01.11.2020 г.».

* В балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не учитываются передвижные генерирующие установки.

(2) АО «Дальневосточная генерирующая компания»

Структурное подразделение «Нерюнгринская ГРЭС» АО «Дальневосточная генерирующая компания» функционирует в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) и обеспечивает электрической энергией потребителей Нерюнгринского и Алданского районов, значительная ее часть передается в Амурскую область.

В состав СП входят две электростанции (Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ) и Нерюнгринская водогрейная котельная. Их общая установленная мощность: электрическая – 618 МВт, тепловая – 1185 Гкал/час (табл. 2.1.2).

Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом объекты предприятия АО «ХК Якутуголь», а также население и коммунально-бытовой сектор г. Нерюнгри. Для покрытия пиковой тепловой нагрузки г. Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит на электростанции установлено три водогрейных котла КВТК-100-150 производительностью по 100 Гкал/ч.

Чульманская ТЭЦ обеспечивает электроэнергией п. Чульман и горнодобывающие предприятия Алданского района, тепловой энергией – промышленные предприятия и жилой фонд п. Чульман.

Нерюнгринская городская водогрейная котельная (установленная тепловая мощность 200 Гкал/ч) предназначена для покрытия пиковых тепловых нагрузок Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит, а также для поддержания температурного графика в тепловых сетях Нерюнгри.

Таблица 2.1.2 – Установленная мощность электростанций и котельных СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» (по состоянию на 01.01.2022)

Электростанция	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Нерюнгринская ГРЭС	570	1020*
Чульманская ТЭЦ	48	165
Всего	618	1185

Источник: Отчетные данные СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК».

Примечание – * включая Нерюнгринскую водогрейную котельную

(3) АО «Вилуйская ГЭС - 3»

Филиал АО «Вилуйская ГЭС-3» Светлинская ГЭС, установленной мощностью 277,5 МВт, входит в Вилуйский каскад ГЭС. Строительство ГЭС было начато в 1979 году, в 2008 году станция введена в эксплуатацию. В настоящее время на ГЭС установлено три из четырех предусмотренных проектом гидроагрегатов. Проектная мощность станции составляет 360 МВт. Выработка в средневодные годы составляет 1095 млн.кВт.ч, в маловодные – 859 млн.кВт.ч.

2.1.2 Характеристика электросетевых компаний

Зоны функционирования электросетевых компаний на территории Республики Саха (Якутия) представлена на рис. 2.1.1. Крупнейшими электросетевыми компаниями являются ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «Магаданэнерго», ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Сахаэнерго».

Общая протяженность линий электропередачи всех классов напряжения – более 36 тыс. км, из них находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго» – 26312,50 км, АО «Сахаэнерго» – 2189,18 км, ООО «Якутская электросетевая компания» – 241,34 км, АО «ДРСК» – 1752,94 км, ПАО «Сургутнефтегаз» – 1070,00 км, ПАО «ФСК ЕЭС» – 4021,72 км, ПАО «Магаданэнерго» – 974,2 км.

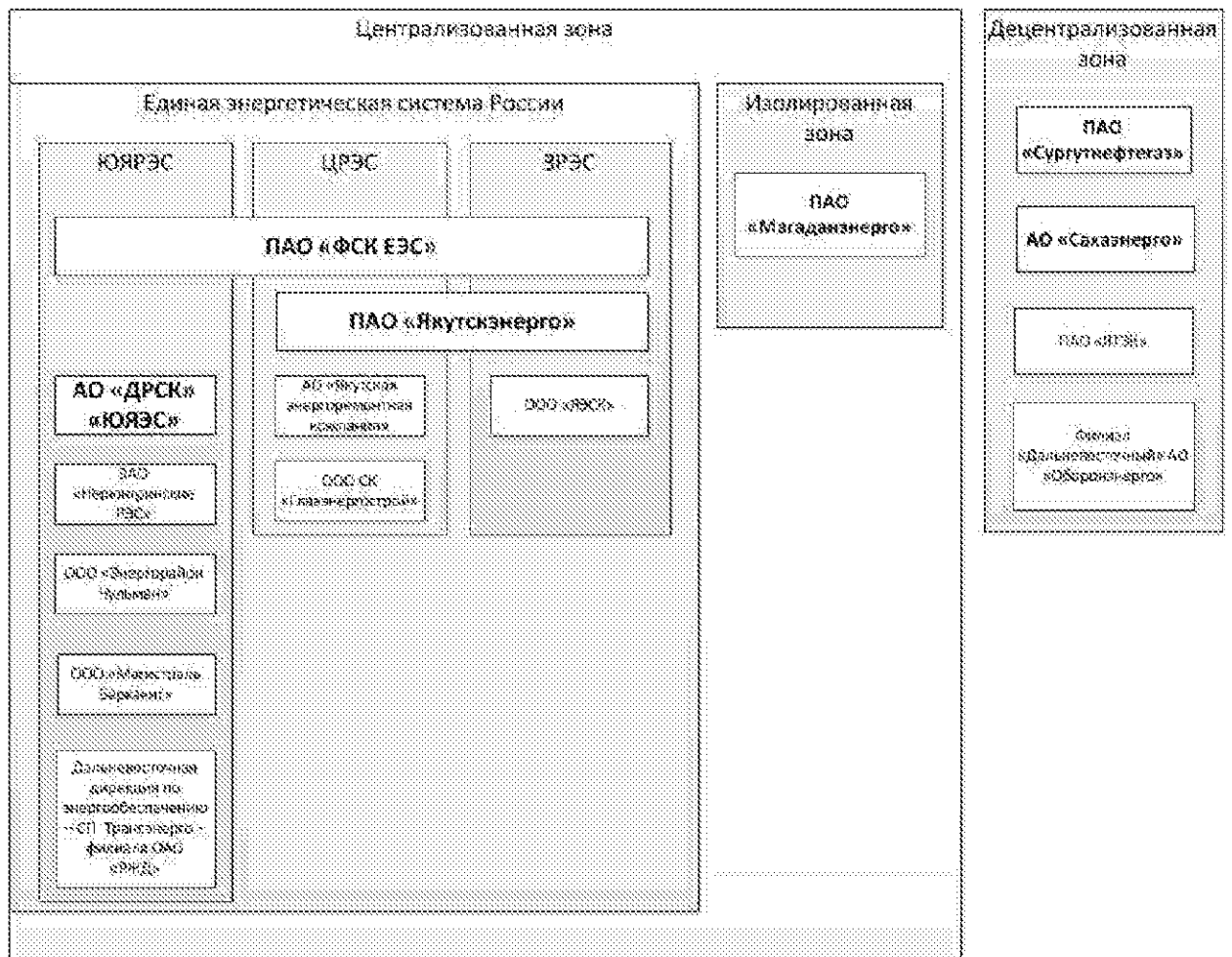


Рисунок 2.1.1 – Зоны функционирования электросетевых компаний на 01.01.2022.

(1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является гарантирующим поставщиком и электросетевой компанией. В качестве электросетевой компания обслуживает электрические сети напряжением 0,4–220 кВ. Общая протяжённость находящихся на балансе компании высоковольтных линий электропередачи на территории ЗРЭС и ЦРЭС по состоянию на 01.01.2022 составляет по цепям 26312,50 км, в том числе: ВЛ 220 кВ – 1521,75 км, ВЛ 110 кВ – 2951,54 км, ВЛ 35 кВ – 3451,30 км, ВЛ 0,4-6-10 кВ – 18387,92 км. Основная часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах.

Увеличение протяженности линий электропередачи компании в 2021 г. по сравнению с 2020 г. составило 336,89 км.

(2) АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

В Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) электрические сети напряжением 6-110 кВ (за исключением сетей, принадлежащих иным территориальным сетевым организациям) находятся на балансе филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» Южно-Якутские электрические сети. Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. АО «ДРСК» является дочерним предприятием ПАО «РусГидро».

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» Южно-Якутские электрические сети, составляет 1752,94 км, из них ВЛ 110 кВ – 586,51 км, ВЛ 35 кВ – 297,15 км (состояние на 01.01.2022), ВЛ 0,4 – 10 кВ – 869,28 км (данные 2020 г.). Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (по данным 2019 г. 78,5 процента опор ВЛ 110 кВ, 89,7 процента опор ВЛ 35 кВ).

(3) ПАО «ФСК ЕЭС»

Магистральные электрические сети, расположенные на территории Республики Саха (Якутия), эксплуатируются двумя филиалами ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока и МЭС Сибири. В собственности компании находятся ЛЭП напряжением 220 кВ общей протяженностью 4021,72 км.

Всего на территории трех энергорайонов Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2022 филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока эксплуатируются сети 220 кВ протяженностью 3438,55 км, переключательный пункт 220 кВ – 1 шт., подстанции 220 кВ – 19 шт. (в т.ч. 4 – принятые от АО «ДВЭУК»). Суммарная мощность силовых трансформаторов, установленных на подстанциях – 1207 МВА.

Эксплуатацию объектов ЕНЭС Центрального и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), к которым относятся 7 подстанций 220 кВ, 1 переключательный пункт 220 кВ и 1590 км воздушных линий 220 кВ, осуществляет Южно-Якутский РМЭС (в составе Амурского ПМЭС).

01.01.2019 в связи с присоединением Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) к неценовой зоне оптового рынка электрической энергии и мощности Дальнего Востока объекты электросетевого хозяйства АО «ДВЭУК» (4 ПС 220 кВ и 1200 км воздушных линий 220 кВ) переданы филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока. Для их надежной эксплуатации в 2019 г. создано структурное подразделение – Ленский РМЭС (в составе Амурского ПМЭС).

В эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири по состоянию на 01.01.2022 находятся сети 220 кВ протяженностью 583,17 км (с учетом линий электропередач, образующих связь с Иркутской областью. Участок Пеледуй-Сухой Лог не входит в состав МЭС Сибири) и ПС 220 кВ Пеледуй, с трансформаторной мощностью 126 МВА.

(4) ООО «Якутская электросетевая компания»

ООО «Якутская электросетевая компания» осуществляет электросетевую деятельность в ЗРЭС. В ведении компании находятся ЛЭП общей протяженностью 241,34 км. в одноцепном исполнении, в том числе: ВЛ 220 кВ – 158,04 км, ВЛ 110 кВ – 65,0 км, ВЛ 6(10) кВ – 18,3 км.

(5) ПАО «Магаданэнерго»

В настоящее время осуществляется переток электроэнергии на напряжении 110 кВ со стороны Магаданской области в Оймяконский улус Республики Саха (Якутия) для электроснабжения части населённых пунктов улуса. В собственности «Магаданэнерго» имеется ряд ВЛ и ПС на территории Якутии. Общая протяжённость линий электропередачи составляет 974,2 км, из них ВЛ 220 кВ – 187

км, ВЛ 110 кВ – 310,4 км, ВЛ 35 кВ – 450 км, ВЛ 0,4-6-10 кВ – 26,8 км. Общая трансформаторная мощность составляет 161,165 МВА. Основная часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах - 78 процентов.

(6) Сведения об электросетевых объектах, находящихся в государственной собственности

Список объектов электроэнергетики, находящихся в собственности Республики Саха (Якутия), по состоянию на 01.01.2022 на территории Республики Саха (Якутия) показано в табл. 2.1.3.

Эксплуатацию объектов электроэнергетики, находящихся в собственности Республики Саха (Якутия) в зоне действия ПАО «Якутскэнерго», осуществляет ПАО «Якутскэнерго» в рамках соглашения о сотрудничестве при оперативном управлении и техническом обслуживании объектов электроэнергетики от 26.04.2017 №б/н.

Во исполнение поручения № б/н от 01.07.2013 по пункту 1.2.6 протокола заседания Совета при полномочном представителе Президента Российской Федерации в Дальневосточном федеральном округе Министерством имущественных и земельных отношений Республики Саха (Якутия) осуществляется организация инвентаризации муниципальными образованиями Республики Саха (Якутия) «бесхозных» электрических и тепловых сетей, трансформаторных подстанций, тепловых пунктов, сетей водоснабжения, водоотведения, постановки их на хозяйственный и финансовый учет на территории муниципальных образований.

Таблица 2.1.3 – Электросетевые объекты напряжением 35 кВ и выше, находящиеся в государственной собственности Республики Саха (Якутия)

Наименование объекта	Местонахождение
ВЛ-35 кВ	Мегино-Кангаласский улус, п. Нижний Бестях
ПС-35/6 кВ НС-1 Нижний Бестях	
ВЛ-35 кВ Временная – Мундулах	Мегино-Кангаласский улус,
ПС-35 кВ Временная	с. Бютэйдях
Заход ВЛ-35 кВ Бютэйдях	Мегино-Кангаласский улус,
ПС-35 кВ НС-4 Бютэйдях	с. Бютэйдях
Заход ВЛ-35 кВ Табага	Мегино-Кангаласский улус, с. Табага
ПС-35/6 кВ НС-3 Табага	
ВЛ-35 кВ Городская	Олекминский улус, г. Олекминск
ВЛ-35 кВ фидер №1,2	Усть-Янский улус, пгт. Депутатский
ВЛ-35кВ	г. Якутск, с. Маган
ВЛ-35 кВ Участок Трудовой	Верхневиллойский улус, с. Далыр
ВЛ-35 кВ Атыыр-Бастаах	Верхневиллойский улус, с. Верхневиллойск
Заход ВЛ-35 кВ	Сунтарский улус, с. Сунтар
ОРУ-110 кВ	Сунтарский улус, с. Сунтар, ул. Межколхозная
ОРУ-220 кВ	Сунтарский улус, с. Сунтар, ул. Межколхозная
ОРУ-35 кВ	Сунтарский улус, с. Сунтар, ул. Межколхозная
ПС-110 кВ Витим	Ленский улус, п. Витим
ВЛ-110/220 кВ Пеледуй-Витим	Ленский улус, п. Витим
ВЛ-110/220 кВ Табага-Майя	Мегино-Кангаласский улус

Наименование объекта	Местонахождение
ВЛ-35 кВ Нахара-Хордогой	Сунтарский улус, с. Нахара
ВЛ-35 кВ Устье-Кемпендяй	Сунтарский улус, с. Устье
2-КТПН-400 (800 кВ, 2 шт. по 400 кВ)	Алданский улус, г. Томмот
ВЛ-35 кВ ПТО-Хордогой	Сунтарский улус, с. Хордогой
Комплексная трансформаторная подстанция «Лесная» (ТП 400 кВ)	Нюрбинский улус, с. Кюндяде

На настоящий момент согласно статье 225 Гражданского кодекса РФ (часть первая) от 30.11.1994 № 51-ФЗ в отношении указанных объектов муниципальные образования ведут работу по признанию права муниципальной собственности. После возникновения права муниципальной собственности на указанные объекты они будут рассмотрены к принятию в собственность Республики Саха (Якутия).

В целях обеспечения надежности и безопасности объектов электроэнергетики, находящихся в государственной собственности Республики Саха (Якутия), в рамках подписанного 25.06.2015 соглашения о взаимодействии Республики Саха (Якутия) и ОАО «РАО Энергетические системы Востока» проводится работа по консолидации объектов электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на базе ПАО «Якутскэнерго».

2.2 Характеристика децентрализованной зоны электроснабжения

Основными генерирующими компаниями на территории децентрализованной зоны электроснабжения Республики Саха (Якутия) являются АО «Сахаэнерго», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Якутская генерирующая компания» и другие. Суммарная установленная мощность электростанций в децентрализованной зоне на начало 2022 г. составила 689,9 МВт.

Гарантирующими поставщиками электроэнергии в децентрализованной зоне электроснабжения являются АО «Сахаэнерго», ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «Якутская генерирующая компания»⁷.

На начало 2022 г. суммарная установленная тепловая мощность электростанций (с учетом пиковых котельных) в децентрализованной зоне республики составляла 3334,22 Гкал/ч.

2.2.1 Характеристика генерирующих компаний

(1) АО «Сахаэнерго»

АО «Сахаэнерго», являющееся стопроцентным дочерним предприятием ПАО «Якутскэнерго», обеспечивает электрической и тепловой энергией самые труднодоступные и отдаленные населенные пункты – 17 улусов, занимающих большую часть (2/3) территории республики с населением около 130 тыс. человек, имеет собственный производственный центр в г. Якутске. Из 17 улусов этой зоны 13 относятся к арктическим, где расположено основное количество ДЭС.

⁷Согласно постановлению ГКЦ-РЭК РС (Я) от 31.10.2007 № 279 (ред. от 07.02.2020) «О гарантирующих поставщиках на территории Республики Саха (Якутия) и границах зон их деятельности» (Зарегистрировано в Департаменте по государственно-правовым вопросам и взаимодействию с федеральными органами РФ Администрации Президента и Правительства РС(Я) 20.11.2007 № RU140212008099)

На 01.01.2022 в состав АО «Сахаэнерго» входит 169 электростанций, из которых 137 дизельных, 3 газопоршневых, 4 газотурбинных, а также в ведении компании находятся мини-ТЭЦ в п. Депутатский (электрической мощностью 7,5 МВт), 2 ветровые (ВЭС) и 22 солнечных (СЭС) электростанций. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов АО «Сахаэнерго» на 01.01.2022 г. составляет 217,338 МВт, из них возобновляемых источников энергии – 2,911 МВт (табл. 2.2.1). Более 73 процентов мощности (159 МВт) дизельных электростанций АО «Сахаэнерго» эксплуатируется в арктических районах республики.

Таблица 2.2.1 – Установленная мощность электростанций и котельных АО «Сахаэнерго» (на 01.01.2022)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
ДЭС	206,927	33,21*
ВИЭ	2,911	-
мини-ТЭЦ	7,5	68,9
Котельные	-	9,94
Всего	217,338	112,05

Источник: Отчетные данные АО «Сахаэнерго».

Примечание – * теплоутилизационные установки

Динамика установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» за пятилетний период приведена в таблице 2.2.2 В целом за рассматриваемый период суммарная установленная мощность электростанций АО «Сахаэнерго» возросла на 7,7 процента относительно 2017 г., хотя рост не был равномерным: в 2019 г. наблюдается спад. В арктической зоне просматривается аналогичная динамика с увеличением суммарной установленной мощности на 5 процентов. Изменение произошло за счет мероприятий по реконструкции и замене оборудования ДЭС.

Таблица 2.2.2 – Динамика установленной мощности электростанций* АО «Сахаэнерго», МВт

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Алданский РЭС**	3,1	3,9	2,7	-	-
Анабарский РЭС	5,6	6,6	6,6	8,2	8,3
Белогорский РЭС	7,7	7,6	7,6	8,1	8,2
Булунские ЭС	21,0	21,8	21,4	21,5	24,5
Верхоянские ЭС	21,1	20,7	19,4	19,8	19,8
Жиганский РЭС	8,6	8,8	8,7	8,9	9,0
Зырянский РЭС	15,0	16,0	15,4	15,4	14,7
Кобяйские ЭС	16,1	17,3	15,9	17,4	17,8
Момский РЭС	6,0	5,8	6,1	6,5	6,5
Нижнеколымский РЭС	9,7	11,7	11,7	11,8	11,8
Оймяконский РЭС	9,3	10,0	8,0	9,3	9,5
Олекминский РЭС	8,1	10,2	8,2	10,7	11,2
Оленекский РЭС	6,3	6,5	6,3	9,3	8,7
Среднеколымский РЭС	11,8	11,7	11,9	11,7	11,7
Чоккурдахский РЭС	9,3	9,4	9,4	7,0	7,0

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Эвено-Бытантайский РЭС	4,2	4,2	4,1	4,1	4,1
Янские ЭС***	33	32,6	32,6	32,9	32,9
ПЦ Энергоучасток	3,1	3,9	3,0	8,4	8,7
ИТОГО	199,0	208,9	199,0	211,0	214,4
из них: в арктической зоне	159,3	163,4	161,2	165,2	167,2

Источник: Характеристика генераторов АО «Сахаэнерго» 2017-2021 гг.

Примечания – *указана мощность топливных энергоисточников без учета ВИЭ; **энергоисточники Алданского РЭС после 2019 г. переданы в подразделение ПЦ Энергоучасток; *** с учетом Депутатской ТЭЦ.

В течение 2021 г. в соответствии с инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» были проведены мероприятия по реконструкции и строительству ДЭС, замене и установке дополнительных дизельных агрегатов. В табл. 2.2.3 приведены предоставленные компанией данные по вводам и выводу из эксплуатации мощности агрегатов ДЭС. Всего введено в эксплуатацию 9,49 МВт мощности, из них 93 процентов в арктической зоне.

Таблица 2.2.3 – Вводы и выходы мощности автономных электростанций АО «Сахаэнерго» в 2021 г., МВт

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Населенный пункт	Ввод в эксплуатацию мощности	Вывод из эксплуатации мощности
Замена дизельных агрегатов			
Белогорский РЭС	с. Кенг-Кюель	0,42	0,32
	с. Сутуруоха	0,42	0,36
Верхоянские ЭС	с. Юнкюр	0,12	0,10
	с. Бетенкес	1,10	1,15
Жиганский РЭС	с. Баханай*	0,15	0,025
Момский РЭС	с. Тюбелях	0,06	0,06
Олекминский РЭС	с. Тегень	0,03	0,01
	с. Даппарай	0,32	0,24
Янские ЭС	с. Сайылык	0,04	0,03
	п. Депутатский	3,00	3,00
	п. Депутатский*	-	0,14
	с. Юкагир	0,14	0,12
ИТОГО		5,80	5,56
из них арктическая зона		5,45	5,31
Строительство ДЭС			
Булунские ЭС	п. Тикси	3,00	-
Янские ЭС	с. Усть-Янск	0,24	-
	с. Уянди*	0,165	-
Олекминский РЭС	с. Мача	0,17	-
	с. Иннях*	0,11	0,13
ИТОГО		3,69	0,13
из них арктическая зона		3,41	-
Всего		9,49	5,69
из них арктическая зона		8,86	5,31

Источник: формы решения ИПР АО «Сахаэнерго» 2021 г.; * - приказ от 29.12.2021 № 966 «Об изменении установленной электрической мощности филиалов АО «Сахаэнерго» с 17.12.2021 г.».

Установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» на 01.01.2022 составляет 112,05 Гкал/ч, из них мини-ТЭЦ в п. Депутатский 68,9 Гкал/ч. Компании принадлежат пять котельных суммарной тепловой мощностью 9,94 Гкал/ч, расположенные в Олекминске, п. Депутатский, уч. Куйдусун, с. Ситта. Кроме того, производство тепловой энергии осуществляется теплоутилизационными установками дизельных электростанций, их суммарная мощность оценивается в 33,21 Гкал/ч. В связи с тем, что источники тепловой и электрической энергии компании расположены в небольших населенных пунктах, где отсутствуют промышленные потребители, и, соответственно, имеют небольшую установленную мощность, основными потребителями тепловой энергии являются население и коммунально-бытовой сектор.

(2) ПАО «Сургутнефтегаз»

Компания ПАО «Сургутнефтегаз» занимается добычей нефти и газа на Талаканском НГКМ в юго-западной части Республики Саха (Якутия). Для обеспечения потребностей нефтедобычи на месторождении и НПС-10 нефтепроводной системы ВСТО функционирует Талаканская ГТЭС установленной мощностью 144 МВт. Суммарная установленная мощность электростанций ПАО «Сургутнефтегаз» на 01.01.2022 составляет 202,948 МВт (с учетом Талаканской ГТЭС, ГПЭС и ДЭС в г. Якутске, г. Мирном, Олекминске и с. Сунтары).

Потребность в тепловой энергии на промышленных объектах ПАО «Сургутнефтегаз» обеспечивается собственными источниками: утилизаторами тепловой энергии на Талаканской ГТЭС и 16 котельными суммарной мощностью 129,6 Гкал/ч.

Динамика установленной мощности электростанций ПАО «Сургутнефтегаз» за пятилетний период приведена в табл. 2.2.4. В целом за рассматриваемый период суммарная установленная мощность электростанций ПАО «Сургутнефтегаз» возросла на 2,9 процента относительно 2017 г. При неизменной мощности газотурбинной и газопоршневой станций рост суммарной мощности связан с расширением и заменой оборудования на ДЭС, расположенных в Ленском, Мирнинском, Сунтарском и Олекминском улусах. В 2021 г. относительно 2020 г. наблюдается увеличение мощности ДЭС на 1,3 МВт.

Таблица 2.2.4 – Динамика установленной мощности электростанций ПАО «Сургутнефтегаз», МВт

Тип электростанции	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
ГТЭС Талаканского НГКМ	144	144	144	144	144
ГПЭС Талаканнефть	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
ДЭС	40,3	37,0	37,7	44,9	46,2
ИТОГО	197,0	193,7	194,4	201,6	202,9

Источник: Формы 23-Н ПАО «Сургутнефтегаз» за 2017-2021 гг.

(3) ООО «Якутская генерирующая компания»

Общество с ограниченной ответственностью «Якутская генерирующая компания» создано 24.10.2017 в целях консолидации объектов электроэнергетики группы АК «АЛРОСА» (ПАО).

ООО «ЯГК» осуществляет операционную деятельность в зоне децентрализованного электроснабжения в Анабарском, Булунском, Жиганском,

Мирнинском, Нюрбинском, Кобяйском, Алданском, Усть-Янском, Томпонском и Оленекском районах Республики Саха (Якутия).

По состоянию на 01.01.2022 в состав ООО «Якутская генерирующая компания» входят 46 электростанций с суммарной установленной электрической мощностью 83,126 МВт, в т.ч.:

30 дизельных электростанций с суммарной установленной мощностью 37,5 МВт, снабжающие электроэнергией производственные объекты АО «Алмазы Анабара» по добыче алмазов на рассыпных месторождениях на территории Анабарского, Булунского, Оленекского районов;

1 дизельная электростанция установленной мощностью 6,8 МВт, снабжающая электроэнергией производственные объекты Верхне-Мунской площадки Удачинского ГОК АК «АЛРОСА» в Оленекском районе;

1 дизельная электростанция установленной мощностью 20,25 МВт, снабжающая производственные объекты Нюрбинского ГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) в п. Накын, Нюрбинского района;

1 газопоршневая электростанция установленной мощностью 0,375 МВт, снабжающей производственные объекты Мирнинского управления автомобильных дорог (МУАД) АК «АЛРОСА» в п. Моркока Мирнинского района;

3 переносные дизельные электростанции установленной мощностью 1,63 МВт, снабжающие поисковые объекты ООО «АЛРОСА-Спецбурение» Мирнинского района;

4 дизельные электростанции установленной мощностью 5,6 МВт, снабжающей производственные объекты АО «Прогноз» на месторождении «Вертикальное» в Кобяйском районе;

1 дизельная электростанция установленной мощностью 1,37 МВт, снабжающей производственные объекты ООО «ГеоПроМайнинг Верхне Менкече», на месторождении «Верхне-Менкече» в Томпонском районе;

2 дизельные электростанции установленной мощностью 4,7 МВт, снабжающие производственные объекты АО «Золото Селигдара» горнорудного комплекса «Лунное» и горнорудного комплекса «Подголецный» в Алданском районе;

1 дизельная электростанция установленной мощностью 3,2 МВт, снабжающей производственные объекты ООО «АДК» на прииске «Кристалл» в Усть-Янском районе;

1 дизельная электростанция установленной мощностью 1,8 МВт, снабжающей производственные объекты ООО «Дальзолото» на месторождении «Вьюн» в Верхоянском районе.

Также под управлением ООО «ЯГК» находится АО «Вилуйская ГЭС-3» (Светлинская ГЭС), осуществляющая выработку и передачу электроэнергии предприятиям ЗРЭС. Установленная мощность Светлинской ГЭС составляет 277,5 МВт.

Суммарная мощность автономных электростанций, находящихся в ведении ООО «ЯГК», по сравнению с прошлым годом возросла на 0,7 процента и составила на 01.01.2022 83,1 МВт, из них 59 процентов расположены в Арктической зоне республики (табл. 2.2.5). Более 45 процентов мощности энергоисточников ООО «ЯГК» принадлежит АО «Алмазы Анабара», 8 процентов функционирует на Верхне-Мунской площадке УГОКа АК «АЛРОСА», 24,4 процента на Накынском ГОКе.

Таблица 2.2.5 – Динамика установленной мощности автономных электростанций ООО «ЯГК», МВт

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год		
		2019	2020	2021
Анабарский, всего		20,1	22,3	21,9
в том числе:	Вахтовый поселок Хара-Мас	1,8	1,7	1,7
	Хара-Мас участки 1-2	1,9	1,6	1,6
	Эбеях участки 1-7	7,7	11,6	8,2
	Вахтовый поселок Эбеях-Гусиный	2,0	2,3	3,1
	Эбеях Дорожники	0,6	0,4	0,1
	Притоки реки Биллях	0,8	0,8	1,0
	Вахтовый поселок Моргогор	2,4	1,7	3,9
	Верхний Моргогор	0,7	0,7	0,7
	Правобережье Моргогор 1-2	2,2	1,5	1,5
Оленекский, всего		15,3	16,5	16,2
в том числе:	Куонамка участки 1-5	4,8	6,2	6,0
	Вахтовый поселок Талахта	2	1,8	2,0
	УГОК Верхне-Мунская площадка	8,5	8,5	6,8
	ДЭС Небайбыт №2	-	-	1,4
Булунский, всего		5,8	6,1	6,1
в том числе:	Вахтовый поселок Верхнее Молодо	2,4	2,2	2,2
	Среднее Молодо участки 1-4	2,7	3,3	3,3
	База Джарджан	0,3	0,3	0,3
	База Приленск	0,4	0,3	0,3
Нюрбинский, всего		20,3	20,3	20,3
в том числе:	ДЭС НГОК Накынская площадка	20,3	20,3	20,3
Мирнинский, всего		3,1	2,6	2,0
в том числе:	ГПЭС с. Моркока (газ) МУАД	0,4	0,4	0,4
	ООО «АЛРОСА-Спецбурение»	2,7	2,2	1,6
Кобяйский, всего		5,6	5,6	5,5
в том числе:	АО «Прогноз»	5,6	5,6	5,5
Алданский, всего		4,7	4,7	4,7
в том числе:	АО «Золото-Селигдара» участок «Лунное»	2,7	2,7	2,1
	АО «Золото-Селигдара» участок «Подголецный»	2,0	2,0	2,6
Усть-Янский, всего		2,2	3,2	3,2
в том числе:	Прииск «Кристалл»	2,2	3,2	3,2
Томпонский, всего		1,3	1,3	1,4
в том числе:	ГПИМ Рудник «Верхне-Менкече»	1,3	1,3	1,4
Верхоянский, всего		-	-	1,8

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год		
		2019	2020	2021
в том числе:	ООО «Дальзолото»	-	-	1,8
ИТОГО		78,4	82,5	83,1
из них: в арктической зоне		43,5	48,1	49,2

Источник: Формы 23-Н ООО «Якутская генерирующая компания» за 2019-2021 гг.

На электростанциях, находящихся в ведении ООО «ЯГК», в 2021 г. введены новые агрегаты на участках АО «Алмазы Анабара» и на Базе Приленск суммарной мощностью 3,79 МВт, выведено из эксплуатации агрегаты мощностью 2,71 МВт (табл. 2.2.6). Все выводы и вводы мощностей ДЭС проводились в Арктической зоне.

Таблица 2.2.6 – Вводы и выводы мощности автономных электростанций ООО «ЯГК» в 2021 г., МВт

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Ввод в эксплуатацию мощности	Вывод из эксплуатации мощности
Анабарский		3,56	2,48
	Юрюнг-Хая	0,56	-
	Исток	-	0,28
	Эбелях участок	1,0	-
	Эбелях участок 4	-	0,28
	Эбелях участок 5	-	0,28
	Эбелях Гусиный	1,0	0,80
	Правобережье Моргогор 1	1,0	0,84
Булунский		0,23	0,23
	База Приленск	0,23	0,23
ИТОГО		3,79	2,71

Источник: Данные по вводу и выводу мощности ООО «ЯГК»

(4) ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания»

За рассматриваемый пятилетний период суммарная установленная мощность электростанций ПАО «ЯТЭК» возросла на 7,3 процента относительно 2017 г. (табл. 2.2.7). Рост мощности связан с вводом в 2020 г. в эксплуатацию газопоршневых и дизельных электростанций на объектах геологоразведки и добычи природного газа в Вилюйском улусе.

Таблица 2.2.7 – Динамика установленной мощности электростанций ПАО «ЯТЭК», МВт

Тип электростанции	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
ГТЭС	15	15	15	15	15
ГПЭС	-	-	-	0,5	0,5
ДЭС	-	-	-	0,6	0,6
ИТОГО	15	15	15	16,1	16,1

Источник: Данные ПАО «ЯТЭК» за 2017-2021 гг.

2.2.2. Характеристика электросетевых компаний

(1) АО «Сахаэнерго»

На обслуживании АО «Сахаэнерго» состоит 761,4 км воздушных линий электропередачи классов напряжения 6 и 10 кВ, из них в Арктической зоне 549,7 км (72,2 процента) (таблица 2.2.8). Кроме того, на обслуживании компании состоят 20,4 км кабельных линий в Булунском улусе. Наибольшая протяженность линий электропередачи наблюдается в Янских ЭС (181,3 км), что составляет 23,2 процента протяженности ЛЭП АО «Сахаэнерго» классов напряжения 6-10 кВ. Все линии выполнены в одноцепном исполнении исключительно на деревянных опорах.

Таблица 2.2.8 – Протяженность линий электропередачи различных классов напряжения по подразделениям АО «Сахаэнерго», км (состояние 2021 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Класс напряжения, кВ		Всего
	6	10	
Анабарский РЭС	-	11,8	11,8
Белогорский РЭС	1,2	12,3	13,5
Булунские ЭС	78,8	1,6	80,4
Верхоянские ЭС	55,9	13,6	69,5
Жиганский РЭС	20,8	-	20,8
Зырянский РЭС	40,0	1,2	41,2
Кобяйские ЭС	34,4	31,9	66,3
Момский РЭС	9,6	45,3	54,9
Нижнеколымский РЭС	21,6	1,4	23,0
Оймяконский РЭС	22,8	33,3	54,1
Олекминский РЭС	4,3	26,8	31,1
Оленекский РЭС	2,5	14,3	16,8
Производственный центр	1,9	58,4	60,3
Среднеколымский РЭС	1,4	43,0	44,4
Чоккурдахский РЭС	7,7	-	7,7
Эвено-Бытантайский РЭС	-	4,7	4,7
Янские ЭС	181,3	-	181,3
Итого	482,2	299,6	781,8
из них: в арктической зоне	420,9	149,2	570,1

Источник: Данные АО «Сахаэнерго» 2021 г.

(2) ПАО «Сургутнефтегаз»

С 2009 г. компания ПАО «Сургутнефтегаз», кроме собственных потребностей, обеспечивает электроснабжение НПС-10 ПАО «Транснефть» посредством двух одноцепных высоковольтных линий электропередачи 110 кВ Талаканская ГТЭС – НПС-10 протяженностью 3 км.

Электроснабжение Талаканского НГКМ осуществляется на напряжении 35 кВ. На месторождении расположено 10 ПС 35 кВ и 110 кВ общей трансформаторной мощностью 517,9 МВА.

В зону обслуживания ПАО «Сургутнефтегаз» входят 1070,0 км линий электропередачи, из них 40,3 км – 110 кВ; 168,0 км – 35 кВ и 861,7 км – 0,4-6-10 кВ. Размещение электросетевых объектов 35-110 кВ на территории, подведомственной ПАО «Сургутнефтегаз», приведено в табл. 2.2.9. Линии электропередачи компании в арктической зоне Республики Саха (Якутия) отсутствуют.

Таблица 2.2.9 - Протяженность линий электропередачи 35-110 кВ ПАО «Сургутнефтегаз», км (состояние 2021 г.)

Месторождение, населенный пункт	Класс напряжения, кВ		Всего
	35	110	
ЦБ Талаканского НГКМ	103,4	-	103,4
Ленское	17,9	40,3	58,2
Алинское	38,3	-	38,3
п. Витим	8,4	-	8,4
Итого	168	40,3	208,3

Источник: Данные ПАО «Сургутнефтегаз» 2021 г.

(3) ООО «Якутская генерирующая компания»

Суммарная протяженность линий электропередачи ООО «Якутская генерирующая компания» составляет 50,4 км, из них в арктической зоне 38,6 км (76,6 процента).

В зону обслуживания ООО «Якутская генерирующая компания» входят воздушные линии электропередачи ВЛ 6 кВ протяженностью 37,8 км и кабельные линии электропередач КЛ 6 кВ протяженностью 12,6 км (табл. 2.2.10).

Таблица 2.2.10 - Протяженность линий электропередачи 6 кВ ООО «ЯГК», км (состояние 2021 г.)

Месторасположение ДЭС	Тип линии		Всего
	воздушные	кабельные	
НГОК Накынская площадка	-	11,8	11,8
УГОК Верхне-Мунская площадка	33,4	0,8	34,2
Участок Кристалл	4,4	-	4,4
Итого	37,8	12,6	50,4
Из них: в арктической зоне	37,8	0,8	38,6

Источник: Данные ООО «ЯГК» 2021 г.

2.3 Отчетная динамика и структура электропотребления за 2017-2021 гг.

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) в разные периоды характеризуется различной динамикой развития. В послевоенный советский период с 1950 г. по 1990 г. среднегодовые темпы роста производства и потребления электроэнергии находились на очень высоком уровне и составляли примерно 111 процентов, а в отдельные пятилетки доходили до 119 процентов. С начала 1990-х годов при переходе к рыночной экономике, сопровождавшимся затяжным социально-экономическим кризисом, как в стране в целом, так и в республике, вместе с падением производства снижался и спрос на электроэнергию. Объем электропотребления в республике за период 1990-2009 гг. снизился с 6262 млн кВт·ч до 5455,2 млн кВт·ч, а среднегодовые темпы снижения электропотребления составили 0,7 процента. Хотя в отдельные годы этого периода и наблюдался небольшой рост электропотребления, но кризисы 1998 и 2008 гг. не позволяли выйти на показатели стабильного прироста производства и потребления электроэнергии вплоть до 2010 г. В период с 2017 по 2021 гг. наблюдается устойчивый рост производства электроэнергии, прирост составил 983,3 млн кВт·ч, среднегодовой

темпа роста – 2,13 процента. Потребление электроэнергии стремительно растёт за счет наращивания мощностей по добыче природного газа, угля и нефти. В 2020 г. было снижение объема электропотребления в сравнении с предыдущим годом, в целом за период прирост составил 2158,1 млн кВт·ч, среднегодовой темп роста – 5,31 процента (рис. 2.3.1, табл. 2.3.1). В 2021 г. потребление электроэнергии превысило производство на 0,8 процента.

Таблица 2.3.1 – Динамика электропотребления за 2017-2021 гг.

Показатель	Год					2017-2021 гг.
	2017	2018	2019	2020	2021	
Электропотребление*, млн кВт·ч	8129,3	8977,7	9730,5	9431,6	10287,4	-
Абсолютный прирост, млн кВт·ч	-	848,4	752,8	-298,9	855,8	2158,1
Темпы роста, %	-	110,4	108,4	96,9	109,1	126,5

*Примечание – с учётом потерь в электросетях и собственных нужд электростанций.

Данные формы Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации «Электробаланс» за 2017-2020 гг., показатели за 2021 г. сформированы с отчетных данных предприятий.

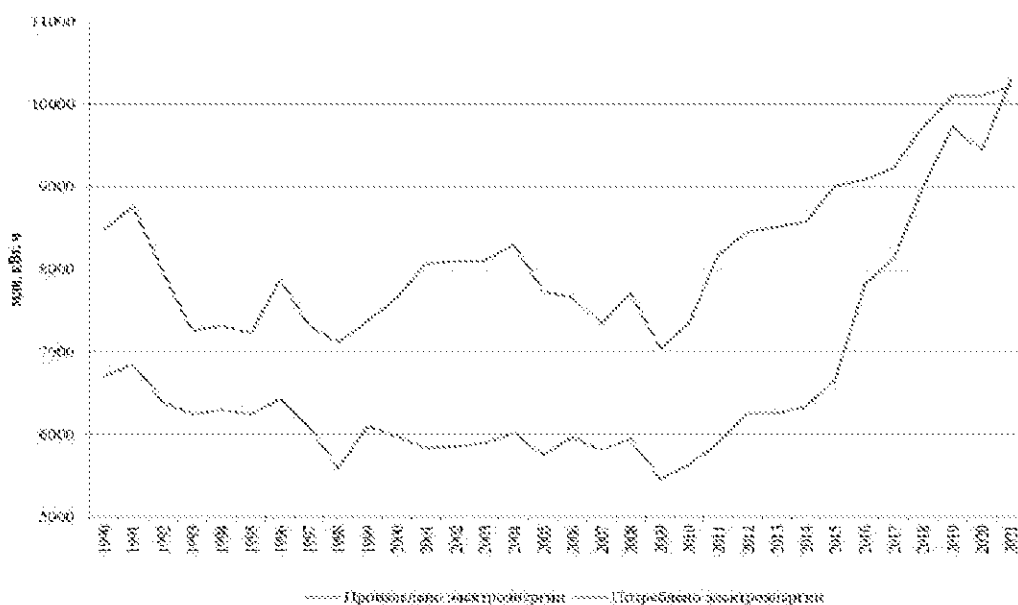


Рис. 2.3.1 – Динамика производства и потребления электроэнергии за 1990-2021 гг., млн кВт·ч

В структуре электропотребления наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 25,2 процента, транспортировка и хранение – 21,6 процента, обеспечение электрической энергией, газом и паром – 17,4 процента. На население приходится 9,8 процента от потребляемой в республике электроэнергии. Доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования стала меньше, чем в предыдущих годах и составила 8,5 процента (рис. 2.3.2).

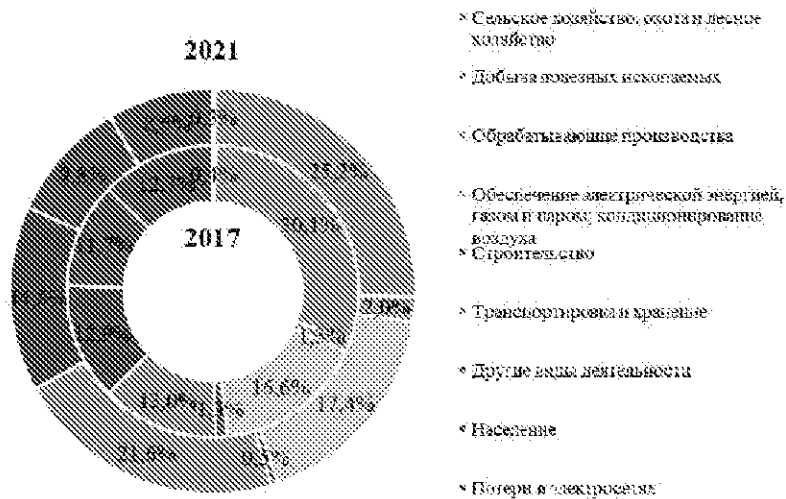


Рис. 2.3.2 – Структура потребления электроэнергии
(состояние 2021 г. в сравнении с состоянием 2017 г.), %

В целом, за период электропотребление по республике растет быстро. Динамика электропотребления и её структура по видам экономической деятельности и населением представлена ниже, в табл. 2.3.2. Рост потребления электроэнергии в основном обеспечивается увеличением производственных мощностей добычи полезных ископаемых, а также сфер транспорта, в частности, трубопроводного.

Таблица 2.3.2 – Электропотребление по основным группам потребителей за 2017-2021 гг.

	2017		2018		2019		2020		2021			
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	потребление		прирост	
									млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Электропотребление по видам экономической деятельности, всего, в том числе	6147,0	75,6	6935,9	77,3	7612,1	78,2	7282,2	77,2	8414,1	81,8	2267,07	36,9
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	33,0	0,4	33,5	0,4	36,7	0,4	36,9	0,4	26,9	0,3	-6,055	-18,3
добыча полезных ископаемых	2449,8	30,1	2651,8	29,5	2877,4	29,6	3216,0	34,1	2595,4	25,2	145,623	5,9
обрабатывающие производства	102,9	1,3	102,4	1,1	113,7	1,2	204,5	2,2	201,8	2,0	98,9184	96,1
обеспечение электрической энергией, газом и паром	1348,2	16,6	1381,1	15,4	1299,3	13,4	1435,7	15,2	1784,9	17,4	436,685	32,4
строительство	102,7	1,3	87,4	1,0	99,1	1,0	54,3	0,6	56,6	0,5	-46,147	-44,9
транспортировка и хранение	1058,2	13,0	1521,5	16,9	1735,4	17,8	1565,3	16,6	2226,5	21,6	1168,26	110,4
другие виды экономической деятельности	1052,2	12,9	1158,2	12,9	1450,5	14,9	769,5	8,2	1522,0	14,8	469,784	44,6
Население	953,3	11,7	965,6	10,8	957,6	9,8	1002,4	10,6	1003,7	9,8	50,4489	5,3
Потери в сетях общего пользования	1029,0	12,7	1076,2	12,0	1160,8	11,9	1147,0	12,2	869,5	8,5	-159,46	-15,5
ИТОГО	8129,3	100,0	8977,7	100,0	9730,5	100,0	9431,6	100,0	10287,4	100,0	2158,1	26,5

Данные формы Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации «Электробаланс» за 2017-2020 гг., показатели за 2021 г. сформированы с отчетных данных предприятий.

Прирост электропотребления за период по видам экономической деятельности составил 36,9 процента. Наибольший рост электропотребления произошел в трубопроводном транспорте, причиной чему стало наращивание мощностей крупных потребителей энергии: нефтепровода «ВСТО» и экспортноориентированного газопровода «Сила Сибири», вывод к полной загруженности которых обеспечит дальнейший рост энергопотребления. Рост электропотребления по другим видам экономической деятельности также происходит за счет увеличения производственных мощностей; в электро- и теплоэнергетике связан с увеличением объемов выработки и у населения – улучшением качества жизни.

В структуре электропотребления 2021 г. потери в сетях составили 8,5 процента и потребление электроэнергии населением – 9,8 процента.

В децентрализованной зоне республики, обслуживаемой разными энергоснабжающими организациями, в 2021 г. потреблено 2168,5 млн кВт·ч электроэнергии. При этом 515,1 млн кВт·ч (23,8 процента) электроэнергии в 2021 г. потреблено производственными объектами ПАО «Сургутнефтегаз» по добыче нефти на Талаканском месторождении, 26 процентов электропотребления децентрализованной зоны приходится на небольшие предприятия добывающей промышленности.

2.4 Отчетная динамика потребления электроэнергии в зоне децентрализованного электроснабжения за период 2017-2021 годов (включая потребление из Магаданской и Чукотской энергосистем) с выделением Арктической зоны

Потребление в зонах электроснабжения ПАО «Сургутнефтегаз» и ООО «Якутская генерирующая компания» рассчитано путем исключения из суммарной выработки потребления собственных нужд электростанций. Потребление в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго» рассчитано путем исключения из объема суммарной выработки электроэнергии потребления на собственные нужды и потерь в сетях. Потребление в зоне обслуживания ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания» рассчитано путем исключения из выработки электроэнергии условных затрат на собственные нужды электростанции в объеме 3 процентов. Потребление в зонах обслуживания изолированными энергосистемами АО «Магаданэнерго» и АО «Чукотэнерго» принято равными объемам, отпущенным ПАО «Якутскэнерго» и АО «Сахаэнерго».

За период 2017-2021 гг. наблюдается стабильный рост потребления электроэнергии в зонах, обслуживаемых децентрализованными электростанциями и изолированными энергосистемами. В зоне обслуживания АО «Магаданэнерго» среднегодовой темп прироста потребления электроэнергии составил 5,5 процента, АО «Сахаэнерго» – 1 процент. Условный рост потребности в Арктической зоне обусловлен расширением зоны обслуживания АО «Якутская генерирующая компания» путем принятия в оперативное управление действующих электростанций промышленных предприятий и тем самым расширения охвата статистического наблюдения за отраслью. Анализируя приведенные сведения необходимо иметь ввиду наличие на территории множества промышленных объектов с собственной генерацией, не охваченных статистическим наблюдением.

Таблица 2.4.1. – Динамика потребления электроэнергии в зонах снабжения децентрализованных электростанций и изолированных энергосистем в Республике Саха (Якутия) в 2017-2021 гг., млн кВт·ч

Зона энергоснабжения	2017	2018	2019	2020	2021
ПАО «Сургутнефтегаз»	604,53	624,99	645,40	644,85	675,33
АО «Сахаэнерго»	228,88	230,30	232,91	235,89	239,35
в т.ч. Арктическая зона	184,00	185,92	188,81	191,59	193,46
ООО «Якутская генерирующая компания»	0,00	84,95	120,92	121,50	128,36
в т.ч. Арктическая зона	0,00	24,35	34,97	34,96	36,07
ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания»	16,01	16,01	15,98	17,32	18,75
Всего, децентрализованная зона	849,42	956,25	1015,21	1019,56	1061,79
в т.ч. Арктическая зона	184,00	210,27	223,78	226,55	229,53
АО «Магаданэнерго»	181,37	194,41	219,93	231,29	225,50
АО «Чукотэнерго»	13,74	13,47	12,96	13,72	13,52
в т.ч. Арктическая зона	13,74	13,47	12,96	13,72	13,52
Всего, зона снабжения изолированных энергосистем	195,11	207,88	232,89	245,01	239,02
в т.ч. Арктическая зона	13,74	13,47	12,96	13,72	13,52
Всего, децентрализованная и изолированная зона	1044,53	1164,13	1248,10	1264,57	1300,81
в т.ч. Арктическая зона	197,74	223,74	236,74	240,27	243,05

Источник: формы статистического наблюдения 23-Н, информация собственников электростанций

2.5 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Республике Саха (Якутия)

(1) Потребление электрической энергии

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии по энергорайонам республики представлен в табл. 2.5.1.

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). Суммарное потребление электроэнергии за 2021 г. в ЦРЭС составило 1828 млн кВт·ч. Основными промышленными потребителями энергорайона являются ГУП «ЖКХ РС (Я)», АО ПО «Якутцемент», АО «Теплоэнергия», АО «Водоканал» и т.д. Суммарное потребление электроэнергии крупными предприятиями в 2021 г. составило около 15 процентов от общего потребления электроэнергии и равна свыше 280 млн кВт·ч.

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). Суммарное потребление в 2021 г. составило 3520,4 млн кВт·ч. Крупными потребителями ЗРЭС с объемами потребления больше 30 млн кВт·ч. в год являются предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), ПАО «Транснефть», ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «ПТВС», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», АО «Теплоэнергосервис», АО «РНГ», ГУП «ЖКХ РС (Я)». Суммарное потребление электроэнергии крупными предприятиями в 2021 г. составляет в районе 75 процентов от общего потребления электроэнергии и равна свыше 2630 млн кВт·ч.

Значительное снижение электропотребления АК «АЛРОСА» (ПАО) в 2020 г. обусловлено полным выводом из эксплуатации оборудования рудника «Мир» в 2019 г., закрытием фабрики № 8 Айхальского ГОК и закрытием насосной станции пульпы в Удачинском ГОК в 2020 г. Устойчивый рост у ПАО «Транснефть», АО «РНГ», ПАО «ЯТЭК» обусловлен ежегодным ростом добычи нефти и, соответственно, увеличением объемов ее транспортировки.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). Суммарное потребление электроэнергии в 2021 г. составило 2770,5 млн кВт·ч. Суммарное потребление электроэнергии крупными предприятиями в 2021 г. составляет в районе 81 процент от общего потребления электроэнергии и равна свыше 2250 млн кВт·ч.

Рост электропотребления обусловлен ростом производственных показателей в нефтепроводном транспорте, а также в угледобывающей отрасли.

Тенденция снижения электропотребления на предприятиях тепло- и водоснабжения связана с установкой приборов учета потребления услуг.

Зона децентрализованного энергоснабжения. Суммарное потребление электроэнергии крупными предприятиями в 2021 г. равна свыше 790 млн кВт·ч.

Таблица 2.5.1 – Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабже ние	67,74	70,54	71,03	75,88	77,06
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	51,83	56,40	66,33	59,17	64,97
АО «Водоканал» г. Якутск	Водоснабжение	38,20	32,65	35,98	32,72	34,69
АО «Теплоэнергия»	Теплоснабжение	28,80	28,22	26,81	23,85	23,52
ООО «Артель старателей «Дражник»	Цветная металлургия	1,07	13,62	13,90	16,11	12,1
Республиканская больница №1 -Национальный центр медицины ГАУ РС (Я)	Медицинская помощь	8,56	13,36	13,75	н/д	12,84
АО «Аэропорт Якутск»	Обслуживание перелетов	9,31	9,92	10,28	9,66	10,31
ПАО «ЛОРП»	Водный транспорт	10,39	9,20	8,93	8,52	11,14
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	8,20	8,27	8,34	7,63	7,63
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	8,02	8,28	8,30	7,52	7,64
ООО «Рудник «Дуэт»	Цветная металлургия	6,49	7,51	7,57	9,34	9,95
АО «Якутский хлебокомбинат»	Пищевая промышленность	6,40	5,82	5,84	5,74	5,64
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский + Джебарики- Хая)	Угольная промышленность	3,60	4,00	3,60	3,50	3,69
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающ ая промышленность	1059,00	1004,00	1000,20	779,79	845,75

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	377,60	649,90	794,90	838,40	928,90
НПС-10		120,00	153,50	176,80	180,30	192,30
НПС-11		58,20	92,70	115,37	119,81	136,10
НПС-12		59,70	127,30	163,20	177,10	200,30
НПС-13		64,20	133,60	168,70	181,40	204,70
НПС-14		75,50	142,80	170,80	179,80	195,50
ПАО «Газпром», газопровод «Сила Сибири»	Транспортировка газа	-	-	89,40	139,37	149,53
ООО «Газпром трансгаз Томск», ЛПУМГ №1	Транспортировка газа	-	-	0,07	2,21	н/д
ООО «ПТВС»	Тепловодоснабжение	214,08	304,75	364,86	330,34	365,18
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	Добыча нефти и газа	134,40	224,60	н/д	н/д	н/д
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	90,41	86,27	82,72	81,08	92,49
АО «РНГ»	Разведка и добыча нефти	3,62	24,61	38,08	59,25	60,09
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	27,82	30,16	29,59	30,67	31,71
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	14,87	13,73	12,86	12,56	12,45
ПАО «ЯТЭК»	Добыча газа	7,70	8,30	8,70	10,50	11,96
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	407,60	604,30	756,10	809,40	902,20
НПС-15		87,30	129,80	161,29	172,30	191,30
НПС-16		95,80	133,90	162,70	173,30	191,00
НПС-17		102,00	137,20	160,90	168,80	181,90
НПС-18		65,20	110,70	144,70	156,80	177,90
НПС-19		57,33	92,73	126,46	138,20	160,10
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри	Угольная промышленность	243,00	237,70	214,60	203,40	203,08
АО «Полюс Алдан»	Цветная металлургия	148,95	152,14	157,24	117,37	189,25
АО «Золото Селигдара», всего, в том числе:	Цветная металлургия	49,70	93,50	111,84	116,80	128,86
ГРК Рябиновый		н/д	н/д	н/д	63,55	70,52
ГРК Нижнеякокитский		н/д	н/д	н/д	34,38	38,05
ГРК Межсопочный		н/д	н/д	н/д	10,67	9,80
ГРК Самолазовский		н/д	н/д	н/д	8,21	10,49
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	33,11	33,08	32,57	29,36	23,39
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	30,90	28,50	27,50	24,81	24,38
ЗАО «Саха Голд Майнинг»	Цветная металлургия	22,98	26,63	28,74	26,11	29,19
АО «ДГК»	Генерирующая компания	367,76	380,87	367,76	380,15	374,96
АО «ГОК «Инаглинский»	Угольная промышленность	-	9,61	22,04	39,03	82,64
АО «ГОК «Денисовский»	Угольная промышленность	-	18,17	45,50	52,50	158,63
АО АК «Железные дороги Якутии»	Грузо- и пассажироперевозка	9,90	9,54	9,19	7,18	7,34
Филиал Западных электрических сетей ПАО «Магаданэнерго»						
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	11,90	11,58	11,68	10,29	10,03
Зона децентрализованного энергоснабжения, в том числе арктическая зона						
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	432,40	469,2	467,4	468,10	488,26

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	73,93	63,54	71,79	66,18	76,60
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	53,45	54,80	55,80	58,19	58,55
ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Чаяндинское НГКМ	Добыча нефти и газа	-	-	17,3	37,9	59,8
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	5,21	4,97	5,34	5,76	6,07
ФКП «Аэропорты Севера»	Обслуживание перелетов	17,66	17,44	15,12	13,76	13,51
АО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	н/д	н/д	8,24	10,12	9,92
ГРК Лунный		н/д	н/д	н/д	6,24	6,17
ГРК Подголецный		н/д	н/д	н/д	3,88	3,75
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	Цветная металлургия	н/д	н/д	5,5	10,28	н/д
Якутский филиал АО «Полиметалл УК», ГОК «Нежданинский»	Цветная металлургия	-	-	-	-	28,47
ООО «Богуславец»	Цветная металлургия	2,00	7,00	10,00	14,40	22,32
ООО «Норд Голд», всего, в том числе:	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	73,93	н/д
ООО «Нерюнгри-Металлик»		н/д	н/д	н/д	54,00	н/д
ООО «Рудник Таборный»		н/д	н/д	н/д	19,93	н/д
Арктическая зона энергоснабжения						
АО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	27,53	27,98	31,18	27,58	23,71
АО «Прогноз»	Цветная металлургия	н/д	н/д	12,49	14,16*	21,33

Источник: Отчетные данные предприятий

*оценка ИФТПС СО РАН;

**данные по электропотреблению оставлены на уровне 2020 г.

(2) Электрические нагрузки

Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии по энергорайонам республики представлены в табл. 2.5.2.

Приведенные в таблице максимальные нагрузки увязаны с объемами потребления электроэнергии, представленными в табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.2 – Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2017	2018	2019	2020	2021
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	13,5	14,1	14,2	14,4	14,4**
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	12,0	12,0	12,0	11,8	12,0
АО «Водоканал» г. Якутск*	Водоснабжение	11,2	9,6	10,6	10,6*	10,6**
АО «Теплоэнергия» *	Теплоснабжение	5,8	5,6	5,4	5,3	5,3**
ООО «Артель старателей «Дражник» *	Цветная металлургия	0,0	2,0	2,0	2,0*	2,0**
Республиканская больница №1-Национальный центр медицины ГАУ РС (Я)*	Медицинская помощь	2,5	3,9	4,0	4,0*	4,0**
АО «Аэропорт Якутск» *	Обслуживание перелетов	0,4	2,9	3,1	3,1*	3,1**

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2017	2018	2019	2020	2021
ПАО «ЛЮРП» *	Водный транспорт	4,2	3,7	3,6	3,4	4,5
АО «ДСК» *	Строительство, строительные материалы	1,7	1,2	1,2	1,1*	1,1**
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	1,6	1,7	1,7	1,6	1,6*
ООО «Рудник «Дуэт» *	Цветная металлургия	1,0	1,2	1,2	1,5	1,5
АО «Якутский хлебокомбинат» *	Пищевая промышленность	1,3	1,2	1,2	1,2*	1,2*
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики- Хая) *	Угольная промышленность	1,3	0,9	0,8	0,8*	0,8*
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	168,0	167,0	125,0	97,5	165,2
ПАО «Транснефть»:	Транспортировка нефти					
НПС-10		19,9	н/д	21,7	22,1	23,6
НПС-11		9,7	н/д	13,6	13,8	16,0
НПС-12		9,9	н/д	19,1	20,3	23,4
НПС-13		10,6	н/д	19,8	20,8	24,0
НПС-14		12,6	н/д	19,9	20,7	22,8
ПАО «Газпром», газопровод «Сила Сибири»	Транспортировка газа	-	-	10,21	15,91	17,07
ООО «ПТВС» *	Тепловодоснабжение	42,8	61,0	173,6	171,6	125,1
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» *	Добыча нефти и газа	17,9	30,0	н/д	н/д	н/д
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	18,1	17,3	16,5	19,6	19,6*
АО «РНГ» *	Разведка и добыча нефти	0,5	3,3	5,1	8,0*	8,1*
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	5,6	6,0	5,9	7,0	7,0*
ООО Ленское ПТЭС*	Тепловодоснабжение	3,0	2,8	2,3	2,4	2,3
ПАО «ЯТЭК»	Добыча газа	3,2	3,5*	3,6*	4,2	4,8
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри"	Угольная промышленность	42,7	43,8	40,7	40,3	40,3*
ПАО «Транснефть»:	Транспортировка нефти					
НПС-15		16,8	н/д	18,9	19,7	22,4
НПС-16		15,9	н/д	19,1	19,9	22,3
НПС-17		17,3	н/д	18,8	19,3	21,2
НПС-18		10,8	н/д	17,0	18,1	20,9
НПС-19		13,0	н/д	14,9	15,9	18,8
АО «Полус Алдан»	Цветная металлургия	22,1	22,6	22,5	23,2	24,6
АО «Золото Селигдара»:	Цветная металлургия					
ГРК Рябиновый		н/д	н/д	н/д	7,9	8,9
ГРК Нижнеякокитский		н/д	н/д	н/д	6,4	6,5
ГРК Межсопочный		н/д	н/д	н/д	1,3	1,5
ГРК Самолазовский		н/д	н/д	н/д	2,0	2,2
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	6,6	6,6	6,5	6,5	6,5*
АО «Нерюнгринский городской водоканал» *	Водоснабжение	9,1	8,4	8,1	8,1	8,1*
ЗАО «Саха Голд Майнинг»*	Цветная металлургия	3,1	3,6	3,8	3,8*	3,8*
АО «ДГК» *	Генерирующая компания	10,4	3,4	3,6	3,4	3,4*
АО «ГОК «Инаглинский»:	Угольная промышленность	-	-	-	-	-
ОФ "Инаглинская - 1"		-	3,4	3,4	3,5	3,5
ОФ "Инаглинская - 2"		-	-	-	8	8
Шахта "Инаглинская"		-	-	6,2	12,9	14,2
АО «ГОК «Денисовский»	Угольная промышленность	-	н/д	10,2	10,4	26,3
АО АК «Железные дороги Якутии» *	Грузо- и пассажироперевозка	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6**

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2017	2018	2019	2020	2021
Зона децентрализованного энергоснабжения (совмещенный максимум нагрузки), в том числе Арктическая зона						
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	61,9*	59,7	60,1	69,6	67,8
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	42,7	н/д	26,9	26,9**	26,9**
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	Цветная металлургия	-	-	1,7	1,9	н/д
ФКП «Аэропорты Севера» *	Воздушный транспорт	5,0	5,0	4,3	3,9	3,9
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	10,7	11,0	11,2	11,4	11,6
ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Чаяндинское НГКМ	Добыча нефти и газа	-	-	4	7	10
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	3,4	3,3	3,4	1,2	1,2**
АО «Золото Селигдара»:	Цветная металлургия					
ГРК Лунный		н/д	н/д	н/д	1,2	1,2
ГРК Подголецный		н/д	н/д	н/д	1,2	1,2
Якутский филиал АО «Полиметалл УК», ГОК «Нежданинский» *	Цветная металлургия	-	-	-	-	5,7
ООО «Богуславец» *	Цветная металлургия	0,4	1,4	2	2,9	4,5
ООО «Норд Голд»:						
ООО «Нерюнгри-Металлик»		н/д	н/д	н/д	8,1	н/д
ООО «Рудник Таборный»		н/д	н/д	н/д	4,1	н/д
Арктическая зона энергоснабжения						
АО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	6,7*	6,8*	7,6*	7,6	6,4
АО «Прогноз» *	Цветная металлургия	н/д	н/д	1,8	1,9	1,9**

Источник: Отчетные данные предприятий.

*оценка ИФТПС СО РАН;

**данные по максимальной электрической нагрузке предприятий оставлены на уровне 2020 г.

Максимальные электрические нагрузки ГУП «ЖКХ РС(Я)» и АО «Теплоэнергосервис» рассчитаны как сумма нагрузок без учета коэффициента одновременности.

2.6 Динамика изменения максимума нагрузки

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в ЗРЭС за 2017-2021 гг. приведена в таблице 2.6.1 и на рисунках 2.6.1 (а, б).

Таблица 2.6.1 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в ЗРЭС в 2017-2021 гг.

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум нагрузки, МВт	569,3	622,6	655,7	647,0	667,2
Годовое изменение, МВт	-	53,3	33,1	-8,7	20,2
Годовое изменение, %	-	9,36	5,32	-1,33	3,13
Электропотребление, млн кВт·ч	2950,2	3225,5	3450,9	3226,3	3520,4
Годовое изменение, млн кВт·ч	-	275,3	225,4	-224,6	294,1
Годовое изменение, %	-	9,33	7,00	-6,51	9,12
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5182	5181	5263	4987	5276

Максимум нагрузки ЗРЭС в 2021 году относительно 2020 года увеличился на 20,2 МВт (3,13 процента), электропотребление ЗРЭС увеличилось на 294,1 млн кВт·ч (9,12 процента). В период 2017-2021 гг. максимум нагрузки увеличился на 97,9 МВт, электропотребление на 570,2 млн кВт·ч. Среднегодовой прирост максимума нагрузки и электропотребления в период 2017-2021 гг. составляет 4,04 процента и 4,52 процента соответственно. Увеличение максимума нагрузки и электропотребления наблюдается за счет увеличения нагрузок ВСТО и ввода инфраструктуры газопровода «Сила Сибири».

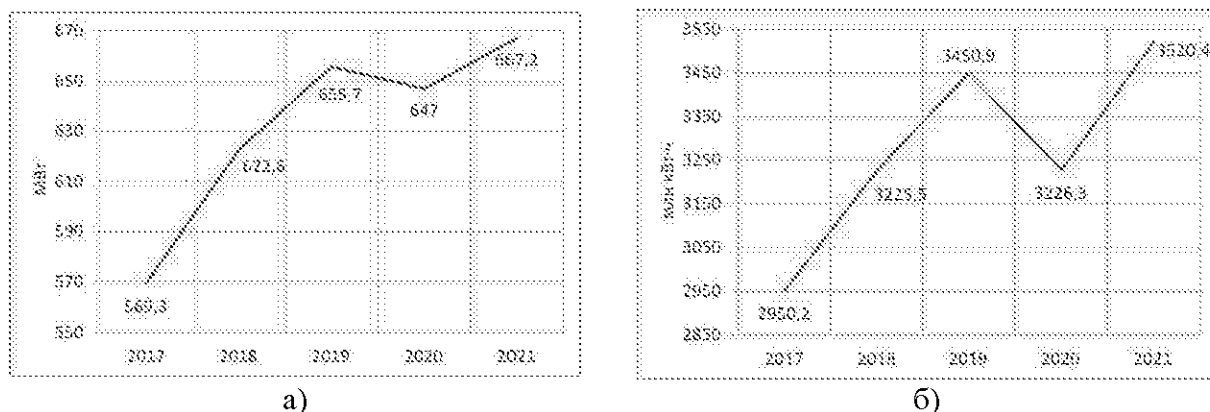


Рисунок 2.6.1 – Изменение годового максимума нагрузки (а) и электропотребления

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в ЦРЭС за 2017-2021 гг. приведена в таблице 2.6.2. и на рисунках 2.6.2. (а, б).

Таблица 2.6.2 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в ЦРЭС в 2017-2021 гг.

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум нагрузки, МВт	308,4	304,2	320,7	325,2	333,2
Годовое изменение, МВт		-4,2	16,5	4,5	8
Годовое изменение, %		-1,36	5,42	1,4	2,46
Электропотребление, млн кВт·ч	1649,3	1692,3	1753,1	1742,5	1828
Годовое изменение, млн кВт·ч		43	60,8	-10,6	85,5
Годовое изменение, %		2,61	3,59	-0,6	4,91
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5348	5563	5466	5358	5486

Максимум нагрузки ЦРЭС в 2021 году относительно 2020 года увеличился на 8 МВт (2,46 процента), электропотребление ЦРЭС увеличилось на 85,5 млн кВт·ч (4,91 процента). В период 2017-2021 гг. максимум нагрузки увеличился на 24,8 МВт, электропотребление на 178,7 млн кВт·ч. Среднегодовой прирост максимума нагрузки и электропотребления в период 2017-2021 гг. составляет 1,95 процента и 2,6 процента соответственно.

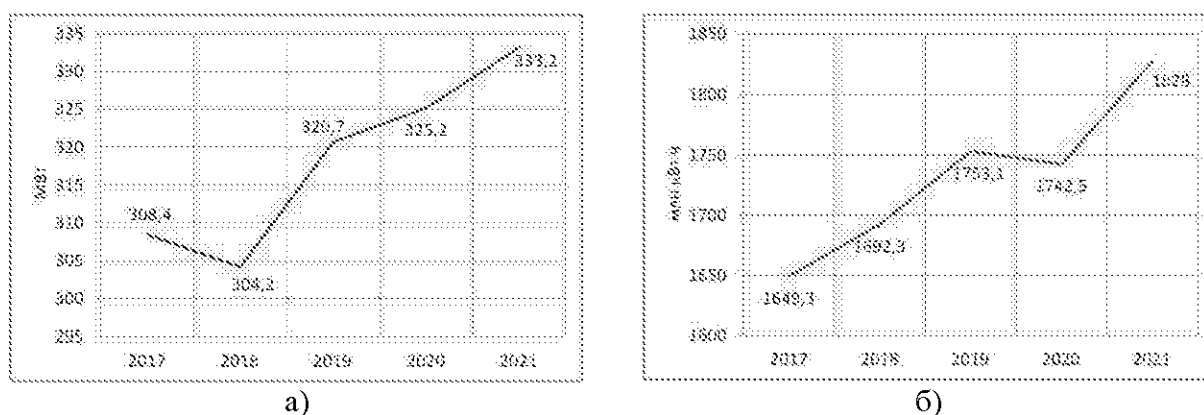


Рисунок 2.6.2 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и электропотребления (б, млн кВт·ч) в ЦРЭС в 2017-2021 гг.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в ЮРЭС за 2017-2021 гг. приведена в таблице 2.6.3. и на рисунках 2.6.3. (а, б).

Максимум нагрузки ЮЯРЭС в 2021 году относительно 2020 года увеличился на 34,3 МВт (8,64 процента), электропотребление ЮЯРЭС увеличилось на 246,2 млн кВт·ч (9,76 процента). В период 2017-2021 гг. максимум нагрузки увеличился на 115,1 МВт, электропотребление на 861,7 млн кВт·ч. Среднегодовой прирост максимума нагрузки и электропотребления в период 2017-2021 гг. составляет 8,06 процента и 9,76 процента соответственно. Увеличение максимума нагрузки и электропотребления наблюдается за счет увеличения нагрузок ВСТО, ввода инфраструктуры газопровода «Сила Сибири» и угольных месторождений.

Таблица 2.6.3 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в ЮЯРЭС в 2017-2021 гг.

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум нагрузки, МВт	316,3	343,5	399	397,1	431,4
Годовое изменение, МВт		27,2	55,5	-1,9	34,3
Годовое изменение, %		8,6	16,16	-0,48	8,64
Электропотребление, млн кВт·ч	1908,8	2193,9	2409	2524,3	2770,5
Годовое изменение, млн кВт·ч		285,1	215,1	115,3	246,2
Годовое изменение, %		14,94	9,8	4,79	9,76
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6035	6387	6038	6357	6422

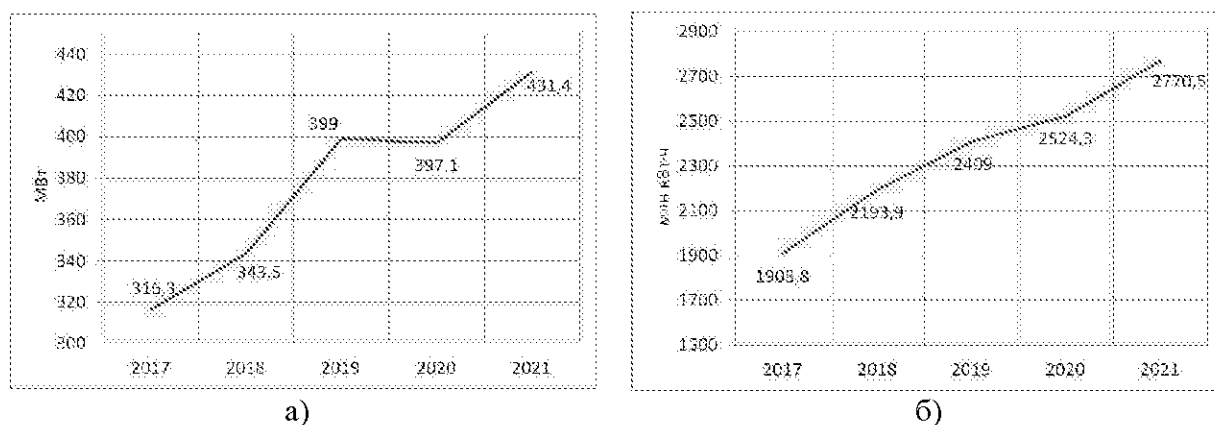


Рисунок 2.6.3 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в ЮЯРЭС в 2017-2021 гг.

2.7 Динамика потребления тепловой энергии, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

Уровень потребления тепловой энергии в 2021 г. в республике составил 11,68 млн Гкал, что на 0,33 процента ниже уровня предыдущего года. В таблице 2.7.1 представлена динамика изменения теплоснабжения за период 2017-2021 гг.

Таблица 2.7.1 – Динамика потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2017-2021 гг.

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	11209,0	11196,8	12171,3	11717,4	11678,4
Абсолютный прирост теплоснабжения, тыс. Гкал		-12,2	974,5	-453,9	-39,0
Средние темпы прироста, %		-0,11%	8,7%	-3,73%	-0,33%

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2017-2018 гг.», статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2020 гг.», статистический бюллетень «Топливно-энергетические ресурсы РС(Я) за 2019 г.», статистический бюллетень «Топливно-энергетические ресурсы РС(Я) за 2020 г.»

За период с 2017 по 2021 гг. потребление тепловой энергии в республике увеличилось на 4,2 процента. Суммарное теплоснабжение в промышленности в рассматриваемый период сократилось на 4,9 процента. Однако в структуре потребления тепловой энергии промышленностью наблюдается некоторое перераспределение теплоснабжения между отраслями, что связано с изменениями в статистической отчетности. Так, в рассматриваемый период увеличение теплоснабжения на добывающих предприятиях на 36,4 процента, в отрасли обрабатывающих производств увеличение теплоснабжения составило 12,6 процента, однако потребление тепловой энергии на производство и распределение электроэнергии, воды и газа сократилось на 37,4 процента. Уровень теплоснабжения населением за рассматриваемый период увеличился на 8,8 процента. В связи с изменениями в статистической отчетности в рассматриваемый период наблюдается значительный рост теплоснабжения на предприятиях сельского хозяйства в 2,15 раза, в сфере транспорта и связи на 23,1 процента. Снижение теплоснабжения в сфере строительства составило 31,5 процента. В

таблице 2.7.2 представлена структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2017 по 2021 гг.

Таблица 2.7.2 – Динамика потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2017 по 2021 гг., тыс. Гкал.

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление всего, в том числе:	11209,0	11196,8	12171,3	11717,4	11678,4
Промышленность всего, в том числе:					
добыча полезных ископаемых	1327,1	1590,7	1832,7	1844,4	1810,2
обрабатывающие производства	207,5	226,7	232,4	232,6	233,6
производство и распределение электроэнергии, воды и газа	1809,3	839,1	780,0	780,0	1132,8
Сельское хозяйство, рыболовство, рыбоводство	47,7	45,2	44,8	103,0	102,8
Строительство	136,4	122,6	121,3	90,0	93,4
Транспорт и связь	407,8	472,6	486,8	503,0	502,2
Сфера услуг и прочие виды деятельности	1993,6	2172,2	2931,8	2261,2	2061,5
Население	5279,6	5727,7	5741,5	5903,2	5742,0

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2017-2018 гг.», Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2020 гг.», Статистический бюллетень «Топливно-энергетические ресурсы РС(Я) за 2019 г.», Статистический бюллетень «Топливно-энергетические ресурсы РС(Я) за 2020 г.».

*2021 г. ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН.

В структуре теплопотребления в республике за 2017-2021 гг. произошли некоторые изменения. По предварительным данным, ожидается⁸, что доля теплопотребления населением увеличится с 47,1 процента в 2017 году до 49,2 процента в 2021 г. За рассматриваемый период сокращение доли теплопотребления промышленностью оценивается с 29,8 процента в 2017 г. до 27,2 процента в 2021 г. Доля теплопотребления за рассматриваемый период на предприятиях транспорта и связи увеличилась с 3,6 процента до 4,3 процента. Доля теплопотребления в сельском хозяйстве увеличилась с 0,42 процента в 2017 г. до 0,88 процента в 2021 г., что связано с изменениями в статистической отчетности. На рисунке 2.6.1 представлено сравнение структуры теплопотребления в Республике Саха (Якутия) в 2017 и 2021 гг.

⁸ В момент проведения анализа теплоснабжающей отрасли Федеральная служба государственной статистики не завершила обработку отчетных данных. В анализе использованы оценки показателей за 2020 г. выполненные научными организациями.



* 2021 г. оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

Рисунок 2.7.1 – Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2017 по 2021 гг.

Суммарная установленная тепловая мощность электростанций крупных энергокомпаний в 2021 г. составила 2681,5 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 1627,6 Гкал/ч, СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» – 985,0 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 68,9 Гкал/ч.

Теплоснабжение потребителей также осуществляется от многочисленных котельных. Суммарная установленная мощность котельных крупных энергокомпаний оценивается в 5511,7 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 70,70 Гкал/ч, АО «Теплоэнергосервис» – 700,83 Гкал/ч, ГУП «ЖКХ РС (Я)» 2599,3 Гкал/ч, СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» – 200,00 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 9,94 Гкал/ч, ООО «ПТВС» – 910,46 Гкал/ч, ООО «Ленское ПТЭС» – 164,89 Гкал/ч, АО «Теплоэнергия» – 453,32 Гкал/ч, АК «АЛРОСА» (ПАО) – 276,89 Гкал/ч (таблица 2.7.3). Более подробная информация об установленной тепловой мощности энергоисточников представлена в таблице 2.7.3.

Таблица 2.7.3 – Установленная тепловая мощность крупных энергокомпаний Республики Саха (Якутия) в 2021 г.

Энергокомпания	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПАО «Якутскэнерго»	1723,65
АО «Сахаэнерго»	78,84*
СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	1185
АО «Теплоэнергосервис»	700,83
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	2599,3
ООО «ПТВС»	910,46
ООО «Ленское ПТЭС»	164,89
АО «Теплоэнергия»	453,32
АК «АЛРОСА» (ПАО)	276,89
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	100,04
Итого	8193,2

Источник: Данные предприятий (приложения к разделу 2)

Производство тепловой энергии в республике в 2021 г. по оценкам авторов составил 14,51 млн Гкал. Структура производства тепловой энергии в 2021 г. представлена в таблице 2.7.4.

Таблица 2.7.4 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2021 г.

№ п/п	Энергокомпания, энергоисточник	Производство тепловой энергии, тыс.Гкал	Вид топлива
Электростанции			
Всего от ТЭС, в том числе:		4721,7	
1	ПАО «Якутскэнерго», всего, в том числе:	2646,5	
	Якутская ГРЭС	1115,8	природный газ
	Якутская ГРЭС Новая	739,6	природный газ
	Якутская ТЭЦ	791,1	природный газ
2	СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», всего, в том числе:	2025,5	
	Нерюнгринская ГРЭС	1769,8	каменный уголь
	Чульманская ТЭЦ	255,7	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго», всего, в том числе:	49,7	
	Депутатская ТЭЦ	49,7	каменный уголь
Котельные			
Всего от котельных, из них:		9393,0	
1	ПАО «Якутскэнерго»	17,1	природный газ, дизельное топливо, дрова
2	СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	44,3	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго»	7,0	природный газ, дизельное топливо, уголь
4	АО «Теплоэнергосервис»	1198,5	природный газ, дизельное топливо, уголь
5	ООО «ПТВС»	1054,3	природный газ, нефть, уголь
6	ООО «Ленское ПТЭС»	228,6	природный газ, нефть
7	АК «АЛРОСА» (ПАО)	220,0	природный газ, нефть, уголь, дизельное топливо
8	АО «ДСК»	н/д	природный газ
9	АО «Теплоэнергия»	615,7	природный газ
10	ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3904,1	природный газ, дизельное топливо, уголь
Электробойлерные			
Всего от электробойлерных, из них:		331,0	
	ПАО «Якутскэнерго»	13,0	
1	АО «Теплоэнергосервис»	63,3	
2	ООО «ПТВС»	246,2	
3	АК «АЛРОСА» (ПАО)	8,5	
Вторичные энергоносители			
Всего от вторичных энергоносителей, из них:		68,0	
1	АО «Сахаэнерго»	6,4	

Источник: Данные предприятий (приложения к разделу 2), оценка авторов (ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН)

Основную долю в структуре производства тепловой энергии в республике занимают котельные. В период с 2017 по 2021 гг. доля котельных в общей структуре производства тепла оценочно сократилась на 1,7 процента и в 2021 г. составила 64,7 процента. Доля электростанций в производстве тепловой энергии несколько увеличилась с 30,6 процента в 2017 г. до 32,5 процента в 2021 г. Доля электробойлерных сократилась с 2,6 процента в 2017 г. до 2,3 процента в 2021 г. Доля тепловой энергии, производимой вторичными энергоносителями, за рассматриваемый период практически не изменилась и в 2021 году составила 0,47 процента. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2017-2021 гг. представлена на рисунке 2.7.2

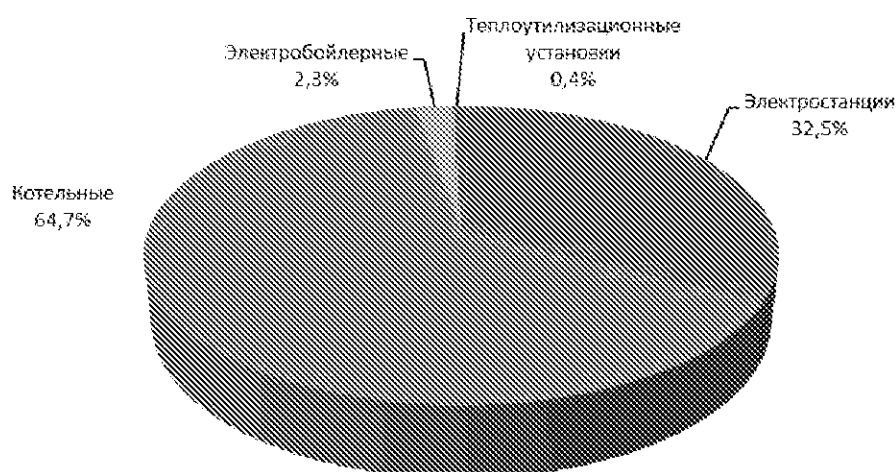


Рисунок 2.7.2 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2021 г.

Баланс производства и потребления тепловой энергии выполнен по данным, предоставленным энергокомпаниями (ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», ГУП «ЖКХ РС(Я)», АО «Теплоэнергосервис», АК «АЛРОСА» (ПАО), ООО «ПТВС»). Кроме того, в структуру производства тепловой энергии включен объем тепловой энергии, произведенной с помощью вторичных энергоносителей. Баланс тепловой энергии республики за период 2017-2021 гг. приведен в таблице 2.7.5.

Таблица 2.7.5 – Баланс тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2017 по 2021 гг., тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Производство тепловой энергии, всего	14188,6	14391,5	14509,8	14478,2	14513,7
в том числе:					
Электростанции	4345,5	4452,7	4505,8	4461,4	4721,7
в том числе:					
ПАО «Якутскэнерго»	2386,2	2389,6	2541,5	2517,8	2646,5
АО «Сахаэнерго»	56,7	58,2	51,8	48,5	49,7
АО «ДГК»	1902,6	2004,9	1912,5	1895,0	2025,5
Котельные, из них:	9412,0	9525,5	9594,9	9639,0	9393,0
ПАО «Якутскэнерго»	101,1	15,6	15,1	16,1	17,1

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
АО «Сахаэнерго»	5,9	6,0	6,1	6,2	7,0
АО «ДГК»	72,4	25,9	34,0	11,9	44,3
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3677,6	3731,6	3750,2	3863,6	3904,1
АО «Теплоэнергосервис»	1122,4	913,1	1084,4	1076,7	1198,5
Электробойлерные, в том числе:	365,1	346,1	342,3	311,0	331,0
ПАО «Якутскэнерго»	20,7	20,3	16,4	15,7	13,0
АО «Теплоэнергосервис»	75,5	81,6	68,7	61,4	63,3
АК «АЛРОСА» (ПАО)	13,7	10,4	12,8	15,5	8,5
ООО «ПТВС»	254,1	254,2	244,4	218,4	246,2
Вторичные энергоносители	66,0	67,2	66,8	66,9	68,0
Потери тепловой энергии, всего	2979,6	3194,7	2338,5	2760,8	2835,3
Потребление тепловой энергии, всего	11209,0	11196,8	12171,3	11717,4	11678,4

Источник: формы статистической отчетности 6-ТП, 11-ТЭР за 2017-2020 гг.; данные предприятий (приложения к разделу 2), ТЭБ Республики Саха (Якутия) за 2017-2020 гг.

* - оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

Потребление и производство тепловой энергии в г. Якутске

Уровень суммарного потребления тепловой энергии в г. Якутске в 2021 г. оценивается в 2,74 млн Гкал. В период 2017-2021 гг. рост теплопотребления составил 7,02 процента (таблица 2.7.6). В структуре потребления наибольшую долю составляют: население - порядка 38,2 процента и сфера услуг – 39,4 процента (рисунок 2.7.3).

Таблица 2.7.6 – Динамика потребления тепловой энергии в г. Якутске, тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021*
Потребление тепловой энергии, всего	2570,2	2605,8	2682,7	2697,9	2742,0
в том числе: промышленность	47,5	48,3	46,2	40,5	41,2
строительство	29,8	30,3	36,6	36,5	37,1
транспорт и связь	26,0	26,4	6,2	5,9	6,0
население	1694,9	1723,8	919,1	1062,5	1079,9
сфера услуг и прочие виды деятельности	763,9	776,9	1131,9	1029,3	1046,1
Расхождение (+/-)		+30,1	+542,7	+523,2	+531,8

Источник: Приложение 2.27, 2021 г. – оценка авторов

МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» предоставлена информация о структуре теплопотребления за 2019-2020 гг. Изменение структуры связано с обновлением методики формирования структуры теплопотребления.

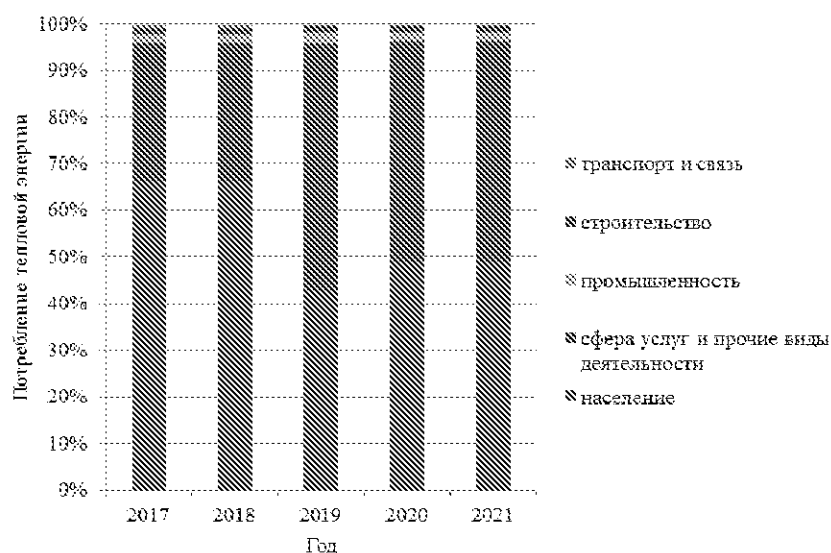


Рисунок 2.7.3 – Динамика структуры потребления тепловой энергии в г. Якутске в 2017-2021 гг.

Структура производства теплоснабжающими предприятиями в пределах городской территории Якутска представлена в таблице 2.7.7. Наиболее крупными производителями тепловой энергии являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Теплоэнергия», ГУП «ЖКХ РС(Я)».

Наибольшую долю (около 77,3 процента) в производстве тепловой энергии в 2021 г. составили источники ПАО «Якутскэнерго», из них: 76,8 процента – электростанции, 0,5 процента – котельные компании. На котельных АО «Теплоэнергия» произведено около 17,9 процента от общего объема, около 3 процента - ГУП «ЖКХ РС(Я)» и около 1,8 процента - на остальных предприятиях.

Таблица 2.7.7 – Производство тепловой энергии в г. Якутске, тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Всего, в том числе:	3517,6	3502,5	3498,1	3391,2	3444,8
Электростанции ПАО «Якутскэнерго»	2316,7	2389,6	2541,5	2517,8	2646,5
в том числе: Якутская ГРЭС	1455,5	1055,2	1118,7	1035,3	1115,8
Якутская ГРЭС-2	92,8	539,2	670,4	754,7	739,6
Якутская ТЭЦ	768,4	795,2	752,4	727,8	791,1
Котельные, всего	1200,9	1112,9	956,6	873,4	798,3
в том числе: ПАО «Якутскэнерго»	80,5	15,6	15,1	16,1	17,1
АО «Теплоэнергия»	732,1	738,0	601,0	573,0	615,7
АО «ДСК»	115,9	110,1	113,6	115,0	н/д
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	110,2	113,4	110,2	108,2	101,8
МУП «Пригородная теплосетевая компания»	н/д	н/д	н/д	58,0	45,3
ФКП «Аэропорты Севера» (Маган)	3,1	3,0	2,6	3,4	3,5
ФГБОУ ВО «АГАТУ»	н/д	н/д	н/д	н/д	2,1
УК «Гармония»	н/д	н/д	н/д	н/д	1,4
ООО ДВ «Энерджи»	н/д	н/д	н/д	н/д	6,2
ПАО «Ростелеком»	н/д	н/д	н/д	н/д	5,2

Источник: Приложения 2.27.

2.8 Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2021 г. с указанием теплоснабжающей организации приведен в табл. 2.8.1.

Таблица 2.8.1 – Перечень основных потребителей тепловой энергии

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2021 г., тыс. Гкал		Источник покрытия тепловой нагрузки			
		Всего	Из них: от собст. ист.	Теплоснабжающая организация	Тип источника	Уст. тепл. мощность, Гкал	Год ввода в эксплуатацию
АК «АЛРОСА» (ПАО)	678174, г. Мирный, ул. Ленина, 6	438,1	220,42	ООО «ПТВС»	Котельные, эл/бойлерные	701,1 212,1	1985,2007, 2012,2015
				ООО «Ленское ПТЭС»	Котельные	175,5	1968,1981, 1999,2009, 2015
ФКП «Аэропорты Севера»	677904, г. Якутск, с. Маган, ул. 40 лет Победы, 1	40,71	20,86	ФКП «Аэропорты Севера», ГУП «ЖКХ РС(Я)», АО «ДГК», АО «Теплоэнергосервис»	ТЭС, котельные	н/д	н/д
АО «Водоканал»	677001, г. Якутск, ул. Богдана Чижика, 19	134,05	108,65	ПАО «Якутскэнерго», АО «Теплоэнергия»	ТЭС, котельные	н/д	н/д
АО ХК «Якутуголь»	678960, г. Нерюнгри, пр. Ленина, 3/1	190,67		АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ПАО «Российские железные дороги»		13,91		АО «ДГК» (НГРЭС)	ТЭС	820	1983
ООО «Айгуль»		8,56		АО «ДГК» (НГРЭС)	ТЭС	820	1983
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	678960, г. Нерюнгри, ул. Кравченко, 1	12,06	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ООО «Мечел-Ремсервис»	678960, г. Нерюнгри, ул. Заводская, 10	34,11	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ГБУ РС(Я) «Нерюнгринская центральная районная больница»	678960, г. Нерюнгри, Больничный комплекс	21,8	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
АО «АК «ЖДЯ»	678900, г. Алдан, ул. Маяковского, 14	48,96	33,35	ООО «Ассоциация строителей АЯМ», ОА «АК «ЖДЯ»	Котельные, ГТУ	н/д	н/д
АО «Золото Селигдара»	678900,	50,49	49,81	АО «Золото Селигдара»	Котельные	12,6	2016, 2017

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2021 г., тыс. Гкал		Источник покрытия тепловой нагрузки			
		Всего	Из них: от собст. ист.	Теплоснабжающая организация	Тип источника	Уст. тепл. мощность, Гкал	Год ввода в эксплу- атацию
	г. Алдан, ул. 26 Пикет, д. 12						
ПАО «ЯТЭК»	677015, г. Якутск, ул. П. Алексеева, д. 76	24,19	24,19	ПАО «ЯТЭК»	Котельные	18,9	1983, 2001, 2002, 2013

Источник: Данные предприятий

2.9 Структура установленной электрической мощности на территории Республики Саха (Якутия)

Суммарная установленная мощность электростанций на территории республики на 01.01.2022 составляет в 2835,7 МВт (по предоставленным данным). Основу электроэнергетики составляют тепловые и гидроэлектростанции (таблица 2.9.1). Их доля в суммарной мощности электростанций оценивается в 46,4 (без ДЭС) и 33,8 процента соответственно (рисунок 2.9.1). Доля газотурбинных (ГТЭС), паротурбинных (ПТЭС) и газопоршневых (ГПЭС) электростанций в тепловых электростанциях в зоне централизованного электроснабжения составляет 34,2, 53,0 и 0,4 процента соответственно, в зоне децентрализованного электроснабжения – 34,2, 3,4 и 2,3 процента соответственно. Дизельные электростанции (стационарные и передвижные) в структуре установленной мощности занимают 19,7 процента. На возобновляемые источники энергии в структуре мощности приходится незначительная доля – 0,1 процента, и все они расположены в зоне децентрализованного электроснабжения.

Таблица 2.9.1 – Изменение установленной мощности по типам электростанций, МВт

Тип электростанции	Год		
	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022
Установленная мощность, всего	2808,1**	2799,3**	2835,7**
в зоне централизованного электроснабжения			
ТЭС***	1087,4	1188,4	1188,3
в том числе:			
ГТЭС	414	342,8	406,9
ПТЭС	630	630	630
ГПЭС	0	0	4,4
ДЭС	43,4	215,6	147
ГЭС	957,5	957,5	957,5
в зоне децентрализованного электроснабжения			
ТЭС	760,6	650,8	687,0
в том числе:			
ГТЭС	271,3	235,1	235,1
ГПЭС	16,4	15,6	15,6

Тип электростанции	Год		
	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022
ПТЭС	7,5	23,5	23,5
ДЭС	465,4	376,6	412,8
ВЭС	0,94	0,94	0,94
СЭС	1,621	1,662	2,012

* На основе сведений предоставленных Федеральной службой государственной статистики.

** На основе сведений предприятий, опрошенных в рамках разработки данной работы и экспертной оценки мощностей электростанций промышленных компаний, функционирующих в децентрализованной зоне.

*** С учетом резервных электростанций электросетевых организаций.

Основной электроснабжающей компанией в республике является ПАО «Якутскэнерго». Суммарная мощность электростанций, находящихся под оперативным управлением ПАО «Якутскэнерго», по состоянию на 01.01.2022 составляет 1140,5 МВт, его доля в структуре генерирующих мощностей республики составляет порядка 40,2 процента. Структура установленных генерирующих мощностей по собственникам на 01.01.2022 показана на рисунке 2.9.2. АО «Дальневосточная генерирующая компания» в структуре генерирующих мощностей занимает 21,8 процента, АО «Вилюйская ГЭС-3» – 9,8 процента.

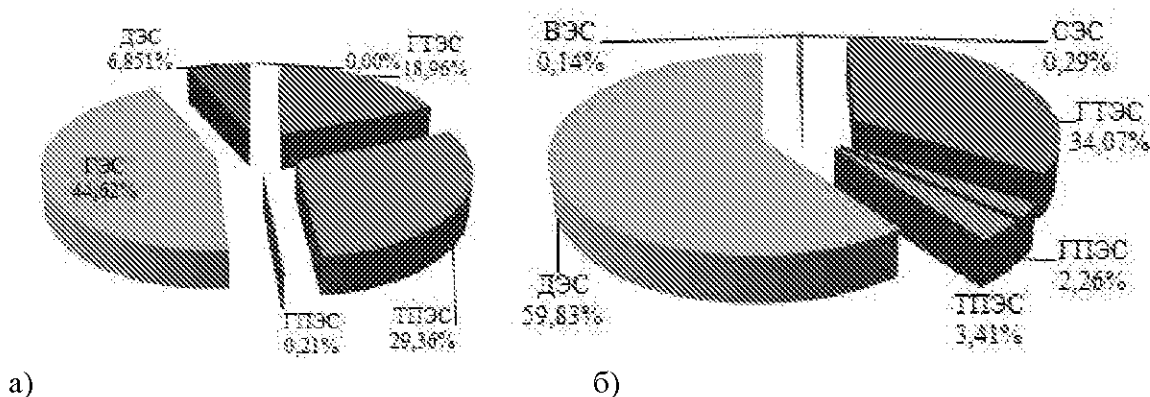


Рисунок 2.9.1 – Структура установленной мощности по типам электростанций:
а) зона централизованного электроснабжения б) зона децентрализованного электроснабжения

Около 75,7 процента генерирующих мощностей функционируют в составе единой энергетической системы России. Остальные электростанции вырабатывают электроэнергию децентрализованно, в том числе в северных и труднодоступных районах республики. Их суммарная установленная мощность на 01.01.2022 оценивается порядка в 689,9 МВт (таблица 2.9.2).

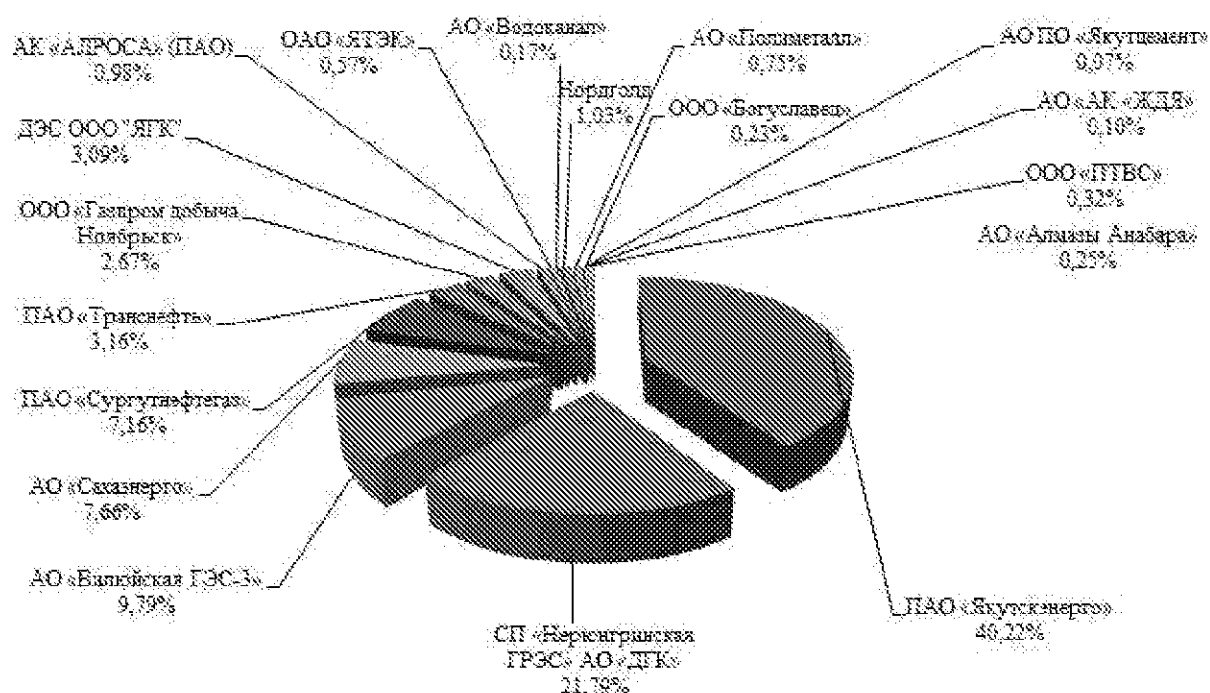


Рисунок 2.9.2 – Структура установленных генерирующих мощностей по собственникам (на 01.01.2022).

Основная часть автономных электростанций находится в ведении АО «Сахаэнерго» – 217,3 МВт, ПАО «Сургутнефтегаз» – 202,9 МВт, ООО «Газпром добыча Ноябрьск» – 75,6 МВт, ПАО «Транснефть» – 89,6 МВт, ООО «ЯГК» – 87,5 МВт, ООО «Норд Голд» – 29,3 МВт, АК «АЛРОСА» (ПАО) – 27,8 МВт, АО «Полиметалл» – 21,2 МВт (таблица 2.9.2). Также ПАО «Якутскэнерго» имеет мощности в децентрализованной зоне в с. Толон Ленского района мощностью 0,22 МВт.

Таблица 2.9.2 – Изменение установленной мощности электростанций в зонах электроснабжения, МВт

Зона электроснабжения, генерирующая компания	Год		Изменение 2021/2020, %
	2020	2021	
Установленная мощность, всего, в том числе:	2799,3*	2835,7*	1,3
в зоне централизованного электроснабжения, всего	2145,9	2145,8	0
в том числе:			
ПАО «Якутскэнерго»	1140,8	1140,3	-0,04
СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	618,0	618,0	0
АО «Вилуйская ГЭС-3»	277,5	277,5	0
ПАО «Транснефть» (в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не участвует)	89,6	89,6	0
АО «Водоканал» (в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не участвует)	8,9	4,9	-44,9
АО ПО «Якутцемент» (в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не участвует)	2,0	2,0	0
ООО «ПТВС» (в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не участвует)	9,1	9,1	0
ООО «Якутская генерирующая компания»	0	4,4	440
в зоне децентрализованного электроснабжения, всего	653,4	689,9	5,6

Зона электроснабжения, генерирующая компания	Год		Изменение 2021/2020, %
	2020	2021	
в том числе:			
АО «Сахаэнерго»	213,6**	217,3**	1,7
ПАО «Сургутнефтегаз»	201,6	202,9	0,6
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	75,6	75,6	0
ООО «Якутская генерирующая компания»	82,5	83,1	0,7
ООО «Норд Голд»	29,3	29,3***	0
АК «АЛРОСА» (ПАО)	26,9	27,8	3,3
АО «Полиметалл»	4,7	21,2	351,1
ОАО «ЯТЭК»	16,1	16,1	0
АО «АК «ЖДЯ»	2,9	2,9	0
ООО «Богуславец»	н/д	6,5	-
АО «Алмазы Анабара»	н/д	7,0	-
ПАО «Якутскэнерго»	0,2	0,2	0

Источник: данные предприятий.

*На основе сведений предприятий, опрошенных в рамках разработки данной работы.

**На основе данных форм №23-Н за 2020-2021 гг.

***ООО «Норд Голд» данные за 2021 г. не предоставило, данные взяты за 2020 г.

Суммарная мощность электростанций в зоне децентрализованного электроснабжения увеличивается в основном за счет прибавления количества и мощности электростанций, эксплуатируемых в этой зоне и принадлежащих различным компаниям, например, АО «Сахаэнерго», АО «Полиметалл», АК «АЛРОСА» (ПАО), ООО «ЯГК». Сокращение мощностей происходит из-за вывода из эксплуатации агрегатов или подключения к другим энергосетевым компаниям.

Изменение установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» в 2021 г. по сравнению с 2020 г. произошло за счет вывода мощности 5,7 МВт и ввода мощности 12,5 МВт (табл. 2.9.3).

АО «Полиметалл» в 2021 г. ввело в эксплуатацию обогатительную фабрику на месторождении «Нежданинское». Мощность электростанции на ГОК Нежданинском составляет 16,1 МВт (табл. 2.9.3).

ООО «ЯГК» в 2021 г. ввело в эксплуатацию газопоршневую электростанцию рудника «Интернациональный» в г. Мирный мощностью 4,4 МВт (табл. 2.9.3).

Таблица 2.9.3 – Ввод и вывод из эксплуатации и иные изменения эксплуатационного состояния объектов по производству электроэнергии в 2021 г. по основным генерирующим компаниям.

№ п/п	Принадлежность компании/ Тип оборудования	Местонахождение электростанции	Изменения, МВт			
			Ввод	Демонтаж	Маркировка	Резерв
1.	АО «Полиметалл»					
1	ДЭС HYUNDAI 9H25/33	ГОК Нежданинский	16,1			
2.	ПАО «Сургутнефтегаз»					
	Нет сведений					
3.	ООО «Газпром Добыча Ноябрьск»					
	Нет сведений					
4.	АО «Сахаэнерго»					
1	строительство АДЭС	п. Тикси	3,0			
2	строительство АДЭС	с. Усть-Янск	0,24			
3	строительство АДЭС	с. Уянди	0,165			
4	строительство АДЭС	с. Мача	0,17			
5	строительство АДЭС	с. Иннях	0,11	0,13		
6	замена ДЭС	с. Кенг-Кюель	0,42	0,32		
7	замена ДЭС	с. Сутуруоха	0,42	0,36		
8	замена ДЭС	с. Юнкюр	0,12	0,10		
9	замена ДЭС	с. Бетенкес	1,10	1,15		
10	замена ДЭС	с. Баханай*	0,15	0,025		
11	замена ДЭС	с. Тюбелях	0,06	0,06		
12	замена ДЭС	с. Тегень	0,03	0,01		
13	замена ДЭС	с. Даппарай	0,32	0,24		
14	замена ДЭС	с. Сайылык	0,04	0,03		
15	замена ДЭС	п. Депутатский	3,0	3,14		
16	замена ДЭС	с. Юкагир	0,14	0,12		
5.	ООО «Якутская генерирующая компания»					
1	ГПЭС рудника «Интернациональный»	г. Мирный	4,4			
Итого:			30,0	5,7		

Перечень электростанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, с указанием установленной мощности в 2020–2021 гг. приведен в таблице 2.9.4.

Таблица 2.9.4 – Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы	
		2020	2021
1	2	3	4
ПАО «Якутскэнерго», всего		1141,0	1140,5
в том числе:	Якутская ГРЭС	170,1	170,1
	Якутская ГРЭС Новая	164,0	164,0
	Якутская ТЭЦ	12,0	12,0
	Каскад Вилюйских ГЭС-1,2	680,0	680,0
	Западные электрические сети, всего	29,4	28,9
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	27,2	27,4
	ДЭС Нюрбинская (резервная)	9,0	9,0
	ДЭС Вилюйская (резервная)	10,7	10,9
	ДЭС Верхне-Вилюйская (резервная)	7,5	7,5
	Центральные электрические сети, всего	85,5	85,5
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	81,5	81,5
	ДЭС Эльдикан (резервная)	11,4	11,4
	ДЭС Солнечный (резервная)	16,2	16,2
	ДЭС Борогонцы (резервная)	10,2	10,2
	ДЭС Таттинская (резервная)	7,7	7,7
	ДЭС Амгинская (резервная)	5,9	5,9
	ДЭС Бердигестяхская (резервная)	7,7	7,7
	ДЭС Хандыгская (резервная)	16,8	16,8
	ДЭС Чурапчинская (резервная)	5,6	5,6
АО «Дальневосточная генерирующая компания»	Нерюнгринская ГРЭС (включая Чульманскую ТЭЦ)	618,0	618,0
АО «Вилюйская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	277,5	277,5
АК «АЛРОСА» (ПАО)	ДЭС	26,9	27,8
АО «Сахаэнерго», всего		213,6**	217,3**
в том числе: электростанции мощностью > 5 МВт		99,7	109,9
	ДЭС п. Белая Гора	5,0	5,0
	ДЭС п.Тикси	10,1	13,9
	ДЭС п. Батагай	11,1	10,4
	ДЭС п. Жиганск	7,5	7,5
	ДЭС п. Зырянка	7,1	7,1
	ДЭС п. Угольное	6,5	5,8
	ДЭС п. Сангар	10,5	10,5
	ДЭС п. Черский	8,4	8,5
	ДЭС г. Среднеколымск	6,3	6,7
	ДЭС п. Чокурдах	5,3	5,4
	ДЭС п. Депутатский	8,7	8,6
	ТЭЦ п. Депутатский	7,5	7,5
	ДЭС п. Усть-Куйга	5,7	5,7
	ДЭС с. Оленек	4,1	7,3
электростанции мощностью ≤ 5 МВт		113,9	107,4
из них: возобновляемые источники энергии, всего		2,561	2,911

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы	
		2020	2021
1	2	3	4
ПАО «Сургутнефтегаз»		201,6	202,9
в том числе:	Талаканская ГТЭС	144,0	144,0
	Талаканская ГПЭС	12,7	12,7
	ДЭС	44,9	46,2
ПАО «Транснефть»	ДЭС	89,6	89,6
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»		75,6	75,6
в том числе:	ДЭС	3,6	3,6
	ГТУ	72,0	72,0
ООО «Якутская генерирующая компания» (кроме Светлинской ГЭС)		82,5	87,5
в том числе:	ДЭС	82,1	82,7
	ГПЭС	0,4	4,8
ООО «Норд Голд»		29,3	29,3***
в том числе:	ТЭЦ	16,0	16,0
	ДЭС	13,3	13,3
АО «Полиметалл»	ДЭС	4,7	21,2
ОАО «ЯТЭК»		16,1	16,1
в том числе:	ГТУ	15,3	15,3
	ДЭС	0,6	0,6
	ГПЭС	0,2	0,2
ООО «ПТВС»		9,1	9,1
в том числе:	ГТУ	2,5	2,5
	ДЭС	6,6	6,6
АО «Алмазы Анабара»	ДЭС	н/д	7,0
ООО «Богуславец»	ДЭС	н/д	6,5
АО «Водоканал»		8,9	4,9
в том числе:	ГТУ	4,2	0,3
	ДЭС	4,7	4,6
Прочие компании	ведомственные электростанции	4,9	4,9
ИТОГО по республике		2799,3*	2835,7*

Источник: данные предприятий.

*На основе сведений предприятий, опрошенных в рамках разработки данной работы.

**На основе данных форм №23-Н за 2020-2021 гг.

***ООО «Норд Голд» данные за 2021 г. не предоставило, данные взяты за 2020 г.

2.10 Состав генерирующего оборудования электростанций

В таблице 2.10.1 приведен состав генерирующего оборудования электростанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), установленная мощность которых превышает 5 МВт, с указанием типа электростанции, типа оборудования и установленной мощности на начало 2022 г.

Мощности передвижных резервных установок ДЭС ПАО «Якутскэнерго» не учитываются в балансе мощности электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). При разработке баланса мощности электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), помимо отраженных в таблице 2.9.4 и 2.10.1 генерирующих мощностей в составе Западных и Центральных электрических сетей ПАО «Якутскэнерго», учитывается ДЭС Усть-Мая с установленной мощностью 3,15 МВт. Установленная электрическая мощность генерирующего оборудования ПАО «Якутскэнерго» показана в приложении 2.10. Итого в балансе мощности ЗРЭС и

ЦРЭС учитываются мощности Западных и Центральных электрических сетей --- соответственно 27,2 и 82,6 МВт.

Таблица 2.10.1 – Состав генерирующего оборудования электростанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), установленная мощность которых превышает 5 МВт

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
Зона централизованного электроснабжения				
ЦРЭС				
ПАО «Якутскэнерго»*				
1	Якутская ГРЭС	ГТЭ-45-3	ГТУ	41,365
2		ГТЭ-45-3	ГТУ	41,145
3		ГТЭ-45-3	ГТУ	43,047
4		ГТ-35-770-2	ГТУ	22,301
5		ГТ-35-770-2	ГТУ	22,229
Итого Якутская ГРЭС				170,087
1	Якутская ГРЭС Новая	LM 6000-PF-NGDG02	ГТУ	40,634
2		LM 6000-PF-NGDG02	ГТУ	40,441
3		LM 6000-PF-NGDG02	ГТУ	41,085
4		LM 6000-PF-NGDG02	ГТУ	41,872
Итого Якутская ГРЭС Новая				164,032
1	Якутская ТЭЦ	П-6-35/5М	ПГУ	6,0
2		Т-6-35/5	ПГУ	6,0
Итого Якутская ТЭЦ				12,0
Резервные ДЭС ЦЭС (без изолированно работающих)				
1	ДЭС Эльдикан (резервная)	ДГ-1600	ДЭС	1,6
2		ДГ-1600	ДЭС	1,6
3		ДГ-1600	ДЭС	1,6
4		ДГ-1600	ДЭС	1,6
5		ДГ-1600	ДЭС	1,6
6		ДГ-1600	ДЭС	1,6
7		ДГ-1600	ДЭС	1,6
8		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Эльдикан				11,4
1	ДЭС Солнечный (резервная)	ГТЭ - 4	ГТУ	4,0
2		ГТЭ - 4	ГТУ	4,0
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
6		ДГА-315	ДЭС	0,315
7		ДГ-200	ДЭС	0,2
8		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Солнечный				16,215
1	ДЭС Борогонцы (резервная)	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
5		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Борогонцы				10,2

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
1	ДЭС Ытык-Кюель (резервная)	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Ытык-Кюель				7,7
1	ДЭС Амгинская (резервная)	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
6		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Амгинская				5,9
1	ДЭС Бердигестяхская (резервная)	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Бердигестяхская				7,7
1	ДЭС Хандыгская (резервная)	ПЭ-6	ДЭС	1,1
2		ПЭ-6	ДЭС	1,05
3		ПЭ-6	ДЭС	1,1
4		ПЭ-6	ДЭС	1,1
5		ПЭ-6	ДЭС	1,1
6		ПЭ-6	ДЭС	1,1
7		ПЭ-6	ДЭС	1,1
8		ПЭ-6	ДЭС	1,1
9		ПЭ-6	ДЭС	1,1
10		ПЭ-6	ДЭС	1,05
11		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
12		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
13		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
14		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
15		ЭД-250	ДЭС	0,25
16		ЭД-250	ДЭС	0,25
Итого ДЭС Хандыгская				16,8
1	ДЭС Чурапчинская (резервная)	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГ-72	ДЭС	0,8
7		ДГ-72	ДЭС	0,8
Итого ДЭС Чурапчинская				5,6
ЗРЭС				
ПАО «Якутскэнерго»*				
	Каскад Виллойских ГЭС-1,2			
1	ВГЭС-1	ПЛ 70/3164-ВМ-410	ГЭС	85,0

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
2		ПЛ 70/3164-ВМ-410	ГЭС	85,0
3		ПЛ 70/3164-ВМ-410	ГЭС	85,0
4		ПЛ 70/3164-ВМ-410	ГЭС	85,0
5	ВГЭС-2	РО75/3123-ВМ-450	ГЭС	85,0
6		РО75/3123-ВМ-450	ГЭС	85,0
7		РО75/3123-ВМ-450	ГЭС	85,0
8		РО75/3123-ВМ-450	ГЭС	85,0
Итого Каскад Виллойских ГЭС-1,2				680,0
Резервные ДЭС ЗЭС				
1	ДЭС Нюрбинская (резервная)	ДГ-72М	ДЭС	0,8
2		ДГ-72М	ДЭС	0,8
3		ДГ-72М	ДЭС	0,8
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ДГ-72М	ДЭС	0,8
6		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
7		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС Нюрбинская				9,0
1	ДЭС Виллойская (резервная)	ДГ-72М	ДЭС	0,8
2		ДГ-72М	ДЭС	0,8
3		ДГ-72М	ДЭС	0,8
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
6		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
7		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
8		ЭД-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Виллойская				10,9
1	ДЭС Верхневиллойская (резервная)	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС Верхневиллойская				7,5
АО «Виллойская ГЭС-3»				
1	Светлинская ГЭС	ПЛ30-В-750	ГЭС	92,5
2		ПЛ30-В-750	ГЭС	92,5
3		ПЛ30-В-750	ГЭС	92,5
Итого Светлинская ГЭС				277,5
ПАО «Транснефть» (не подключены к электроэнергетической системе РС(Я))				
1	НПС-12	Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
2		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
3		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
4		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
5		Wartsila W6L32	ДЭС	2,6
6		Wartsila W6L32	ДЭС	2,6
Итого ДЭС НПС-12				26,4
1	НПС-13	Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
2		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
3		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
4		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
5		Wartsila W6L32	ДЭС	2,6

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
6		Wartsila W6L32	ДЭС	2,6
Итого ДЭС НПС-13				26,4
1	НПС-14	Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
2		Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
3		Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
4		Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
5		Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
Итого ДЭС НПС-14				36,8
Итого ДЭС ПАО «Транснефть»				89,6
ЮЯРЭС				
АО «Дальневосточная генерирующая компания»				
1	Нерюнгринская ГРЭС	К-210-130-3	ПГУ	210
2		T-180/210-130-1	ПГУ	180
3		T-180/210-130-1	ПГУ	180
Итого Нерюнгринская ГРЭС				570
1	Чульманская ТЭЦ	ПТ-12-35/10М	ПГУ	12
2		К-12-35	ПГУ	12
3		ПТ-12-35/10М	ПГУ	12
4		ПТ-12-35/10М	ПГУ	12
Итого Чульманская ТЭЦ				48
Зона децентрализованного электроснабжения				
АО «Сахаэнерго»				
1	ДЭС п. Белая Гора	ДГА-315	ДЭС	0,315
2		ДГА-315		0,315
3		ДГА-315		0,315
4		ДГ-72		0,8
5		ДГ-72		0,8
6		ДГ-72		0,8
7		ДГ-72		0,8
8		ДГ-72		0,8
9		АД-100		0,1
Итого ДЭС п. Белая Гора				5,045
1	ДЭС п. Тикси	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72М	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГА-315	ДЭС	0,315
7		ДГ-72	ДЭС	0,8
8		ДГ-72	ДЭС	0,8
9		ДГ-72	ДЭС	0,8
10		ДГ-72	ДЭС	0,8
11		ДГ-72	ДЭС	0,8
12		ДГ-72	ДЭС	0,8
13		ДГ-72	ДЭС	0,8
14		ДГ-72	ДЭС	0,8
15		ДЭУ-150.1	ДЭС	0,15
16		YANMAR 6EY22(A)(L)WS	ДЭС	1,0

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
17		YANMAR 6EY22(A)(L)WS	ДЭС	1,0
18		YANMAR 6EY22(A)(L)WS	ДЭС	1,0
Итого ДЭС п. Тикси				13,865
1	ДЭС п. Батагай	АДЭ-750	ДЭС	0,75
2		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
3		7Д100	ДЭС	1,0
4		АДЭ-750	ДЭС	0,75
5		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
6		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
7		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
8		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
9		7-36ДГ	ДЭС	1,12
10		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
11		АД-150	ДЭС	0,15
Итого ДЭС п. Батагай				10,37
1	ДЭС п. Жиганск	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		АД-80	ДЭС	0,08
6		ПЭ-6	ДЭС	1,05
7		ПЭ-1М	ДЭС	1,05
8		4-26ДГ	ДЭС	1,05
9		4-26ДГ	ДЭС	1,05
Итого ДЭС п. Жиганск				7,48
1	ДЭС п. Зырянка	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГ-72	ДЭС	0,8
7		Шкода-825	ДЭС	0,66
8		ДГ-72	ДЭС	0,8
9		ДГ-72	ДЭС	0,8
Итого ДЭС п. Зырянка				7,06
1	ДЭС с. Угольное	ДГ-99	ДЭС	1,0
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГ-72	ДЭС	0,8
7		ДГ-72	ДЭС	0,8
Итого ДЭС с. Угольное				5,8
1	ДЭС п. Сангар	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГ-72	ДЭС	0,8

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
7		ДГ-72	ДЭС	0,8
8		ДГ-72	ДЭС	0,8
9		ДГ-72	ДЭС	0,8
10		ДГ-72М	ДЭС	0,8
11		ДГ-72	ДЭС	0,8
12		ДГ-73	ДЭС	0,63
13		ПЭ-6	ДЭС	1,1
Итого ДЭС п. Сангар				10,53
1	ДЭС п. Черский	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		С-18-700F	ДЭС	0,5
4		"MARGEN"	ДЭС	0,5
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС п. Черский				8,5
1	ДЭС с. Оленек	АД-820С	ДЭС	0,82
2		АД-820С	ДЭС	0,82
3		АД-1020С	ДЭС	1,02
4		АД-1020С	ДЭС	1,02
5		АД-1020С	ДЭС	1,02
6		АД-1020С	ДЭС	1,02
7		АД-1020С	ДЭС	1,02
8		ДГР-520	ДЭС	520
Итого ДЭС с. Оленек				7,26
1	ДЭС г. Среднеколымск	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		САТ-1000	ДЭС	1,0
5		САТ-1000	ДЭС	1,0
6		ПЭ-6	ДЭС	1,1
7		ПЭ-6	ДЭС	1,1
8		АД-60	ДЭС	0,06
Итого ДЭС г. Среднеколымск				6,66
1	ДЭС п. Чокурдах	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГА-315	ДЭС	0,315
7		ДГА-315	ДЭС	0,315
8		ДГА-315	ДЭС	0,315
9		ДГА-320	ДЭС	0,32
10		АД-100	ДЭС	0,1
Итого ДЭС п. Чокурдах				5,365
1	ДЭС п. Депутатский	ДЭМ-120	ДЭС	2,0
2		ДЭМ-120	ДЭС	2,0
3		ДЭМ-120	ДЭС	1,0
4		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
5		АД-520	ДЭС	0,52
6		АД-520	ДЭС	0,52
7		SD-C80	ДЭС	0,064
Итого ДЭС п. Депутатский				8,604

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
1	ТЭЦ п. Депутатский	Т-2,5-2,4/0,12	ПГУ	2,5
2		Т-2,5-2,4/0,12	ПГУ	2,5
3		Р-2,5-2,4/0,12	ПГУ	2,5
Итого ТЭЦ п. Депутатский				7,5
1	ДЭС п. Усть-Куйга	ДГ-72М	ДЭС	0,8
2		ДГ-73М	ДЭС	0,63
3		ДГ-73М	ДЭС	0,63
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ДГ-73М	ДЭС	0,63
6		ДГ-73М	ДЭС	0,63
7		ДГ-73М	ДЭС	0,63
8		ДГ-72М	ДЭС	0,8
9		АД-100	ДЭС	0,1
10		NS19YD	ДЭС	0,01
Итого ДЭС п. Усть-Куйга				5,66
ПАО «Сургутнефтегаз»				
1	Талаканская ГТЭС	НК-16СТ	ГТУ	16
2		НК-16СТ	ГТУ	16
3		НК-16СТ	ГТУ	16
4		НК-16СТ	ГТУ	16
5		НК-16СТ	ГТУ	16
6		НК-16СТ	ГТУ	16
7		НК-16СТ	ГТУ	16
8		НК-16СТ	ГТУ	16
9		НК-16СТ	ГТУ	16
Итого Талаканская ГТЭС				144
1	Талаканская ГПЭС	JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
2		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
3		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
4		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
5		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
6		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
7		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
8		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
9		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
10		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
11		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
12		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
Итого Талаканская ГПЭС				12,657
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»				
1	УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ	ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
2		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
3		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
4		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
5		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
6		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
Итого УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ				72,0
ООО "Якутская генерирующая компания"				
1	ДЭС Верхняя-Муна	HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
2		HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
3		HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
4		HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
5		HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
Итого ДЭС Верхняя-Муна				8,505
1	ДЭС Прогноз	CAT 3412-1	ДЭС	0,648
2		CAT 3412-2	ДЭС	0,648
3		CAT 3412-3	ДЭС	0,648
4		CAT 3412-4	ДЭС	0,648
5		CAT 3412-5	ДЭС	0,648
6		CAT 3412-6	ДЭС	0,648
7		CAT C-13 (резерв)	ДЭС	0,28
8		CAT C-13 (резерв)	ДЭС	0,28
9		CAT3406-1	ДЭС	0,32
10		CAT3406-2	ДЭС	0,32
11		CAT C-13	ДЭС	0,28
12		CAT GER-150	ДЭС	0,12
13		CAT GER-150	ДЭС	0,12
Итого ДЭС Прогноз				5,608
1	ДЭС НГОК Накынская площадка	Wartsila ст.№1	ДЭС	3,375
2		Wartsila ст.№2	ДЭС	3,375
3		Wartsila ст.№3	ДЭС	3,375
4		Wartsila ст.№4	ДЭС	3,375
5		Wartsila ст.№5	ДЭС	3,375
6		Wartsila ст.№6	ДЭС	3,375
Итого ДЭС НГОК Накынская площадка				20,25
ПАО «ЯТЭК»				
1	ГТЭС в п. Кысыл-Сыр	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
6		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ГТЭС в п. Кысыл-Сыр				15
ООО «Норд Голд»**				
1	ДЭС «Рудник Таборный»	QAS-1000	ДЭС	0,800
2		QAS-1000	ДЭС	0,800
3		QAS-1000	ДЭС	0,800
4		QAS-1000	ДЭС	0,800
5		QAS-1000	ДЭС	0,800
6		QAS-1000	ДЭС	0,800
7		QAS-500	ДЭС	0,500
8		QAS-500	ДЭС	0,500
9		ДЭС-200	ДЭС	0,200
10		ДЭС-160	ДЭС	0,160
11		ДГ-72	ДЭС	0,800
Итого ДЭС «Рудник Таборный»				6,96
1	ДЭС «Нерюнгри- Металлик»	ТЭЦ	ТЭЦ	16,0
2		CAT -1600	ДЭС	1,6
3		CAT -1600	ДЭС	1,6

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
4		QAS -1250	ДЭС	1,0
5		QAS -250	ДЭС	0,6
6		QAS -30	ДЭС	0,24
7		ПСМ-120	ДЭС	0,48
8		Toyo TG-19TPC	ДЭС	0,264
9		Toyo 47	ДЭС	0,576
Итого ДЭС «Нерюнгри-Металлик»				22,36
АО «Полиметалл»				
1	ГОК Нежданинский	ДГ-72М	ДЭС	0,8
2		ДГ-72М	ДЭС	0,8
3		ДГ-72М	ДЭС	0,8
4		HYUNDAI 9H25/33	ДЭС	16,1
5		Doosan ADD-600-T400	ДЭС	0,6
6		Doosan ADD-400	ДЭС	0,4
7		Doosan ADD-400	ДЭС	0,4
Итого ГОК Нежданинский				19,9
ООО «Богуславец»				
1	Энергокомплекс ЗИФ	MGEp1000	ДЭС	1,0
2		MGEp1200	ДЭС	1,2
3		SDMO X1250	ДЭС	1,0
4		SDMO X1250	ДЭС	1,0
5		-	ДЭС	1,2
Итого Энергокомплекс ЗИФ				5,4

*согласно приказа ПАО «Якутскэнерго» № 1753 от 7 декабря 2020 г.;

** по данным ООО «Норд Голд» за 2020 год.

2.11 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за период 2017-2021 гг.

Выработка электроэнергии всеми электростанциями на территории республики в 2021 г. по сравнению с 2017 г. увеличилась на 10,7 процента и составила 10209,2 млн кВт·ч. При этом электростанции, работающие в составе якутской энергосистемы, включая резервные энергоисточники, в 2021 г. выработали 8273,5 млн кВт·ч электроэнергии, что составляет 81,0 процента от суммарной выработки по республике (табл. 2.11.1). На конец периода их выработка увеличилась на 5,3 процента. Существенное увеличение выработки электроэнергии произошло по Якутской ГРЭС Новая. На конец периода в 2021 году выработка увеличилась в 14,5 раз и составила 1083,6 млн кВт·ч.

В зоне децентрализованного электроснабжения республики за прошедший пятилетний период наблюдается устойчивая тенденция роста выработки электроэнергии, обусловленного увеличением производства почти на всех электростанциях. Снижение объемов выработки происходит на Талаканской ГПЭС, ДЭС ПАО «Сургутнефтегаз» и АК «АЛРОСА» (ПАО). Выработка электроэнергии по децентрализованным электростанциям за период увеличилась на 40,6 процента.

Таблица 2.11.1 – Изменение выработки электроэнергии в зоне централизованного и децентрализованного электроснабжения

Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Структура 2021 г., %
	2017	2018	2019	2020	2021	
Электростанции, работающие в энергосистеме, всего, в том числе:	7853,7	8385,6	8541,7	8368,6	8279,6	81,1
Якутская ГРЭС	1511,8	1031,9	1233,6	1102,2	1099,7	13,3
Якутская ГРЭС Новая	74,9	536,1	749,7	879,9	1083,6	13,1
Якутская ТЭЦ	53,7	51,4	52,5	53,3	51,9	0,6
Нерюнгринская ГРЭС + Чульманская ТЭЦ	3200,9	3305,1	3058,8	3361,5	3161,6	38,2
Вилуйские ГЭС-1,2	2268,8	2708,1	2579,9	2188,6	2088,9	25,2
Светлинская ГЭС	732,3	743,4	858,7	767,6	770,0	9,3
Центральные электросети	8,8	7,9	7,0	12,2	19,6	0,2
Западные электросети	2,4	1,8	1,5	3,2	4,2	0,1
Децентрализованные электростанции, всего	1372,1	1341,6	1566,3	1738,9	1929,5	18,9
в том числе:						
Электростанции АО «Сахаэнерго»	281,4	280,9	280,2	284,8	290,4	15,0
Талаканская ГТЭС	599,1	621,5	646,7	647,0	678,5	35,2
Талаканская ГПЭС	14,8	15,6	11,6	11,4	12,8	0,7
ДЭС ПАО «Сургутнефтегаз»	19,2	17,9	18,1	17,3	20,4	1,1
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	74,0	7,5	3,9	2,4	2,7	0,1
Электростанции ООО «ЯГК»	-	89,0	126,2	126,5	133,9	6,9
ДЭС ОАО «ЯТЭК»	16,3	15,5	16,5	17,9	19,3	1,0
Прочие электростанции	367,3	293,7	461,3	631,7	771,6	40,0
ИТОГО	9225,8	9727,2	10108,0	10107,5	10209,1	100,0

Сформировано по формам Росстата 6-ТП, 23-Н и по данным предприятий.

Изменение выработки электроэнергии по типам генерирующих источников представлено в таблице 2.11.2. Выработка электроэнергии тепловыми электростанциями за период увеличилась на 18,1 процента, в том числе дизельными на 42,4 процента. Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками энергии выросла в 2,3 раза. По гидроэлектростанциям наблюдалось снижение на 4,7 процента.

Таблица 2.11.2 – Изменение выработки электроэнергии по типам электростанций, млн кВт·ч

Тип электростанции	Год					Изменение 2021/2017 гг., %
	2017	2018	2019	2020	2021	
Выработка электроэнергии, всего	9225,8	9727,2	10108,0	10107,5	10209,1	110,7
в том числе:						
ГЭС	3001,1	3451,5	3438,6	2956,2	2858,9	95,3
ТЭС	6223,6	6274,4	6667,6	7148,2	7347,8	118,1
в.т.ч. ДЭС	753,6	594,0	784,4	940,4	1073,3	142,4
ВИЭ	1,07	1,34	1,83	3,01	2,455	230,2

Сформировано по формам Росстата 6-ТП, 23-Н и по данным предприятий.

В структуре выработки электроэнергии наибольшую долю занимают ТЭС (72,0 процента), в том числе на долю автономных ДЭС приходится 10,5 процента (рис. 2.11.1). Доли гидроэлектростанций и ВИЭ в структуре выработки составили 28,0 процентов и 0,024 процента соответственно.

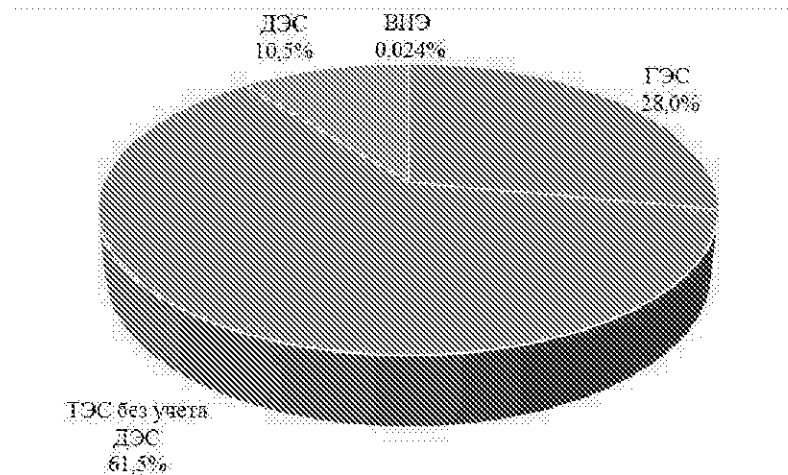


Рис. 2.11.1 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций (по состоянию на 2021 г.)

Основными генерирующими компаниями являются ПАО «Якутскэнерго» и СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»: на их долю в структуре выработки электроэнергии приходится 42,6 процента и 31 процент соответственно (рис. 2.11.2). Доля выработки электроэнергии АО «Вилуйская ГЭС-3» составляет 7,5 процента, ПАО «Сургутнефтегаз» – 7,0 процента, АО «Сахаэнерго» – 2,8 процента, ООО «ЯГК» – 1,3 процента.

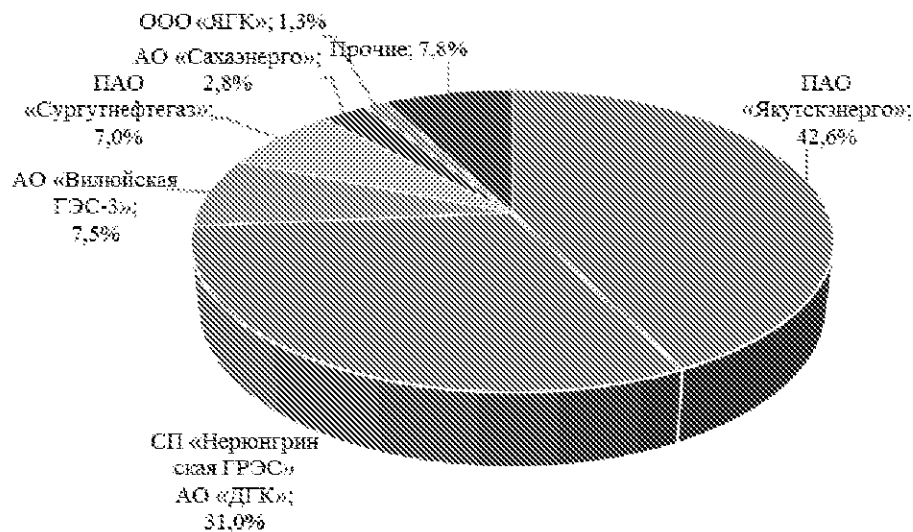


Рис. 2.11.2 – Структура выработки электроэнергии по генерирующим компаниям (по состоянию 2021 г.)

В 2021 г по сравнению с предыдущим годом среди функционирующих в энергосистеме республики генерирующих компаний выработка электроэнергии

снизилась на 1,1 процента за счет снижения выработки СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК». Снижение выработки составило 5,9 процента. По остальным компаниям наблюдается увеличение: ПАО «Якутскэнерго» – на 2,6 процента, АО «Виллойская ГЭС-3» – на 0,3 процента.

Существенный рост выработки электроэнергии происходит в электростанциях компаний, находящихся в децентрализованной зоне. Рост выработки электроэнергии ПАО «Сургутнефтегаз» в 2021 г. по сравнению с предыдущим годом составил 105,3 процента, АО «Сахаэнерго» – 101,9 процента, ООО «ЯГК» – 105,9 процента, ПАО «ЯТЭК» – 108,3 процента, прочих – 121,7 процента (табл. 2.11.3).

Таблица 2.11.3 – Изменение выработки электроэнергии генерирующими компаниями, млн кВт·ч

Генерирующая компания	Год					Изменение 2021/2020 гг., %
	2017	2018	2019	2020	2021	
Выработка электроэнергии, всего	9225,8	9727,2	10108,0	10107,5	10209,1	101,0
в том числе:						
ПАО «Якутскэнерго»	3920,5	4337,1	4624,2	4239,4	4348,0	102,6
СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	3200,9	3305,1	3058,8	3361,4	3161,6	94,1
АО «Виллойская ГЭС-3»	732,3	743,4	858,7	767,6	770,0	100,3
ПАО «Сургутнефтегаз»	633,1	655,0	669,7	675,7	711,6	105,3
АО «Сахаэнерго», всего	281,4	280,9	282,1	284,8	290,4	101,9
из них: ВИЭ	1,1	1,3	1,8	3,0	2,5	83,3
ООО «ЯГК»	-	89,0	126,2	126,5	133,9	105,9
ПАО «ЯТЭК»	16,3	15,5	16,5	17,9	19,3	108,3
Прочие	457,6	316,8	488,4	652,0	793,7	121,7

Сформировано по формам Росстата 6-ТП, 23-Н и по данным предприятий.

По РЭС АО «Сахаэнерго» по сравнению с 2020 г. произошли незначительные изменения: снижение выработки наблюдается только в Эвено-Бытантайском РЭС (на 1,9 процента) (табл. 2.11.4).

Таблица 2.11.4 – Динамика выработки электроэнергии электростанциями* АО «Сахаэнерго», млн кВт·ч

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Алданский РЭС**	3,8	3,9	1,7	-	-
Анабарский РЭС	11,6	12,0	12,4	12,3	12,5
Белогорский РЭС	12,1	12,2	12,3	12,3	12,5
Булунские ЭС	36,8	35,9	37,1	38,2	39,0
Верхоянские ЭС	33,2	32,2	32,6	33,1	33,2
Жиганский РЭС	14,9	14,1	14,3	14,6	14,9
Зырянский РЭС	20,6	20,2	19,7	20,2	20,6
Кобяйские ЭС	25,3	24,3	23,6	23,2	23,7
Момский РЭС	11,3	11,4	10,9	11,4	11,6
Нижнеколымский РЭС	5,1	5,2	6,2	5,8	6,4

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Оймяконский РЭС	12,4	12,4	12,3	12,3	12,7
Олекминский РЭС	9,0	9,0	8,9	8,7	9,2
Оленекский РЭС	11,2	11,9	12,6	12,5	12,9
Среднеколымский РЭС	19,2	19,6	19,6	20,2	21,2
Чокурдахский РЭС	10,0	10,1	9,9	9,5	9,5
Эвено-Бытантайский РЭС	5,1	5,3	5,2	5,4	5,3
Янские ЭС***	33,8	34,8	33,7	32,9	33,5
ПЦ Энергоучасток	4,9	5,1	7,1	9,2	9,3
ИТОГО	280,3	279,6	280,1	281,8	287,9

Источник: технико-экономические показатели АО «Сахаэнерго» 2017-2021 гг.

Примечание – *Указана выработка топливных энергоисточников без учета ВИЭ; **энергоисточники Алданского РЭС после 2019 г. переданы в подразделение ПЦ Энергоучасток; ***с учетом Депутатской ТЭЦ

В целом за пятилетний период выработка электроэнергии электростанциями ПАО «Сургутнефтегаз» относительно 2017 г. возросла на 12,4 процента, в основном, за счет увеличения передачи электроэнергии ООО «Транснефть-Восток». В 2021 г. относительно 2020 г. рост составил 35,9 млн кВт·ч (таблица 2.11.5).

Таблица 2.11.5 – Динамика выработки электроэнергии электростанциями ПАО «Сургутнефтегаз», млн кВт·ч

Тип электростанции	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
ГТЭС Талаканского НГКМ	599,1	621,5	646,7	647,0	678,5
ГПЭС Талаканнефть	14,8	15,6	11,6	11,4	12,8
ДЭС	19,2	17,9	18,1	17,3	20,4
ИТОГО	633,1	655,0	676,4	675,7	711,6

Источник: Формы 23-Н ПАО «Сургутнефтегаз» за 2017-2021 гг.

На электростанциях, находящихся в ведении ООО «Якутская генерирующая компания», несколько возросло производство электроэнергии в Оленекском улусе на участках Куонамка и вахтовом поселке Талахтах АО «Алмазы Анабара», на Верхне-Мунской площадке АК «АЛРОСА», на Накынской площадке и на прииске «Кристалл». Не осуществлялась выработка электроэнергии на участках Хара-Мас, Верхний Моргогор, Правобережье Моргогор 1-2 и Притоки реки Биллях АО «Алмазы Анабара» (таблица 2.11.6).

Таблица 2.11.6 – Динамика выработки электроэнергии автономными электростанциями ООО «ЯГК», млн кВт·ч

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год		
		2019	2020	2021
Анабарский, всего		13,3	9,9	4,5
в том числе:	Вахтовый поселок Хара-Мас	1,3	-	0,4
	Хара-Масучастки 1-2	0,5	-	-
	Эбеляхучастки 1-7	3,5	5,2	1,2
	Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный	4,6	3,8	1,0
	Эбелях Дорожники	0,2	0,2	0,2
	Притоки реки Биллях	0,2	-	-
	Вахтовый поселок Моргогор	1,8	0,7	1,7

	Верхний Моргогор	0,2	-	-
	Правобережье Моргогор 1-2	1,0	0,003	-
Оленекский, всего		12,6	14,0	16,3
в том числе:	Куонамка участки 1-5	2,9	3,6	4,4
	Вахтовый поселок Талахтах	2,8	2,8	3,2
	УГОК Верхне-Мунская площадка	6,9	7,6	8,6
	ДЭС Небайбыт №2	-	-	0,1
Булунский, всего		6,1	6,8	7,0
в том числе:	Вахтовый поселок Верхнее Молодо	3,1	3,0	3,6
	Среднее Молодо участки 1-4	2,4	3,2	2,7
	База Джарджан	0,3	0,3	0,3
	База Приленск	0,3	0,3	0,4
Нюрбинский, всего		65,3	60,5	70,5
в том числе:	ДЭС НГОК Накынская площадка	65,3	60,5	70,5
Мирнинский, всего		2,1	2,3	1,5
в том числе:	ГПЭС с. Моркока (газ) МУАД	0,7	0,7	0,7
	ООО «АЛРОСА-Спецбурение»	1,4	1,6	0,8
Кобяйский, всего		12,7	14,7	12,2
в том числе:	АО «Прогноз»	12,7	14,7	12,2
Алданский, всего		8,3	10,2	9,9
в том числе:	АО «Золото-Селигдара» участок «Лунное»	5,3	6,3	6,3
	АО «Золото-Селигдара» участок «Подголечный»	3,0	3,9	3,6
Усть-Янский, всего		4,7	6,0	7,1
в том числе:	Прииск «Кристалл»	4,7	6,0	7,1
Томпонский, всего		1,2	2,1	1,9
в том числе:	ГПМ Рудник «Верхне-Менкече»	1,2	2,1	1,9
Верхоянский, всего		-	-	3,0
в том числе:	ООО «Дальзолото»	-	-	3,0
ИТОГО		126,2	126,5	133,9
из них: в арктической зоне		36,7	36,7	37,9

Источник: Формы 23-Н ООО «Якутская генерирующая компания» за 2019-2021 гг.

За пятилетний период выработка электроэнергии электростанциями ПАО «ЯТЭК» возросла на 18 процентов относительно 2017 г. Рост выработки в 2020-2021 гг. связан с вводом в эксплуатацию газопоршневых и дизельных электростанций.

2.12 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности

Производство электроэнергии в республике за период 2017-2021 гг. имеет положительную динамику и возросло на 10,6 процента – с 9,2 млрд кВт·ч в 2017 г. до 10,2 млрд кВт·ч в 2020 г. (табл. 2.12.1). Баланс электроэнергии за 2017-2021 гг. складывался избыточным. Сальдо-переток электроэнергии из республики в энергосистему Амурской области имеет тенденцию к снижению и составил в 2021 г. 255,3 млн кВт ч. С учетом перетоков со стороны энергосистем Чукотского автономного округа и Магаданской области сальдо-переток стал положительным и составил 160,7 млн кВт ч. Общее потребление электроэнергии (с учетом потерь в сетях и собственных нужд электростанций) в 2021 г. повысился на 8,6 процента. Располагаемая мощность электростанций энергосистемы в 2021 г. составила 1814,5 МВт, что ниже уровня 2020 г. на 69,7 МВт. Максимум нагрузки

энергосистемы в 2021 г. вырос относительно 2020 г. на 74 МВт и составил 1392 МВт (табл. 2.12.2).

Таблица 2.12.1 – Баланс электроэнергии в Республике Саха (Якутия) за 2016-2020 гг., млн кВт·ч

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электроэнергии, всего	8102,0	8661,2	9412,2	9477,0	10293,6
Производство электроэнергии, всего	9225,8	9727,2	10107,9	10107,5	10209,1
Производство электроэнергии электростанциями энергосистемы РС(Я)	7853,7	8385,8	8541,5	8368,6	8279,5
ГЭС	3001,1	3451,5	3438,6	2956,2	2858,9
КВГЭС 1, 2	2268,8	2708,1	2579,9	2188,6	2088,9
Светлинская ГЭС	732,3	743,4	858,7	767,6	770,0
ТЭС	4841,4	4924,5	5094,6	5396,9	5390,8
Якутская ГРЭС	1511,8	1031,9	1233,6	1102,2	1099,7
Якутская ТЭЦ	53,8	51,4	52,5	53,3	51,9
Якутская ГРЭС Новая	74,9	536,1	749,7	879,9	1083,6
Нерюнгринская ГРЭС	3135,6	3218,7	2963,4	3261,4	3056,7
Чульманская ТЭЦ	65,3	86,4	95,4	100,1	104,8
ДЭС	11,2	9,8	8,3	15,5	23,8
ДЭС ЗЭС ПАО "Якутскэнерго"	2,4	1,8	1,6	3,4	4,2
ДЭС ЦЭС ПАО "Якутскэнерго"	8,8	8,0	6,7	12,1	19,6
Децентрализованные электростанции	1372,1	1341,4	1566,4	1738,9	1935,6
ДЭС АО "Сахаэнерго"	281,4	280,9	280,2	284,8	290,4
Талаканская ГТЭС	599,1	625,0	646,7	647,0	678,5
Талаканская ГПЭС	14,8	15,6	11,6	11,4	12,8
ДЭС ПАО «Сургутнефтегаз»	14,3	8,4	11,4	17,3	20,4
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	74,0	7,5	3,9	2,4	2,7
Электростанции ООО «ЯГК»		89,0	126,2	126,5	133,9
ДЭС ОАО «ЯТЭК»	16,3	15,5	16,5	17,9	19,3
Прочие электростанции	372,2	299,5	469,9	631,6	777,7
Сальдо перетоков электрической энергии между энергосистемами других регионов в т.ч.	-1123,8	-1066,0	-695,7	-630,5	279,5
в Амурскую область	1302,8	1082,2	846,9	896,2	255,6
из Амурской области	37,2	62,8	87,7	0,0	0,0
в Иркутскую область	53,3	227,7	145,8	0,0	0,0
из Иркутской области				61,3	25,4
в Забайкальский край		35,6	28,9	40,6	0,0
из Забайкальского края		8,8	5,3	0,0	4,4
из Магаданской области	181,4	194,4	219,9	231,3	225,5
из Чукотского АО	13,7	13,5	13,0	13,7	13,5

Таблица 2.12.2 – Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в составе ОЭС Востока

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность (собственный максимум)	316	344	1327	1318	1392
ИТОГО спрос на мощность	316	344	1327	1318	1392
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618,0	618,0	2114,8	2039,3	2031,4
ГЭС	0	0	957,5	957,5	957,5
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2			680	680	680
Светлинская ГЭС			277,5	277,5	277,5
ТЭС	618,0	618,0	1052,5	972,0	964,1
Якутская ГРЭС			229	178	170,1
Якутская ТЭЦ			12	12	12
Якутская ГРЭС Новая			193,5	164	164
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48
ДЭС	0	0	104,8	109,8	109,8
Резервные ДЭС ЗРЭС			24,7	27,2	27,2
Резервные ДЭС ЦРЭС			80,1	82,6	82,6
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618,0	618,0	1923,0	1884,2	1814,5
ГЭС	0	0	869	869	857
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2			680	680	680
Светлинская ГЭС			189	189	177
ТЭС	618,0	618,0	1054,0	1012,0	953,2
Якутская ГРЭС	0	0	247,4	222,8	170,1
Якутская ТЭЦ	0	0	6	6,2	12
Якутская ГРЭС Новая	0	0	193,5	175,9	164
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	37,1	37,1	37,1
ДЭС	0	0	0	3,2	4,3
Резервные ДЭС ЗРЭС	0	0	0	3,2	3,8
Резервные ДЭС ЦРЭС	0	0	0	0	0,5
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	302,0	274,0	595,9	566,2	434,8

Таблица 2.12.3 – Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в составе ОЭС Востока

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии (собственное)	1909	2194	7613	7493	8119
ИТОГО потребность	1909	2194	7613	7493	8119
Производство электрической энергии	3201	3305	8535	8353	8279,6
ГЭС	0	0	3439	2956	2859
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2			2580	2189	2089
Светлинская ГЭС			859	768	770
ТЭС	3201	3305	5096	5397	5397,7

Якутская ГРЭС			1234	1102	1099,7
Якутская ТЭЦ			53	53	52
Якутская ГРЭС Новая			750	880	1084
Нерюнгринская ГРЭС	3136	3219	2963	3261	3057
Чульманская ТЭЦ	65	86	95	100	105
ДЭС	0	0	8	16	23,8
ДЭС ЗЭС ПАО "Якутскэнерго"			1,6	3,4	4,2
ДЭС ЦЭС ПАО "Якутскэнерго"			6,7	12,1	19,6
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5179	5348	4842	5552	5592
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-1292	-1111	-922	-860	-160,7

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Балансы мощности и электроэнергии ЗРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.12.4 и 2.12.5 соответственно.

В период 2017–2021 гг. ЗРЭС был избыточным по электрической мощности. В 2017-2019 гг. из ЗРЭС осуществлялся переток в Иркутскую энергосистему. С 2019 г. энергорайон подключен к ОЭС Востока. В 2020 г. с отключением ПС 220 кВ Пеледуй от ОЭС Востока переток в Иркутскую энергосистему не осуществляется.

Таблица 2.12.4 – Балансы мощности ЗРЭС, МВт

Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность	569,3	622,6	655,7	647,0	667,2
Резерв мощности	232,0	85,0	-	-	-
ИТОГО спрос на мощность	801,3	707,6	655,7	647,0	667,2
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:					
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
Каскад Вилуйских ГЭС 1, 2	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ДЭС	26,7	26,7	24,7	27,2	27,2
Резервные ДЭС	26,7	26,7	24,7	27,2	27,2
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:					
ГЭС	887,0	881,0	869,0	872,2	860,8
Каскад Вилуйских ГЭС 1, 2	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Светлинская ГЭС	207,0	201,0	189,0	189,0	177,0
ДЭС	0,0	0,0	0,0	3,2	3,8
Резервные ДЭС	0,0	0,0	0,0	3,2	3,8
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	85,7	173,4	213,3	225,2	193,6

Таблица 2.12.5 – Баланс электроэнергии ЗРЭС, млн кВт·ч

Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	2950,2	3225,5	3450,9	3226,3	3520,4
ИТОГО потребность	2950,2	3225,5	3450,9	3226,3	3520,4
Производство электрической энергии	3003,5	3453,3	3440,2	2959,6	2863,0
ГЭС	3001,1	3451,5	3438,6	2956,2	2858,9
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	2268,8	2708,1	2579,9	2188,6	2088,9
Светлинская ГЭС	732,3	743,4	858,7	767,6	770,0
ДЭС	2,4	1,8	1,6	3,4	4,1
Резервные ДЭС	2,4	1,8	1,6	3,4	4,2
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-53,3	-227,8	10,7	266,7	657,3

В 2021 году значительно увеличился переток в ЗЭР на 390,6 млн кВт·ч (+ 146,5 процента) в связи с малой водностью водохранилища Вилюйских ГЭС.

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Балансы мощности и электроэнергии в ЦРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.12.6, 2.12.7 соответственно. В 2017-2021 гг. энергорайон остается избыточным. Избыток мощности при учете в балансе только собственных источников энергии в 2021 г. составил 6,9 МВт.

Таблица 2.12.6 – Балансы мощности ЦРЭС, МВт

Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность	308,4	304,2	320,7	325,2	333,2
Резерв мощности	213,0				
ИТОГО спрос на мощность	521,4	304,2	320,7	325,2	333,2
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	653,6	641,6	514,6	428,7	428,7
ТЭС	573,5	561,5	434,5	354,0	346,1
Якутская ГРЭС	368,0	356,0	229,0	178,0	170,1
Якутская ТЭЦ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Якутская ГРЭС Новая	193,5	193,5	193,5	164,0	164,0
ДЭС	80,1	80,1	80,1	82,6	82,6
Резервные ДЭС	80,1	80,1	80,1	82,6	82,6
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	352,7	550,9	446,9	404,9	340,1
ТЭС	352,7	550,9	446,9	404,9	340,1
Якутская ГРЭС	340,7	358,9	247,4	222,8	170,1
Якутская ТЭЦ	12,0	12,0	6,0	6,2	6,0
Якутская ГРЭС Новая	0,0	180,0	193,5	175,9	164,0

ДЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резервные ДЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	-168,7	246,7	126,2	79,7	6,9

Таблица 2.12.7 – Балансы электроэнергии ЦРЭС, млн кВт·ч

Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	1649,3	1692,3	1753,1	1742,5	1828,0
ИТОГО потребность	1649,3	1692,3	1753,1	1742,5	1828,0
Производство электрической энергии	1649,3	1627,4	2042,5	2047,5	2255,0
ТЭС	1640,5	1619,4	2035,8	2035,4	2235,2
Якутская ГРЭС	1511,8	1031,9	1233,6	1102,2	1099,7
Якутская ТЭЦ	53,8	51,4	52,5	53,3	51,9
Якутская ГРЭС Новая	74,9	536,1	749,7	879,9	1083,6
ДЭС	9	8	7	12	19,6
ДЭС ЦЭС ПАО «Якутскэнерго»	8,8	8,0	6,7	12,1	19,6
Число часов использования установленной мощности ТЭС	2860,5	2884,1	4685,4	5749,7	6440,9
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	0,0	64,9	-289,4	-305,0	-427,0

В рассматриваемый период наблюдается рост загрузки тепловых электростанций энергорайона. В 2021 г. число часов использования установленной мощности составило 6440,9 часов. После подключения к ОЭС Востока осуществляется переток в ЮЯЭР в объеме 289,4 млн кВт·ч в 2019 г., 305 млн кВт·ч в 2020 г. и 427 млн кВт·ч в 2021 г.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Балансы мощности и электроэнергии ЮЯРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.12.8 и 2.12.9 соответственно.

В период 2017–2021 гг. Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) оставался избыточным по электрической мощности. В 2021 г. В ЮЯЭР сохранилась тенденция роста потребления электроэнергии (табл. 2.12.9).

Таблица 2.12.8 – Балансы мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Южный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность	316,3	343,5	399,0	397,1	431,4
ИТОГО спрос на мощность	316,3	343,5	399,0	397,1	431,4
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:					
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:					
ТЭС	618,0	618,0	607,1	607,1	598,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	37,1	37,1	28,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	301,7	274,5	208,1	210,0	166,6

Таблица 2.12.9 – Балансы электроэнергии Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

Южный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	1908,8	2193,9	2409,0	2524,3	2770,5
ИТОГО потребность	1908,8	2193,9	2409,0	2524,3	2770,5
Производство электрической энергии					
ТЭС	3200,9	3305,1	3058,8	3361,5	3161,6
Нерюнгринская ГРЭС	3135,6	3218,7	2963,4	3261,4	3056,7
Чульманская ТЭЦ	65,3	86,4	95,4	100,1	104,8
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5179,4	5348,1	4949,5	5439,3	5115,7
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-1292,1	-1111,2	-649,8	-837,2	-391,1

2.13 Динамика основных показателей энерго- и электроэнергетичности за период 2017-2021 гг.

Энергоэффективность экономики характеризуется показателями энергоёмкости, электроёмкости, потреблением электроэнергии на душу населения и электровооружённостью труда.

Важными факторами, влияющими на энергоэффективность экономики, являются: удельный расход топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, снижение потерь электрической и тепловой энергии на передачу в электрических и тепловых сетях, коэффициенты полезного действия

энергетических установок, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов, производительность труда и др.

Динамика основных показателей энергоэффективности по Республике Саха (Якутия) за период 2017-2021 гг. приведена в табл. 2.13.1.

В сопоставимых ценах 2017 г. ВРП в конце рассматриваемого периода сократился на 2 процента. Среднегодовой темп роста составил 99,5 процента.

Таблица 2.13.1 – Исходные данные и основные показатели энергоэффективности в республике

Показатель	Ед. изм.	Годы					Абсолютный прирост / снижение	Среднегодовой темп роста, %
		2017	2018	2019	2020	2021		
ВРП в сопоставимых ценах 2017 г.	Млрд руб.	942,0	978,8	1017,9	923,3	х	-18,8	99,5
Численность населения	Тыс. чел.	963,6	965,7	974,5	982,0	987,0	23,5	100,6
Среднегодовая численность занятого населения	Тыс. чел.	492,1	497,0	504,9	492,4	464,6	-27,5	98,6
Энергопотребление	Тыс. т у.т.	10267,5	10351,9	10880,7	12017,1	11920,2	1652,7	103,9
Электропотребление	Млн кВт·ч	8129,3	8977,7	9730,5	9431,6	10287,4	2158,2	106,2
Энергоемкость ВРП	Кг у.т. / тыс. руб.	10,9	10,6	10,7	13,0	х	2,1	106,6
Электроемкость ВРП	кВт·ч / тыс. руб.	8,6	9,2	9,6	10,2	х	1,6	105,8
Потребление электроэнергии на душу населения	Тыс. кВт·ч / чел.	8,4	9,3	10,0	9,6	10,4	2,0	105,6
Электровооруженность труда	Тыс. кВт·ч / чел.	16,5	18,1	19,3	19,2	22,1	5,6	107,8

Энергоемкость

Энергоемкость ВРП выросла до 13,0 кг у.т./тыс. руб., что на 19,3 процента больше уровня 2017 года (рис. 2.13.1). Среднегодовой темп роста энергоемкости составил 106,6 процента.



Рис. 2.13.1 – Динамика энергоемкости ВРП республики, кг у.т. на 1000 руб.

Электроёмкость

Электроёмкость валового регионального продукта в 2020 году выросла до 10,2 кВт.ч на 1000 руб., что на 18,4 процента выше уровня 2017 года (рис. 1.13.2). Среднегодовой темп роста электроёмкости составил 105,8 процента.

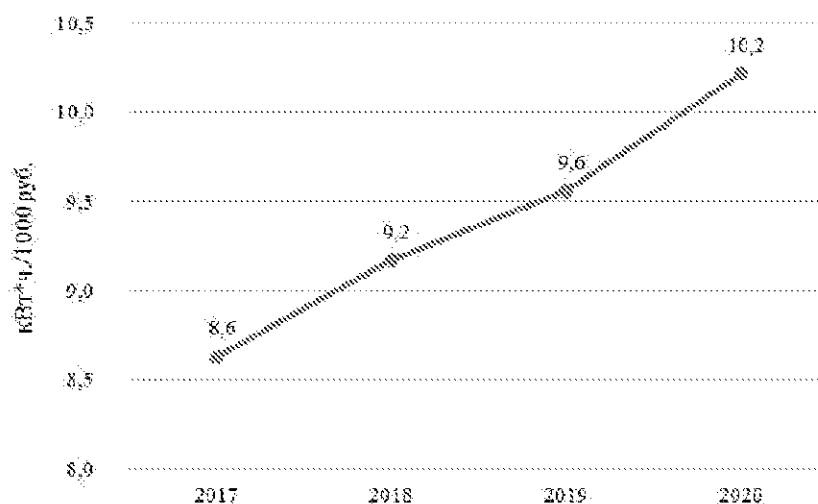


Рис.2.13.2 – Динамика изменения электроёмкости ВРП, кВт.ч на 1000 руб.

Как видно из рис. 2.13.3, по сравнению с предыдущим годом по всем видам деятельности, кроме транспортировки и хранения наблюдается увеличение электроёмкости. По сравнению с предыдущим годом произошло незначительное снижение (5,4 процента), при этом электроёмкость выросла на 54 процентов.

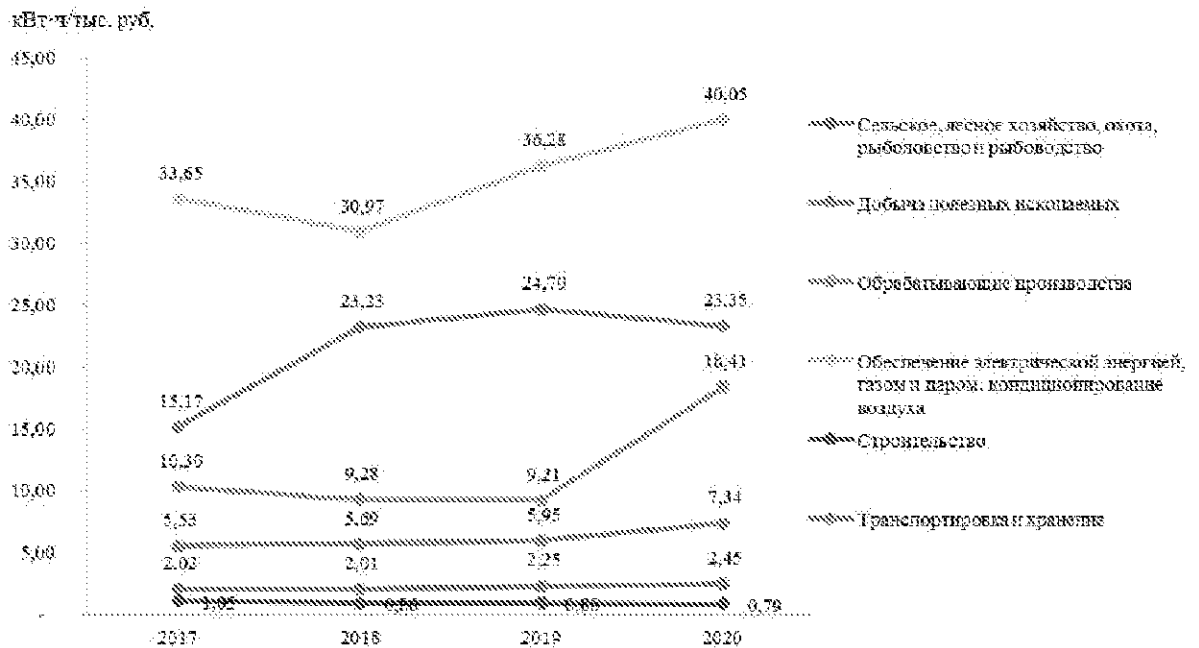


Рис. 2.13.3 – Динамика изменения электроемкости по видам экономической деятельности, кВТ·ч на 1000 руб.

Потребление электроэнергии на душу населения

Если на начало периода на одного человека приходилось 8,4 тыс. кВТ·ч в год, то к концу периода это значение повысилось на 23,5 процента и составило 10,4 тыс. кВТ·ч в год. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии на душу населения составил 105,6 процента (рис. 2.13.4).

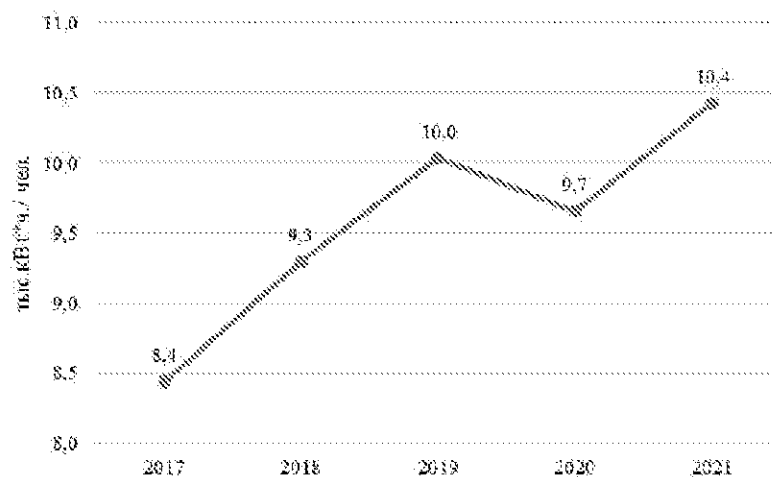


Рис. 2.13.4 – Динамика потребления электроэнергии на душу населения, тыс. кВТ·ч/чел.

Электровооруженность труда в экономике

Электровооруженность труда в экономике растет за счет роста электропотребления при относительно сокращающемся количестве среднесписочной численности занятых в экономике. За рассматриваемый период электровооруженность труда выросла на 34,0 процентов и достигла 22,1 тыс. кВТ·ч на одного занятого в экономике (рис. 2.13.5). Среднегодовой темп роста электровооруженности труда составил 107,8 процента.

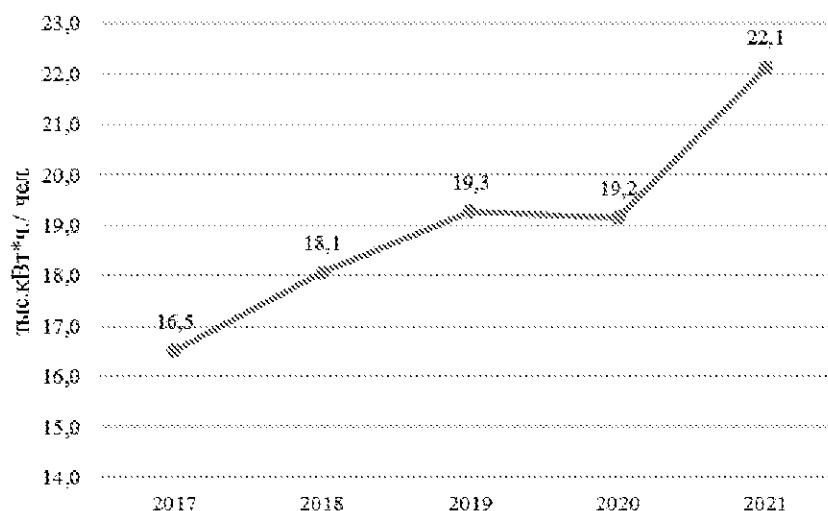


Рис. 2.13.5 – Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч на 1 занятого в экономике

2.14. Основные характеристики электросетевого хозяйства 110 кВ и выше республики Саха (Якутия)

В настоящем разделе приведены основные характеристики электросетевого хозяйства централизованной зоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) напряжением 110 кВ и выше.

Основные компании, осуществляющие эксплуатацию электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия):

ПАО «Якутскэнерго»;
 Филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»;
 ООО «ЯЭСК»;
 Филиалы ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока и МЭС Сибири;
 ПАО «Сургутнефтегаз»;
 ПАО «Транснефть».

Общая протяженность линий электропередачи 110 кВ и выше в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 9800,102 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 110 кВ и выше составляет 6490,07 МВА. Сводные данные приведены в табл. 2.14.1.

Таблица 2.14.1 – Протяженность линий электропередачи и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения (по состоянию на 01.01.2022)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
110 кВ	3640,517	3553,07
220 кВ	6167,718	2937

Основными проблемами, характерными для энергосистемы республики, являются:

изношенность электросетевого оборудования (значительная часть оборудования введена в эксплуатацию более 30-40 лет назад);

эксплуатация электрооборудования осуществляется в сложных климатических условиях, что ведет к ускоренному износу и дополнительным затратам на ремонт и восстановление;

неразвитость сетевой инфраструктуры, низкий территориальный охват.

В связи с высоким процентом износа ЛЭП в энергосистеме наблюдаются значительные проблемы в обеспечении электроэнергией потребителей:

длительное время ремонтно-восстановительных работ;

дополнительные затраты на ремонт и восстановление линий электропередачи.

2.15 Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС) 35 кВ и выше

Перечень всех ЛЭП 35-110-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием данных по ним приведен в приложении 2.15.1 «Сведения о ЛЭП 35-110-220».

Перечень всех подстанций 35-110-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием данных по ним приведен в приложении 2.15.2 «Сведения о ПС 35-110-220».

ПАО «Якутскэнерго»

В таблице 2.15.1 приведена сводная информация протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.15.1 – Протяженность ЛЭП ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Якутскэнерго»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС, км	Протяженность, км	1970,01	1762,187	-	3732,197
ЗЭС, км	Протяженность, км	1481,29	1189,35	1521,75	4192,39
Итого	Протяженность, км	3451,3	2951,537	1521,75	7924,587

Суммарная протяженность ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго», составляет 7924,587 км, в том числе ЛЭП 35 кВ – 3451,3 км, ЛЭП 110 кВ – 2951,537 км, ЛЭП 220 кВ – 1521,75 км.

В таблице 2.15.2 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.15.2 – Количество и трансформаторная мощность подстанций ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Якутскэнерго»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС	мощность, МВА	313,1	757,07	-	1070,17
	количество	90	29	-	119
ЗЭС	мощность, МВА	242,46	1647,4	1141	3030,86
	количество	84	40	5	129
Итого	мощность, МВА	555,56	2404,47	1141	4101,03
	количество	174	69	5	248

Суммарная мощность трансформаторов ПАО «Якутскэнерго» составляет 4101,03 МВА, в том числе напряжением 35 кВ – 555,56 МВА, напряжением 110 кВ – 2404,47 МВА, напряжением 220 кВ – 1141 МВА.

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»

В таблице 2.15.3 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.15.3 – Протяженность ЛЭП филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2022)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	297,15	586,51	Нет	883,66

Из находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» 82,5 процента линий 110 кВ и 80,2 процента линий 35 кВ выполнены на деревянных опорах.

Наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи, находящихся на балансе АО «ДРСК», в первую очередь, деревянных опор. Более 70 процентов линий эксплуатируются свыше 25 лет, имеет место массовое загнивание опор и их разрушение.

В таблице 2.15.4 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.15.4 – Количество и трансформаторная мощность подстанций филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2022)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	99,2	572,4	20	691,6
количество	16	19	1	36

Суммарная мощность трансформаторов, находящихся на балансе АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС», составляет 691,6 МВА.

ПАО «Сургутнефтегаз»

В таблице 2.15.5 приведена сводная информация протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Сургутнефтегаз».

Таблица 2.15.5 – Протяженность ЛЭП филиала ПАО «Сургутнефтегаз» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Сургутнефтегаз»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	168,025	40,28	Нет	208,305

В таблице 2.15.6 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «Сургутнефтегаз».

Таблица 2.15.6 – Количество и трансформаторная мощность подстанций филиала ПАО «Сургутнефтегаз» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Сургутнефтегаз»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	220,4	257	0	477,4
количество	24	2	0	26

Ввод в эксплуатацию большинства ВЛ и подстанций ПАО «Сургутнефтегаз» осуществлен в период 2008-2015 годов, соответственно износ незначителен.

ПАО «ФСК ЕЭС»

В таблице 2.15.7 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.15.7 – Протяженность ЛЭП ПАО «ФСК ЕЭС» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «ФСК ЕЭС»		220 кВ	Всего
МЭС Востока	Протяженность, км	3452,432	3452,432
МЭС Сибири	Протяженность, км	709,664	709,664
Итого по ПАО «ФСК ЕЭС»	Протяженность, км	4162,096	4162,096

Срок эксплуатации ВЛ, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС», составляет не более 10 лет, соответственно фактический износ незначителен.

В таблице 2.15.8 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.15.8 – Количество и трансформаторная мощность ПС ПАО «ФСК ЕЭС» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «ФСК ЕЭС»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
МЭС Востока	мощность, МВА	20	64	1324	1408
	количество	2	4	21	27
МЭС Сибири	мощность, МВА	-	-	126	126
	количество	-	-	1	1
Итого по ПАО «ФСК ЕЭС»	мощность, МВА	20	64	1450	1534
	количество	2	4	22	28

Ввод в эксплуатацию большинства подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» осуществлен в период 2011-2017 годы, соответственно износ незначителен.

ПАО «Транснефть»

В таблице 2.15.9 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.14.9 – Протяженность ЛЭП ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Транснефть»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	2,2	3,4	340,242	345,842

В таблице 2.15.10 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.15.10 – Количество и трансформаторная мощность ПС ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Транснефть»	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	40	200	240
количество	2	5	7

Ввод в эксплуатацию подстанций ПАО «Транснефть» осуществлен в период 2010-2014 годы, соответственно износ незначителен.

ООО «ЯЭСК»

В таблице 2.15.11 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ООО «ЯЭСК».

Таблица 2.15.11 – Протяженность ЛЭП ООО «ЯЭСК» 35 кВ и выше (по состоянию на 01.01.2022)

ООО «ЯЭСК»	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	65	158,04	223,04

В таблице 2.15.12 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ООО «ЯЭСК».

Таблица 2.15.12 – Количество и трансформаторная мощность ПС ООО «ЯЭСК» 35 кВ и выше (по состоянию на 01.01.2022)

ООО «ЯЭСК»	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	204,6	126	330,6
количество	10	2	12

Ввод в эксплуатацию большинства трансформаторов, установленных на подстанциях ООО «ЯЭСК», осуществлен в период 2000-2005 годов, соответственно большинство трансформаторов отработали больше половины установленного срока службы.

ПАО «Магаданэнерго»

В табл. 2.15.13 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Магаданэнерго».

Таблица 2.15.13 – Протяженность ЛЭП ПАО «Магаданэнерго» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Магаданэнерго»	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	310,4	187	497,4

В табл. 2.15.14 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «Магаданэнерго».

Таблица 2.15.14 – Количество и трансформаторная мощность ПС ПАО «Магаданэнерго» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Магаданэнерго»	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	215,2	0	215,2
количество	6	0	6

Вводы новых и расширяемых электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше за период 2016–2020 годы с разбивкой по классам напряжений представлены в таблице 2.15.13.

Таблица 2.15.13 – Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 35 кВ и выше

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
ЗРЭС					
1.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-12	АО «ДВЭУК»	2017	2х63 МВА
2.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-13	АО «ДВЭУК»	2017	2х40 МВА
3.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
4.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-14	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
5.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-9	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
6.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2	ПАО «Транснефть»	2017	2х260 км
7.	110 кВ	ПС 110 кВ РНГ с отп. от ВЛ Заря – Таас-Юрях (Л-124)	АО «РНГ»	2017	2х25 МВА
8.	220 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 220 кВ Олекминск	АО «ДВЭУК»	2018	1х40 МВА
9.	220 кВ	Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС с переводом	ПАО «Якутскэнерго»	2018	-

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		ПС 110 кВ Виллой на напряжение 6 кВ			
10.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ Олекминск	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
11.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полос на напряжение 220 кВ с сооружением заходов на ПС 220 кВ Сухой Лог	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2 км
12.	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	262 км
13.	220 кВ	Установка ШР 63 Мвар ПС 220 кВ Городская	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	63 Мвар
14.	220 кВ	Расширение ПС 220 кВ Пеледуй (для технологического присоединения ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, № 2)	АО «ДВЭУК»	2019	2 ячейки 220 кВ
15.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-11	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
16.	35 кВ	Сооружение ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олэкминск – КС-2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2020	2х24,6 км 2х10 МВА
17.	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-1	ПАО «ФСК ЕЭС»	2021	1х25 МВА
18.	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1		2021	1х6,244 км 1х6,162 км
19.	35 кВ	Строительство ВЛ 35 кВ "387-1,2"	ПАО «Сургутнефтегаз»	2021	2х9,4 км
ЦРЭС					
20.	110 кВ	ПС 110/10 кВ Намыв	АО «РИК Плюс»	2017	2х25 МВА
21.	110 кВ	Строительство участков с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х9,94 км
22.	110 кВ	Строительство участка с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х5,63 км
23.	110 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ до ПС Табага (габ.220) с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага I и II цепь	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х31,72
24.	110 кВ	Строительство участка от опоры №46А до ПС Табага с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х24,39

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
25.	110 кВ	Строительство участка с образованием одноцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Бердигестях с отпайками	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	0,84
26.	110 кВ	Переключение ПС 110 кВ Северная на ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	-
27.	110 кВ	Расширение ПС 220 кВ Майя и строительство заходов ЛЭП для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО «Якутскэнерго» с образованием КВЛ 110 кВ: Заход ВЛ 35 кВ Майя-ГНС (Н.Бестях) Заход ВЛ 35 кВ Майя-НС-2 Заход ВЛ 35 кВ Майя – Табага, Майя – Бедеме Заход Вл 110 кВ Майя – Табага (в габаритах 220 кВ) Заход ВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, Майя - Борогонцы	ПАО «Якутскэнерго»	2018	25,895 В т.ч.: 4,49 2,18 6,03 4,41 8,78 5
28.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I и II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х436,6 км
29.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Мохсоголлох	ПАО «Якутскэнерго»	2018	25 МВА
ЮЯРЭС					
30.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-16	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
31.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-17	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
32.	220 кВ	ПС 220 кВ Томмот	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х63 МВА
33.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I и II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х45,5 км
34.	220 кВ	ПС 220 кВ Эльгауголь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	1х125 МВА
35.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	272 км
36.	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяжённостью 14 км (2х7 км), строительство ПП 220 кВ Амга	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х7 км
37.	220 кВ	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга	АО «ДРСК»	2019	2х0,3 км

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
38.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-19	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
39.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов 35/6 кВ на ПС 220 кВ Нижний Куранах	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х16 МВА
40.	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	АО «ДРСК»	2019	2х10 МВА
41.	220 кВ	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга протяженностью 0,6 км (2х0,3 км)	АО «ДРСК»	2019	2х0,3 км
42.	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 17,6 км (2х8,8 км), строительство ПП 220 кВ Нагорный	ПАО «ФСК ЕЭС»	2020	2х8,8 км
43.	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19		2020	2х40 МВА
44.	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ КС-4	АО «ДРСК»	2020	2х10 МВА
45.	110 кВ	Строительство двух ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4		2020	1х7,655 км 1х7,637 км
46.	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 на ПС 220 кВ Налдинская	ПАО «ФСК ЕЭС»	2021	1х6,888 км 1х6,898 км
47.	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Налдинская		2021	2х63 МВА 2х25 МВА
48.	110 кВ	Сооружение двухцепной ответвительной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л -114 Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ) и ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л -115 Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ) до ПС 110 Комсомольская	ООО «УК «Колмар»	2021	2х5 км
49.	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Комсомольская		2021	2х16 МВА
50.	110 кВ	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Алдан	АО «ДРСК»	2021	2х25 МВА

В период с 2017 по 2021 год основное развитие электроэнергетических сетей осуществлялось за счет реконструкции и ввода объектов электроснабжения ВСТО и газопровода «Сила Сибири», ввода Якутской ГРЭС, а также объединения ЗЭС, ЦЭС и ЮЯЭС.

2.16 Информация о протяженности электрических сетей, трансформаторной мощности электросетевого хозяйства региона напряжением 6(10)/0,4 кВ

Основные характеристики электросетевого хозяйства централизованной зоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) напряжением 6-10/0,4 кВ.

ПАО «Якутскэнерго»

В таблице 2.16.1 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.16.1 – Протяженность ЛЭП 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10)/0,4 кВ
ЦЭС, км	Протяженность, км	11157,75
ЗЭС, км	Протяженность, км	7230,166
Итого ПАО «Якутскэнерго»	Протяженность, км	18387,916

Большое количество ЛЭП 6-10/0,4 кВ, построенных на деревянных опорах, имеют предельные объемы загнивания опор.

В таблице 2.16.2 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.16.2 – Количество и трансформаторная мощность ПС 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2022)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10)/0,4 кВ
ЦЭС	мощность, МВА	1043,622
	количество	3593
ЗЭС	мощность, МВА	1420
	количество	2036
Итого ПАО «Якутскэнерго»	мощность, МВА	2463,622
	количество	5629

Суммарная мощность трансформаторов напряжением 6(10)/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго», составляет 2463,622 кВ.

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»

В таблице 2.16.3 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.16.3 – Протяженность ЛЭП 6-10/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2022)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		6(10)/0,4 кВ
Протяженность, км		869,28

Наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи, находящихся на балансе АО «ДРСК», в первую очередь, деревянных опор. Срок эксплуатации большинства ЛЭП превышает 25 лет, имеет место массовое загнивание опор и их разрушение.

В таблице 2.16.4 приведена сводная информация по количеству и мощности подстанций 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.16.4 – Количество и трансформаторная мощность ПС 6-10/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2022)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	6(10)/0,4 кВ
мощность, МВА	132,69
количество	294

Общая протяженность линий электропередачи 6(10)/0,4 кВ в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 18945,915 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ и выше составляет 2589,012 МВА. Сводные данные приведены в таблице 2.16.5.

Таблица 2.16.5 – Протяженность ЛЭП и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения (по состоянию на 01.01.2022)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
0,4-6-10 кВ	19257,196	2596,312

Воздушные линии, подстанции и электрооборудование в Республике Саха (Якутия) имеют высокий процент износа. Большое количество ЛЭП 6-10/0,4 кВ, построенных на деревянных опорах, имеют предельные объемы загнивания опор.

2.17 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Саха (Якутия)

В настоящее время энергосистема Республики Саха (Якутия) имеет внешние электрические связи с энергосистемами Амурской области (ОЭС Востока), Забайкальского края и Иркутской области (ОЭС Сибири), кроме того на территории Республики Саха (Якутия) расположены ПС 35 кВ и выше, которые подключены от прилегающих энергосистем (Магаданской области и Чаун-Билибинского энергорайона) и не имеют связи с Якутской энергосистемой.

Якутская энергосистема (ЮЯРЭС) имеет связь с энергосистемой Амурской области по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында отпайкой на ПС НПС-19 и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19. Также, с учетом формирования кольца 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Таксимо – Мамакан – Усть-Кут – НПС-8 – Пеледуй, Якутская энергосистема (ЗРЭС) имеет связь с Иркутской энергосистемой по ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, 2 и ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1, 2, при этом, работа ПС 220 кВ Пеледуй предусмотрена в составе ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-11 отключены со стороны ПС 220 кВ Пеледуй).

ПС 220 кВ Эльгауголь расположена на территории Республики Саха (Якутия), но подключена по ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1 от ПС 220 кВ Призейская, которая работает в составе энергосистемы Амурской области.

На территории Республики Саха (Якутия) расположена ПС 220 кВ Хани, которая имеет связь как с энергосистемой Амурской области по ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма, так и с энергосистемой Забайкальского края по ВЛ 220 кВ Хани – Чара (БД-75). Также на территории Забайкальского края расположена ПС 35 кВ Хани, которая подключена к ПС 220 кВ Хани по ВЛ 35 кВ Хани – Хани №2.

Электроснабжение п. Черский на крайнем северо-востоке Республики Саха (Якутия) осуществляется от ПС 110 кВ Черский по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский протяженностью 224,7 км от Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа. Эксплуатацию вышеуказанных объектов осуществляет собственник объектов – АО «Чукотэнерго».

От энергосистемы Магаданской области по двум одноцепным ВЛ 110 кВ Аркагагинская ГРЭС–Усть-Нера протяженностью 187 км (одна из которых выполнена в габаритах 220 кВ) осуществляется электроснабжение потребителей Оймяконского улуса (района) Республики Саха (Якутия) (ПС 110 кВ Усть-Нера). Обслуживание ПС 110 кВ Усть-Нера с ВЛ 110 кВ Аркагагинская ГРЭС – Усть-Нера осуществляется собственником объектов – ПАО «Магаданэнерго».

Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 2.17.1.

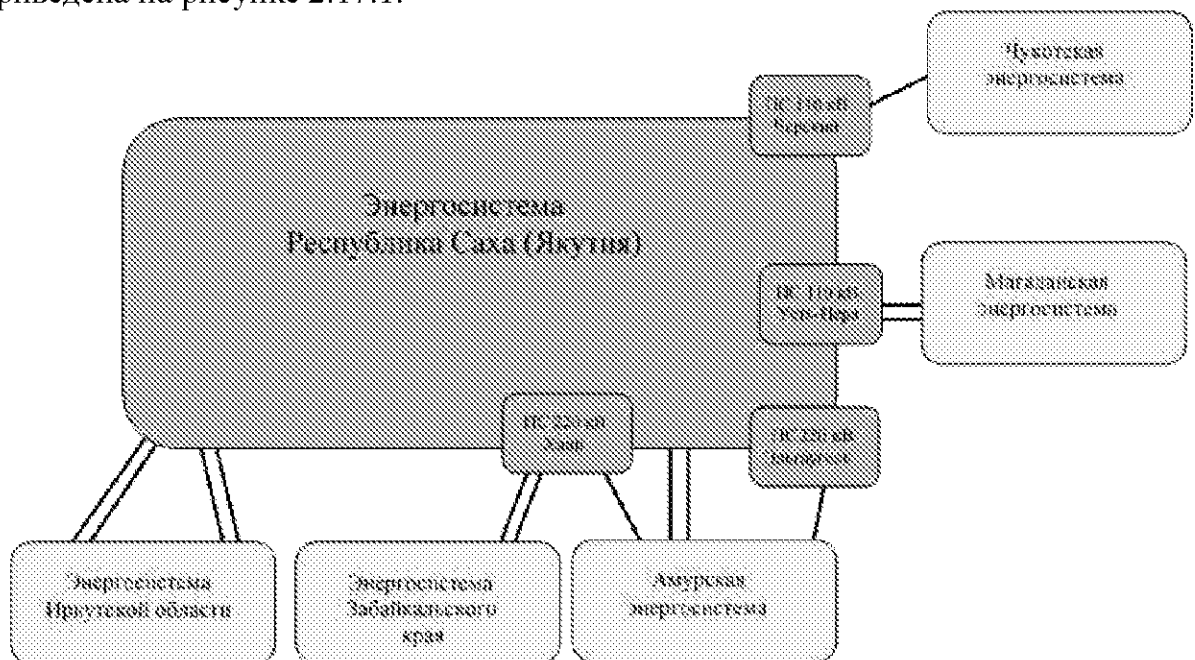


Рисунок 2.17.1 – Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия)

2.18 Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Республики Саха (Якутия) в последнем отчетном году

Суммарный объем потребления топлива электростанциями и котельными в 2021 г. оценивается около 5 млн т у.т., в том числе угля 2,3 млн т у.т., природного и

попутного газа – около 2,1 млн т.у.т. (табл. 2.18.1). В структуре потребления топлива 45,5 процента приходится на уголь, 42,6 процента – на природный и попутный газ.

Таблица 2.18.1 - Потребление топлива электростанциями и котельными, т у.т. (по состоянию на 2021 г.)*

Вид топлива	Всего	в том числе	
		ТЭС	Котельные
Уголь	2 266 969,69	1 398 232,34	868737,36
Нефть (включая газоконденсат)	190600,58	23799,83	166800,75
Дизельное топливо	401266,88	401260,06	6,82
Природный газ (включая попутный)	2 125 589,36	1 544 699,45	580889,90
ВСЕГО	4 984 426,51	3 367 991,67	1 616 434,84

*Оценка ИФТПС СО РАН. Анализ выполнен по генерирующим компаниям, прочим ДЭС, основным теплоснабжающим предприятиям и ряду крупных производственных и промышленных предприятий.

На тепловых электростанциях в 2021 г. потреблено 3,4 млн т у.т., из которых 46 процентов приходится на газ (природный и попутный), 41 процент – на уголь. Дизельное топливо в структуре потребления топлива электростанциями занимает 12 процентов. Нефть и нефтепродукты в структуре потребления топлива электростанциями занимают 1 процент (рис. 2.18.1).

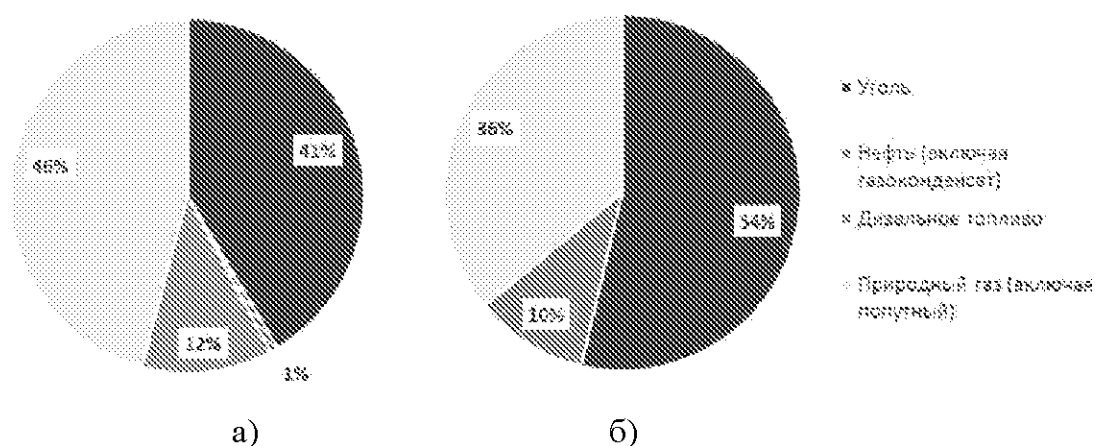


Рисунок 2.18.1 – Структура потребления топлива в 2021 г.

а) ТЭС, б) котельными, %

В котельных в 2021 г. было потреблено 1,6 млн т у.т., из которых 54 процента приходится на уголь, 36 процентов – на газ (природный и попутный), 10 процентов – на нефть и нефтепродукты, и прочие виды топлива.

2.19 Единый топливно-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) (ЕТЭБ) за 2017-2021 гг.

Добыча (производство) первичных энергоресурсов в республике за период 2017-2021 гг. увеличилась в 2 раза – с 34021 до 68087 тыс. т у.т. Значительный рост производства обеспечивается за счет увеличения добычи природного газа, объем которого за период вырос в 5 раз, нефти в 1,7 и угля в 1,6 раза. За рассматриваемый период объемы выработки электроэнергии нетрадиционными возобновляемыми

источниками энергии (СЭС и ВЭС) достигли 3 млн кВт·ч в 2020 г. и 2,4 млн кВт·ч в 2021 г. против 1 млн кВт·ч в 2017 г.

Вывоз топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) за пределы республики за период вырос в 2,3 раза и достиг 58,3 млн т у.т. в 2021 г.

Ввоз нефтепродуктов из-за пределов республики увеличился на 24,3 процента.

За период потребление первичных ТЭР в республике увеличилось на 16,1 процента – с 10267,5 до 11920,2 тыс. т у.т. В потреблении доминирующим ресурсом становится природный и попутный газ, объем которых в 2021 г. составил около 4 млн т у.т.

Расход ТЭР на производство электроэнергии увеличился на 11,7 процента, теплоэнергии – 11,4 процента.

В таблицах 2.19.1-2.19.5 приведены годовые топливно-энергетические балансы республики по утвержденной форме ТЭБ⁹. В строке 19 «Прочие расходы на нетопливные нужды», кроме расходов на нетопливные нужды, включены объемы внутреннего потребления ТЭР, неуточненные по ОКВЭД (разница между данными объемов внутреннего потребления и расходов централизованного потребления с конечным потреблением, предоставленных ТОФСГС по РС(Я).

⁹ Приказ Министерства энергетики РФ от 29.10.2021 г. №1169 «Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

Таблица 2.19.1 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2017 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть и газоконденсат	Нефте- продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро- энергия и НВИЭ	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15348	14812		3458	34	369			34021
Ввоз	2	124		1730				33		1887
Вывоз	3	-11349	-14143					-168		-25659
Изменение запасов	4	62	-26	-55	0	-1	0	0	0	-19
Потребление первичной энергии	5	4060	695	1785	3458	35	369	-135	0	10267
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1042	-17	-167	-958	0	-369	1135	0	-1418
Производство тепловой энергии	8	-1140	-221	-20	-1018	-4		-62	2029	-437
Теплоэлектростанции	8.1	-328		-2	-360				650	-40
Котельные	8.2	-812	-221	-18	-658	-4			1327	-386
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3							-62	52	-10
Преобразование топлива	9		-200	120	-13					-92
Переработка нефти	9.1		-200	108						-92
Переработка газа	9.2			13	-13					0
Обогащение угля	9.3									0
Собственные нужды	10							-109		-109
Потери при передаче	11	0						-127	-426	-553
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	259	257	1719	781	31	0	702	1603	5352
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	1,6	0,0	6,6	3,4	0,6	0,0	4,1	6,8	23
Промышленность	14	171,7	212,6	625,6	412,9	1,1	0,0	356,5	478,2	2259
Строительство	15	1,9	0,0	134,3	20,9	0,0	0,0	12,6	19,5	189
Транспортировка и хранение	16	34,7	29,7	357,0	14,1	0,8	0,0	130,2	58,3	625
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	48,9	14,7	314,7	49,7	13,6	0,0	81,6	285,1	808
Население	18	0,6	0,0	280,4	279,7	14,9	0,0	117,3	755,0	1448
Прочие расходы на нетопливные нужды	19	-1619	0	0	-688	0	0	0	0	-2307

Таблица 2.19.2 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2018 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть и газоконденсат	Нефте- продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро- энергия и НВИЭ	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15329	17591		3534	33	425			36911
Ввоз	2	171		1643				55		1869
Вывоз	3	-11270	-17051					-147		-28468
Изменение запасов	4	-116	5	70	5	1	0	0	0	-35
Потребление первичной энергии	5	4345	535	1573	3529	32	425	-92	0	10347
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1083	-1	-163	-885	0	-425	1196	0	-1360
Производство тепловой энергии	8	-1157	-210	-20	-1055	-4		-63	2058	-450
Теплоэлектростанции	8.1	-348		-2	-383				649	-84
Котельные	8.2	-809	-210	-18	-672	-4			1357	-356
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3							-63	52	-10
Преобразование топлива	9		-200	112	-48					-137
Переработка нефти	9.1		-200	64						-137
Переработка газа	9.2			48	-48					0
Обогащение угля	9.3									0
Собственные нужды	10							-114		-114
Потери при передаче	11	0						-132	-457	-589
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	287	124	1502	857	28	0	759	1601	5194
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	1,5	0,0	7,4	3,3	0,5	0,0	4,1	6,5	23
Промышленность	14	188,7	82,3	255,3	465,0	1,1	0,0	390,4	379,9	1763
Строительство	15	1,8	0,0	134,5	20,8	0,0	0,0	10,8	17,5	185
Транспортировка и хранение	16	34,1	0,0	359,6	15,0	0,8	0,0	187,1	67,6	664
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	43,8	30,0	438,9	54,5	13,4	0,0	83,9	310,6	975
Население	18	16,7	12,0	306,2	298,3	12,5	0,0	118,8	819,1	1583
Прочие расходы на нетопливные нужды	19	-1819	0	0	-684	0	0	0	0	-2503

Таблица 2.19.3 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2019 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть и газоконденсат	Нефте- продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро- энергия и НВИЭ	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15370	20528		4775	29	423			41126
Ввоз	2	109		1723				73		1904
Вывоз	3	- 11937	-19134		-916			-119		-32106
Изменение запасов	4	338	-314	16	3	3	0	0	0	46
Потребление первичной энергии	5	3203	1708	1707	3856	27	423	-46	0	10878
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1070	-20	-140	-1069	0	-423	1243	0	-1479
Производство тепловой энергии	8	-1347	-204	-6	-996	-12		-59	2075	-549
Теплоэлектростанции	8.1	-382		-2	-387				685	-85
Котельные	8.2	-965	-204	-4	-609	-12			1341	-454
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3							-59	49	-10
Преобразование топлива	9		-219	115	-50					-154
Переработка нефти	9.1		-219	66						-154
Переработка газа	9.2			50	-50					0
Обогащение угля	9.3									0
Собственные нужды	10							-111		-111
Потери при передаче	11	0						-143	-334	-477
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	591	253	1677	919	14	0	884	1740	6079
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	2,0	0,0	8,0	3,3	0,5	0,0	4,5	6,4	25
Промышленность	14	470,5	211,0	427,1	479,5	1,5	0,0	445,7	406,8	2442
Строительство	15	3,0	0,0	150,0	20,8	0,0	0,0	12,2	17,3	203
Транспортировка и хранение	16	35,0	30,0	380,0	15,0	0,8	0,0	213,5	69,6	744
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	65,0	12,0	348,9	77,5	0,0	0,0	90,8	419,2	1013
Население	18	15,4	0,0	362,6	322,9	11,5	0,0	117,8	821,0	1651
Прочие расходы на нетопливные нужды	19	-195	-1012	0	-822	0	0	0	0	-2028

Таблица 2.19.4 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2020 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть и газоконденсат	Нефте- продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро- энергия и НВИЭ	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15944	23359		9351	24	364			49041
Ввоз	2	125		1962				79		2166
Вывоз	3	-12352	-21048		-5461			-163		-39023
Изменение запасов	4	197	-28	-4	0	3	0	0	0	168
Потребление первичной энергии	5	3520	2340	1965	3891	21	364	-83	0	12017
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	-5	4	0
Производство электрической энергии	7	-1101	-21	-150	-1068	0	-364	1243	0	-1461
Производство тепловой энергии	8	-1268	-170	-4	-1045	-9		-59	2075	-480
Теплоэлектростанции	8.1	-326		-2	-382				642	-67
Котельные	8.2	-942	-170	-2	-662	-9			1384	-403
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3							-59	49	-10
Преобразование топлива	9		-485	108	-52					-429
Переработка нефти	9.1		-485	56						-429
Переработка газа	9.2			52	-52					0
Обогащение угля	9.3									0
Собственные нужды	10							-101		-101
Потери при передаче	11	0						-141	-395	-536
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	341	389	1919	833	11	0	864	1676	6033
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	3,4	0,0	6,0	10,0	0,1		4,5	14,7	39
Промышленность	14	210,2	231,3	551,4	415,5	2,0		453,0	408,6	2272
Строительство	15	2,0	0,1	191,0	19,7	0,0		6,7	12,9	232
Транспортировка и хранение	16	41,4	150,8	287,1	11,4	0,3		192,5	71,9	756
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	69,0	6,2	546,6	44,0	0,0		84,1	323,3	1073
Население	18	14,9	0,4	336,9	332,3	8,9		123,3	844,2	1661
Прочие расходы на нетопливные нужды	19	-810	-1275	0	-892	0	0	0	0	-2977

Таблица 2.19.5 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2021 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть и газоконденсат	Нефте- продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро- энергия и НВИЭ	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	25085	25244		17386	20	352			68087
Ввоз	2	125		2192				29		2346
Вывоз	3	-21885	-23023		-13386			-20		-58314
Изменение запасов	4	100	-14	111	0	3	0	0	0	199
Потребление первичной энергии	5	3225	2236	2081	3999	18	352	10	0	11920
Статистическое расхождение	6	37	0	0	0	0	0	0	0	37
Производство электрической энергии	7	-1057	-23	-145	-1274	0	-352	1256	0	-1595
Производство тепловой энергии	8	-1396	-200	-14	-1076	-5		-57	2075	-671
Теплоэлектростанции	8.1	-352		0	-400				684	-68
Котельные	8.2	-1043	-200	-14	-676	-5			1344	-593
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3							-57	47	-9
Преобразование топлива	9		-485	66	-10					-429
Переработка нефти	9.1		-485	56						-429
Переработка газа	9.2			10	-10					0
Обогащение угля	9.3									0
Собственные нужды	10							-107		-107
Потери при передаче	11							-107	-405	-512
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	372	284	1988	890	12	0	995	1670	6211
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	4,3	0,0	7,7	12,6	0,0	0,0	3,3	14,7	43
Промышленность	14	264,0	215,3	640,0	413,8	1,3	0,0	515,8	454,3	2504
Строительство	15	2,2	0,0	167,7	26,7	0,0	0,0	7,0	13,4	217
Транспортировка и хранение	16	45,2	40,3	350,0	12,6	0,0	0,0	273,9	71,8	794
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	43,2	16,5	451,9	55,1	0,0	0,0	71,3	294,8	933
Население	18	13,4	11,7	370,6	368,8	11,2	0,0	123,5	821,1	1720
Прочие расходы на нетопливные нужды	19	-363	-1244	0	-750	0	0	0	0	-2357

* представлен сальдо перетоков по сведениям Якутского РДУ

Расход электроэнергии на собственные нужды за период снизился на 1,7 процента. Потери электроэнергии в сетях за период (за исключением 2021 г.) увеличиваются, по потерям теплоэнергии в сетях наблюдается незначительное снижение.

Объем конечного потребления за период увеличился на 16 процентов. Потребление нефтепродуктов за период увеличилось на 15,7 процента, тепловой энергии – на 4,2 процента, электроэнергии – на 41,7 процента, природного газа – 13,9 процента. Также увеличилось потребление угля на 43,5 процента и нефти на 10,4 процента.

В структуре конечного потребления преобладающая доля приходится на промышленное производство (40,3 процента) и потребление населением (27,7 процента). За период потребление ТЭР сельским хозяйством увеличилось в 2 раза, промышленностью – на 10,9 процента, строительством – на 14,6 процента, транспортировкой и хранением – на 27 процентов, населением – на 18,8 процента и прочими видами деятельности – на 15,4 процента.

3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

3.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

Промышленность Республики Саха (Якутия) главным образом ориентирована на добычу сырья. Основными существующими профилирующими производствами Западного района электроэнергетической системы республики на период до 2026 года останутся добыча и обработка алмазов, являющиеся традиционной специализацией региона, и нефтедобыча. Крупнейшими потребителями электроэнергии на территории энергорайона наряду с предприятиями АК «АЛРОСА» (ПАО) являются объекты ПАО «Транснефть» и ПАО «Сургутнефтегаз».

По территории Республики Саха (Якутия) проходит трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), построенная для транспортировки нефти на Дальний Восток и на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, с нефтеперекачивающими станциями (НПС) № 10-19.

На период до 2025 года ПАО «Транснефть» в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 31.12.2004 № 1737-р предусматривает увеличение пропускной способности ВСТО до 80 млн тонн в год с соответствующим значительным увеличением потребления электроэнергии и мощности объектами ВСТО на территории Республики Саха (Якутия).

ПАО «Сургутнефтегаз» прорабатывает варианты присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС, однако, итоговый вариант подключения не принят, технические условия на технологическое присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС отсутствуют, соответственно, подключение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС не учитывается при разработке документа.

На территории Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) ведется освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), присоединение которого к

электрическим сетям Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) планируется в 4 квартале 2022 года.

Кроме ВСТО, в Западном и Южно-Якутском районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в одном коридоре с ВСТО ведется строительство газопровода «Сила Сибири». Газопровод «Сила Сибири» станет общей газотранспортной системой для иркутского и якутского центров газодобычи. На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия – Хабаровск – Владивосток», на втором этапе иркутский центр газодобычи будет соединен газопроводом с якутским центром. На территории Республики Саха (Якутия) будут расположены компрессорные станции (КС) № 1-5, запланированный выход на полную мощность намечен в 2022 году.

В Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в 2016 году создана территория опережающего развития (далее – ТОР) «Южная Якутия». Основной специализацией ТОР «Южная Якутия», которая базируется на двух инвестиционных площадках угледобывающих горно-обогатительных комплексов «Инаглинский» и «Денисовский», является добыча и переработка коксующихся углей для поставки на российский рынок и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Ввод угольной шахты и обогатительной фабрики «Инаглинский-2» компанией «Колмар» предусмотрен в 2022 году.

В Центральном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в 2022 году планируется подключение к сетям крупного месторождений золота – Нежданинского (АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»).

В таблицах 3.1.1-3.1.2 приведен прогноз потребности в электрической энергии и мощности крупных существующих и перспективных потребителей.

Таблица 3.1.1 – Перечень основных крупных потребителей электрической энергии на 2022-2026 годы

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2022	2023	2024	2025	2026
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	71,79	69,60	69,38	67,05	67,05*
Якутский филиал АО «Полиметалл УК», ГОК «Нежданинское»	Цветная металлургия	107,42	113,40	124,74	124,74	124,74
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00
АО «Водоканал» г. Якутск	Водоснабжение	41,34	47,64	48,14	48,64	49,14
АО «Теплоэнергия»	Теплоснабжение	26,60	26,60	26,60	26,60	26,60*
АО «Аэропорт Якутск»	Обслуживание перелетов	10,56	10,91	11,26	11,71	11,71
ПАО «ЛЮРП»	Водный транспорт	12,85	13,15	13,28	13,42	14,75
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	8,82	5,90	5,90	5,90	5,90
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80*
АО «Якутский хлебокомбинат»	Пищевая промышленность	5,92	5,79	5,89	5,92	5,92
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский + Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	4,43	3,70	3,70	3,70	3,70
АО «Жатайская судовой верфь»	судостроение	11,20	13,50	16,40	18,70	20,80

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2022	2023	2024	2025	2026
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	846,60	846,60	796,60	778,60	778,60
ПАО «Транснефть» всего, в том числе:	Транспортировка нефти	881,00	1081,40	1110,60	1110,60	1114,20
НПС-10		176,20	180,40	169,70	169,70	173,30
НПС-11		129,30	175,00	184,70	184,70	184,70
НПС-12		191,40	246,90	257,90	257,90	257,90
НПС-13		193,80	252,20	263,30	263,30	263,30
НПС-14		190,30	226,90	235,00	235,00	235,00
ПАО «Газпром», газопровод «Сила Сибири»	Транспортировка газа	149,53	281,40	378,00	378,00	378,00
ООО «Газпром трансгаз Томск» всего, в том числе:		5,94	5,94	5,94	5,94	5,94
ЛПУМГ №1	Транспортировка газа	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
КС-1 «Сардыкельская»		2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
КС-2 «Олекминская»		2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»:	Добыча природного газа и нефти	236,10	310,60	328,10	332,90	333,70
ООО «ПТВС»	Тепловодоснабжение	366,40	113,10	113,10	113,10	113,10
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	97,97	97,97	97,97	97,97	97,97*
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	34,48	33,93	34,47	34,39	34,39*
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
ПАО «ЯТЭК»	Добыча газа	9,85	10,51	10,87	10,87	10,97
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ООО «АнтрацитИнвестПроект»	Угольная промышленность	13	39	156	156	156
ПАО «Транснефть» всего, в том числе:	Транспортировка нефти	873,80	1103,80	1147,80	1147,80	1147,80
НПС-15		183,60	231,10	240,30	240,30	240,30
НПС-16		184,90	230,20	239,40	239,40	239,40
НПС-17		178,80	203,30	211,40	211,40	211,40
НПС-18		173,70	230,50	239,70	239,70	239,70
НПС-19		152,80	208,70	217,00	217,00	217,00
ООО «Газпром трансгаз Томск» всего, в том числе:		8,56	8,56	8,56	8,56	8,56
ЛПУМГ №2	Транспортировка газа	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
ЛПУМГ №3		0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
КС-3 «Амгинская»		2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
КС-4 «Нимнырская»		2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
КС-5 «Нагорная»		2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри»	Угольная промышленность	260,20	290,40	297,20	296,70	281,80
АО «Полюс Алдан»	Цветная металлургия	189,00	211,00	220,00	220,00	220,00
АО «Золото Селигдара» всего, в том числе:	Цветная металлургия	143,55	239,60	273,84	273,84	273,84
ГРК Рябиновый		72,80	72,80	72,80	72,80	72,80
ГРК Нижнеякокитский		35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
ГРК Межсопочный		13,56	14,00	14,00	14,00	14,00
ГРК Самолазовский		12,98	13,80	13,80	13,80	13,80
ГРК Хвойный		9,22	104,00	138,24	138,24	138,24
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	32,40	32,40	32,40	32,40	32,40*
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	24,38	24,38	24,38	24,38	24,38
АО «ГОК «Инаглинский»	Угольная промышленность	120,6	171,3	250,2	250,2	250,2
АО «ГОК «Денисовский»	Угольная промышленность	36,8	35,8	34,2	36,8	35,9

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2022	2023	2024	2025	2026
АО АК «Железные дороги Якутии»	Грузо- и пассажироперевозка	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
ООО Эльгауголь	Угольная промышленность	70	105	120	140	140
ООО «Саханефть» (ПС 110 кВ Маччоба)	Добыча нефти	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5
ГОК Таежный (ЗАО «Тимир ГМК»)	Цветная металлургия	0,0	5,0	12,6	20,2	12,6
Филиал Западных электрических сетей ПАО «Магаданэнерго»						
АО «Теплоэнергосервис»*	Теплоснабжение	10,03	10,03	10,03	10,03	10,03
Зона децентрализованного энергоснабжения, в том числе арктическая зона						
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	496,19	504,04	502,29	505,79	516,31
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	70,39	70,39	70,39	70,39	70,39
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	54,42	54,00	52,96	52,17	52,17*
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	Цветная металлургия	76,06	116,36	116,36	116,36	116,36*
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0*
АО «Золото Селигдара» всего, в том числе:	Цветная металлургия	10,30	10,30	9,80	9,80	9,80
ГРК Лунный		6,30	6,30	6,00	6,00	6,00
ГРК Подголецный		4,00	4,00	3,80	3,80	3,80
ООО «Норд Голд» всего, в том числе:	Цветная металлургия	89,52	110,02	110,02	110,02	110,02
ООО «Нерюнгри-Металлик»		63,26	83,76	83,76	83,76	83,76
ООО «Рудник Таборный»		26,26	26,26	26,26	26,26	26,26
ООО «Богуславец»		31,20	35,14	35,04	43,08	43,92
Арктическая зона энергоснабжения						
АО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	36,10	36,80	36,80	36,80	36,80
АО «Прогноз»	Цветная металлургия	4,068	4,746	4,746	4,746	4,746

Источник: Данные предприятий.

Таблица 3.1.2 – Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии на 2022-2026 гг.

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2022	2023	2024	2025	2026
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
Якутский филиал АО «Полиметалл УК», ГОК «Нежданинское»	Цветная металлургия	13,7	17,1	17,1	17,1	17,1
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая) *	Угольная промышленность	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2
ПАО «ЛОРП» *	Водный транспорт	5,1	5,3	5,3	5,4	5,9
АО «ДСК» *	Строительство, строительные материалы	2,0	1,3	1,3	1,3	1,3
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	14,4	13,9	13,9	13,4	13,4
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
АО «Водоканал» г. Якутск*	Водоснабжение	5,4	6,3	6,3	6,4	6,5
АО «Теплоэнергия» *	Теплоснабжение	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
АО «Якутский хлебокомбинат» *	Пищевая промышленность	1,3	1,3	1,4	1,4	н/д
АО «Жатайская судостроительная»	судостроение	3,0	5,2	6,3	7,2	8,0
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	152,0	152,0	152,0	126,0	126,0

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2022	2023	2024	2025	2026
ПАО «Транснефть» всего, в том числе:	Транспортировка нефти					
НПС-10		21,6	26,3	26,4	26,4	26,9
НПС-11		15,5	18,9	18,9	18,9	19,5
НПС-12		21,6	26,3	26,4	26,4	27,2
НПС-13		22,2	27,0	27,1	27,1	28,0
НПС-14		21,9	26,7	26,7	26,7	27,6
ПАО «Газпром», газопровод «Сила Сибири»	Транспортировка газа	17,1	32,1	43,2	43,2	43,2
ООО «Газпром трансгаз Томск» всего, в том числе:	Транспортировка газа	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
ЛПУМГ №1		2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
КС-1 «Сардыкельская»		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
КС-2 «Олекминская»		4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»:	Добыча природного газа и нефти	36,3	44,2	44,7	45,2	45,2
ООО «ПТВС»	Тепловодоснабжение	85,1	24,1	24,1	24,1	24,1
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6*
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	6,9	6,8	6,9	6,9	6,9*
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
ПАО «ЯТЭК»	Добыча газа	3	3,5	3,5	3,5	3,5
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ООО "АнтрацитИнвестПроект" *	Угольная промышленность	6,0	6,0	21,3	21,3	21,3
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри*	Угольная промышленность	86,7	96,8	99,1	98,9	93,9
ПАО «Транснефть» всего, в том числе:	Транспортировка нефти					
НПС-15		22,3	27,5	28,6	28,6	28,6
НПС-16		22,4	27,4	28,5	28,5	28,5
НПС-17		21,5	24,2	25,2	25,2	25,2
НПС-18		21,1	27,4	28,5	28,5	28,5
НПС-19		18,6	24,8	25,8	25,8	25,8
ООО «Газпром трансгаз Томск» всего, в том числе:	Транспортировка газа	26,33	26,33	26,33	26,33	26,33
ЛПУМГ №2		1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
ЛПУМГ №3		2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
КС-3 «Амгинская»		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
КС-4 «Нимырская»		4	4	4	4	4
КС-5 «Нагорная»		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
ООО «МЕЧЕЛ-РЕМСЕРВИС»	Техсервис	14,3	14,3	14,3	14,3	н/д
АО «Полюс Алдан»	Цветная металлургия	24,0	25,0	26,0	26,0	26,0
АО «Золото Селигдара» всего, в том числе:	Цветная металлургия					
ГРК Рябиновый		8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
ГРК Нижнеякокитский		6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
ГРК Межсопочный		2,0	2,2	2,2	2,2	2,2
ГРК Самозавский		2,2	2,5	2,5	2,5	2,5
ГРК Хвойный		2,0	15,0	20,0	20,0	20,0
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
АО «Нерюнгринский городской водоканал» *	Водоснабжение	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
АО «ГОК «Инаглинский»	Угольная промышленность	19,5	29,4	43,0	43,0	43,0
АО «ГОК «Денисовский»	Угольная промышленность	6,2	7,6	7,9	8,0	7,6
АО АК «Железные дороги Якутии» *	Грузо- и пассажироперевозка	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2022	2023	2024	2025	2026
ООО Эльгуголь	Угольная промышленность	20,0	29,0	34,0	39,0	39,0
ООО «Саханефть» (ПС 110 кВ Маччоба)	Добыча нефти	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
ГОК Таежный (ЗАО «Тимир ГМК»)	Цветная металлургия	0,0	1,2	1,8	3,0	3,0
Зона децентрализованного энергоснабжения, в том числе арктическая зона						
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	76,3	77,5	77,3	77,8	79,4
АК «АЛРОСА» (ПАО) *	Алмазодобывающая промышленность	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	10,9	10,8	10,6	10,4	10,4
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	Цветная металлургия	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4*
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
АО «Золото Селигдара»*	Цветная металлургия	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Якутский филиал АО «Полиметалл УК», ГОК «Нежданинский»	Цветная металлургия	12,3	12,9	14,2	14,2	14,2
ООО «Норд Голд» всего, в том числе:	Цветная металлургия	-	-	-	-	-
ООО «Нерюнгри-Металлик»		9	11,2	11,2	11,2	11,2
ООО «Рудник Таборный»		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Арктическая зона энергоснабжения						
АО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	9,4	9,8	9,8	9,8	9,8
АО «Прогноз»*	Цветная металлургия	0,8	1,6	2,0	2,0	2,0

Источник: Данные предприятий.

*оценка ИФТПС СО РАН.

3.1.1. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме Республика Саха (Якутия)

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) по данным «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы» на период 2022 – 2026 годов приведены в таблице 3.1.1.1.

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным районам электроэнергетической системы приведены в таблице 3.1.1.2.

Таблица 3.1.1.1 – Прогнозные уровни электропотребления и мощности объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия)	Единица измерения	2021 отчет	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии	млрд кВт·час	8,1	8,5	8,8	9,1	9,2	9,4
Годовой темп прироста	%	8,4	4,9	3,5	3,4	1,1	2,2
Максимум нагрузки	МВт	1392	1512	1585	1629	1654	1671
Годовой темп прироста	%	5,59	8,6	4,8	2,8	1,5	1,0

Таблица 3.1.1.2 – Прогнозные уровни электропотребления и мощности республики с детализацией по отдельным районам электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Показатель	Единица измерения	2021 отчет	2022	2023	2024	2025	2026
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)							
Потребление электрической энергии	млрд кВт·час	3,5	3,7	3,8	3,8	3,7	3,8
Годовой темп прироста	%	9,1	5,7	2,7	0,0	-2,6	2,7
Максимум нагрузки	МВт	667	714	711	710	707	708
Годовой темп прироста	%	3,13	7,0	-0,4	-0,1	-0,4	0,1
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)							
Потребление электрической энергии	млрд кВт·час	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Годовой темп прироста	%	4,9	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум нагрузки	МВт	333	337	342	342	344	347
Годовой темп прироста	%	3,7	1,2	1,5	0,0	0,6	0,9
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)							
Потребление электрической энергии	млрд кВт·час	2,8	2,9	3,1	3,4	3,6	3,7
Годовой темп прироста	%	9,8	3,6	6,9	9,7	5,9	2,8
Максимум нагрузки	МВт	431	490	555	599	622	634
Годовой темп прироста	%	8,0	13,7	13,3	7,9	3,8	1,9

Среднегодовые темпы прироста электропотребления в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2022-2026 годов оцениваются:

в Западном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 0,15 процента в год;

в Центральном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 1,19 процента в год;

в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 6,96 процента в год;

по Республике Саха (Якутия) в целом – 2,87 процента в год.

Среднегодовые темпы изменения максимума нагрузки в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2022-2026 годов оцениваются:

в Западном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – снижение на 0,21 процента в год;

в Центральном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – увеличение на 0,73 процента в год;

в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – увеличение на 6,65 процента в год;

по Республике Саха (Якутия) в целом – увеличение на 2,53 процента в год.

В Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности в период до 2026 года ожидается за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, строительства газопроводной системы «Сила Сибири» и дальнейшего развития горнодобывающей промышленности. В Западном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) наблюдается увеличение прироста электропотребления и нагрузки до 2022 года вследствие освоения Чаяндынского НГКМ, после чего следует снижение прироста электроэнергии и нагрузки в связи с переводом теплоснабжения г. Удачный с электродогревных на газовые котельные. В Центральном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности ожидается за счет присоединения к сетям золоторудного месторождения «Нежданинское».

3.1.2. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии

Перспективные балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) и с детализацией для Западного, Центрального и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) разработаны на основе прогнозных уровней потребления электроэнергии и мощности, предоставленных АО «СО ЕЭС» (раздел 3.1.1, приложение 3.1).

Перспективные балансы Западного, Центрального и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) сформированы с учетом параллельной работы с ОЭС Востока.

В балансах мощности и электроэнергии установленная мощность объектов генерации в Западном и Центральном районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) учитывает мощность резервных ДЭС.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, балансы электроэнергии Республики Саха (Якутия) разработаны для условий средневодного и маловодного года. Вилюйское водохранилище позволяет осуществлять сезонное и многолетнее регулирование стока, водохранилище Светлинской ГЭС осуществляет суточно-недельное подрегулирование стока, поступающего с Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2. Режим работы Светлинской ГЭС во многом зависит от работы Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2. Годовая выработка электроэнергии Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2 и Светлинской ГЭС в условиях маловодного года снижается.

Электроэнергетическая система Республики Саха (Якутия)

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) до 2026 года приведен в таблице 3.1.2.1. Балансы электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.2.2 и 3.1.2.3.

Таблица 3.1.2.1 – Баланс мощности объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребность (собственный максимум)	1512	1585	1629	1654	1671
ИТОГО спрос на мощность	1512	1585	1629	1654	1671
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	2114,3	2080,7	2080,7	2668,8	2521,0
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	1047,1	1013,4	1013,4	1601,5	1453,7
Якутская ГРЭС	170,1	170,1	170,1	147,9	0
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	164	164	164	164	164
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)*	0	0	0	160,4	160,4
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	1020	1020
Чульманская ТЭЦ	48	12	12	12	12
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ**	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0

ГПЭС Среднеботуобинского м/р	10,95	13,27	13,27	13,27	13,27
ДЭС	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8
Резервные ДЭС ЗРЭС	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
Резервные ДЭС ЦРЭС	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	1869,5	1851,1	1851,6	2279,9	2292,4
ГЭС	869	869	869	869	869
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	189	189	189	189	189
ТЭС	1000,5	982,1	982,6	1410,9	1423,4
Якутская ГРЭС	170,1	170,1	170,1	147,9	0
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	164	164	164	164	164
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)*	0,0	0,0	0,0	0,0	160,4
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	1020	1020
Чульманская ТЭЦ	37,1	8,5	8,5	8,5	8,5
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ**	36,3	44,2	44,7	45,2	45,2
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	10,95	13,27	13,27	13,27	13,27
ДЭС	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС ЗРЭС	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС ЦРЭС	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	357,5	266,1	222,6	625,9	621,4

* - ввод после прохождения максимума нагрузки 2025 года;

** - присоединение в IV квартале 2022 года.

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2026 года складывается избыточным. Величина избытка на 2026 год составляет 621,4 МВт. Присоединение к энергосистеме ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ производится в IV квартале 2022 года.

Таблица 3.1.2.2 – Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий среднегодового года, млн кВт·ч

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии (собственное)	8500	8800	9100	9200	9400
ИТОГО потребность	8500	8800	9100	9200	9400
Производство электрической энергии	9134	9372	9398	10968	11977
ГЭС	2970	2970	2970	2970	2970
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	765	765	765	765	765
ТЭС	6164	6402	6428	7998	9007
Якутская ГРЭС	1100	1100	1100	960	0
Якутская ТЭЦ	51	51	51	51	51
Якутская ГРЭС Новая	1066	1066	1066	1066	1066
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)	0	0	0	0	1042
Нерюнгринская ГРЭС	3806	3853	3879	5588	6515
Чульманская ТЭЦ	81	18	18	18	18
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ	0	240	240	240	240
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	60	74	74	74	74
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5887	6318	6344	4994	6196
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-634	-572	-298	-1768	-2577

Таблица 3.1.2.3 – Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года, млн кВт·ч

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии (собственное)	8500	8800	9100	9200	9400
ИТОГО потребность	8500	8800	9100	9200	9400
Производство электрической энергии	8975	9213	9239	10809	11818
ГЭС	2811	2811	2811	2811	2811
Каскад Вилуйских ГЭС 1, 2	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	721	721	721	721	721
ТЭС	6164	6402	6428	7998	9007
Якутская ГРЭС	1100	1100	1100	960	0
Якутская ТЭЦ	51	51	51	51	51
Якутская ГРЭС Новая	1066	1066	1066	1066	1066
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)	0	0	0	0	1042
Нерюнгринская ГРЭС	3806	3853	3879	5588	6515
Чульманская ТЭЦ	81	18	18	18	18
ЭСН УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ	0	240	240	240	240
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	60	74	74	74	74
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5887	6318	6344	4994	6196
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-475	-413	-139	-1609	-2418

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в условиях средневодного года в период до 2026 года складывается избыточным, величина избытка на 2026 год составляет 2577 млн кВт·ч. Баланс электроэнергии в условиях маловодного года в период до 2026 года складывается избыточным, величина избытка на 2026 год составляет 2418 млн кВт·ч.

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Баланс мощности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 3.1.2.4. Балансы электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.2.5 и 3.1.2.6.

Таблица 3.1.2.4 – Баланс мощности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребность	714	711	710	707	708
ИТОГО спрос на мощность	714	711	710	707	708
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	1067,65	1069,97	1069,97	1069,97	1069,97
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
Каскад Вилуйских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	82,95	85,27	85,27	85,27	85,27
ЭСН УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ	72	72	72	72	72
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	10,95	13,27	13,27	13,27	13,27
ДЭС	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2

Резервные ДЭС	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	916,25	926,47	926,97	927,47	927,47
ГЭС	869	869	869	869	869
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0
ТЭС	47,25	57,47	57,97	58,47	58,47
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	36,3	44,2	44,7	45,2	45,2
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	10,95	13,27	13,27	13,27	13,27
ДЭС	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности	151,4	143,5	143,0	142,5	142,5
Светлинская ГЭС	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5
Резервные ДЭС ЗЭР	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ	35,7	27,8	27,3	26,8	26,8
<u>Ввод после прохождения максимума</u>					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	202	215	217	220	219

В период 2022-2026 годы баланс мощности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) складывается избыточным. Величина избытка мощности на 2026 год составляет 219 МВт.

Таблица 3.1.2.5 – Баланс электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года, млн кВт·ч

Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии	3700	3800	3800	3700	3800
ИТОГО потребность	3700	3800	3800	3700	3800
Производство электрической энергии	3030	3284	3284	3284	3284
ГЭС	2970	2970	2970	2970	2970
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	765	765	765	765	765
ТЭС	60,0	314,4	314,4	314,4	314,4
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ	0	240	240	240	240
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	60,0	74,4	74,4	74,4	74,4
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	670	516	516	416	516

Таблица 3.1.2.6 – Баланс электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года, млн кВт·ч

Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии	3700	3800	3800	3700	3800
ИТОГО потребность	3700	3800	3800	3700	3800
Производство электрической энергии	2871	3125	3125	3125	3125
ГЭС	2811	2811	2811	2811	2811
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	721	721	721	721	721
ТЭС	60,0	314,4	314,4	314,4	314,4
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ	0	240	240	240	240
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	60,0	74,4	74,4	74,4	74,4
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	829	675	675	575	675

Баланс электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года на всем рассматриваемом периоде до 2026 года складывается дефицитным. Величина дефицита на 2026 год составляет 516 млн кВт·ч. Покрытие дефицита предусмотрено за счет перетоков из смежных районов.

Баланс электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года на всем рассматриваемом периоде до 2026 года складывается дефицитным. Величина дефицита на 2026 год составляет 675 млн кВт·ч. Покрытие дефицита предусмотрено за счет перетоков из смежных районов.

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Баланс мощности Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 3.1.2.7, баланс электроэнергии – в таблице 3.1.2.8.

Таблица 3.1.2.7 – Баланс мощности Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребность	337	342	342	344	347
ИТОГО спрос на мощность	337	342	342	344	347
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	428,7	428,7	428,7	566,8	419,0
ТЭС	346,1	346,1	346,1	484,3	336,4
Якутская ГРЭС	170,1	170,1	170,1	147,9	0,0
Якутская ТЭЦ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Якутская ГРЭС Новая	164,00	164,00	164,00	164,00	164,00
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)				160,4	160,4
ДЭС	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
Резервные ДЭС	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	346,1	346,1	346,1	323,9	336,4
ТЭС	346,1	346,1	346,1	323,9	336,4
Якутская ГРЭС	170,1	170,1	170,1	147,9	0,0
Якутская ТЭЦ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Якутская ГРЭС Новая	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)					160,4
ДЭС	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
Якутская ТЭЦ					
Резервные ДЭС ЦЭР	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
Ввод после прохождения максимума	-	-	-	160,4	0,0
Якутская ГРЭС-2	-	-	-	160,4	-
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	9,1	4,1	4,1	-20,1	-10,6

Баланс мощности Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2026 года складывается избыточным. Величина избытка на 2026 год составляет 10,6 МВт.

Таблица 3.1.2.8 – Баланс электроэнергии Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии	1900	1900	1900	1900	1900
ИТОГО потребность	1900	1900	1900	1900	1900
Производство электрической энергии	2217	2217	2217	2077	2159
ТЭС	2217	2217	2217	2077	2159
Якутская ГРЭС	1100	1100	1100	960	0
Якутская ТЭЦ	51	51	51	51	51
Якутская ГРЭС Новая	1066	1066	1066	1066	1066
Якутская ГРЭС Новая (2 очередь)					1042
Число часов использования установленной мощности ТЭС	6406	6405	6405	6413	6417
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-317	-317	-317	-177	-259

Баланс электроэнергии Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в период 2022-2026 годы складывается избыточным. Величина избытка на 2026 год составляет 259 млн кВт·ч.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Баланс мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 3.1.2.9, баланс электроэнергии – в таблице 3.1.2.10.

Таблица 3.1.2.9 – Баланс мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Южный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребность	490	555	599	622	634
ИТОГО спрос на мощность	490	555	599	622	634
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618	582	582	1032	1032
ТЭС	618	582	582	1032	1032
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	1020	1020
Чульманская ТЭЦ	48	12	12	12	12
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	607	578	578	1028	1028
ТЭС	607	578	578	1028	1028
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	1020	1020
Чульманская ТЭЦ	37	8,5	8,5	8,5	8,5
Ограничения мощности	10,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Чульманская ТЭЦ	10,9	3,5	3,5	3,5	3,5
<u>Ввод после прохождения максимума</u>					
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	117	24	-21	407	395

Баланс мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период 2022-2026 года складывается избыточным. Величина избытка на 2026 год составляет 395 МВт.

Таблица 3.1.2.10 – Баланс электроэнергии Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

Южный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии	2900	3100	3400	3600	3700
ИТОГО потребность	2900	3100	3400	3600	3700
Производство электрической энергии	3887	3871	3897	5606	6534
ТЭС	3887	3871	3897	5606	6534
Нерюнгринская ГРЭС	3806	3853	3879	5588	6515
Чульманская ТЭЦ	81	18	18	18	18
Число часов использования установленной мощности ТЭС	6403	6692	6737	5451	6353
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-987	-771	-497	-2006	-2834

Баланс электроэнергии Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2026 г. складывается избыточным. Величина избытка на 2026 г. составляет 2834 млн кВт·ч. Передача избытков электроэнергии (мощности) из Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) возможна в Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), а также в энергосистему Амурской области.

3.2. Расчеты электроэнергетических режимов энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Для определения уровней напряжений в узлах электрической сети, загрузки элементов сети и соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности выполнен расчет электроэнергетических режимов.

Расчет электроэнергетических режимов выполнен с использованием программного комплекса «RastrWin 3».

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок рабочего дня на каждый год рассматриваемого периода 2022-2026 годов.

Топология сети расчетной модели разработана на основе принципиальной схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) (приложение 3.2.1), с учетом мероприятий по вводу, реконструкции, модернизации и демонтажу генерирующих и электросетевых объектов до 2026 года (разделы 3.2.3 и 3.3.1 настоящего тома). Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2022-2026 годов приведена в приложении 3.2.2.

Расчетные модели согласованы филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (письмо от 14.04.2022 № Р66-61-III-19-555).

В соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» расчеты электроэнергетических режимов для энергосистемы Республики Саха (Якутия) должны быть выполнены для следующих температурных условий:

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха -50°C для ЗРЭС, -52°C для ЦРЭС, -42°C для ЮЯРЭС;

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха -15°C для всех районов;

летний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха $+30^{\circ}\text{C}$ для ЗРЭС, $+30^{\circ}\text{C}$ для ЦРЭС, $+25^{\circ}\text{C}$ для ЮЯРЭС;

летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха $+18^{\circ}\text{C}$ для ЗРЭС, $+19^{\circ}\text{C}$ для ЦРЭС, $+16^{\circ}\text{C}$ для ЮЯРЭС.

Расчеты электроэнергетических режимов для зимнего максимума, зимнего минимума, летнего максимума нагрузок выполнены для наиболее тяжелых условий (зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха -50°C для ЗРЭС, -52°C для ЦРЭС, -42°C для ЮЯРЭС, летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха $+18^{\circ}\text{C}$ для ЗРЭС, $+19^{\circ}\text{C}$ для ЦРЭС, $+16^{\circ}\text{C}$ для ЮЯРЭС).

В рассматриваемый период 2022-2026 годов принята раздельная работа Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири. ПС 220 кВ Пеледуй входит в состав ОЭС Сибири (выключатели ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233, Л-234) отключены со стороны ПС 220 кВ Пеледуй).

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в приложении 3.2.3.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме представлены в приложении 3.2.4.

3.2.1. Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше

2022 год

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2022 года при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 76 МВт). Здесь и ниже по тексту в результате данного возмущения учтено отключение следующих элементов сети: отключение ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241). Наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 9). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 6 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 10).

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2022 года при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 76 МВт). Одностороннее отключение ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) со стороны ПС 220 кВ Районная; одностороннее отключение ВЛ

220 кВ Районная – Мирный с отпайкой (Л-212) со стороны ПС 220 кВ Районная; одностороннее отключение ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220 кВ Районная; одностороннее отключение ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) со стороны ПС 220 кВ Районная; отключение АТ-2 63 МВА ПС 220 кВ Районная; отключение 2СШ ПС 220 кВ Районная.

Наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 9). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 11);

В единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2022 года (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 26). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 27).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2022 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 31). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 32).

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар в зимний максимум нагрузок 2022 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 113 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 292 А, что превышает величину ДДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (190 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку обмотки ВН АТ для температуры -20°C и ниже) (Приложение 3.2.4, рис. 34). Требуется ввод ГВО в объеме 37,4 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (Приложение 3.2.4, рис. 35). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 63 МВА или реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой АТ большей мощности.

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2022 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (Приложение 3.2.4, рис. 12). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар (Приложение 3.2.4, рис. 13).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) в зимний максимум нагрузок 2022 года при отключении ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204) (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 250 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 94,1 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 29). Для обеспечения напряжения выше АДН (94,1 кВ) необходима установка автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) на подстанциях Айхало-

Удачининского энергорайона с воздействием на отключение нагрузки в объеме 66 МВт (Приложение 3.2.4, рис. 30).

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая нагрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2023 год

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2023 года при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 74). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилуйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 8 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 75).

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2023 года при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 74). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 76).

В единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2023 года (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 91). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 92).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2023 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 96). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 97).

– В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар в зимний максимум нагрузок 2023 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 113 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 313 А, что превышает величину ДДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (190 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку обмотки ВН АТ для температуры -20°С и ниже) (Приложение 3.2.4, рис. 99). Требуется ввод ГВО в объеме 37,4 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (Приложение 3.2.4, рис. 100). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 63 МВА или реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой АТ большей мощности.

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2023 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242),

происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (Приложение 3.2.4, рис. 77). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар (Приложение 3.2.4, рис. 78).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) в зимний максимум нагрузок 2023 года при отключении ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204) (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 250 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 94,1 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 94). Для обеспечения напряжения выше АДН (94,1 кВ) Для обеспечения напряжения выше АДН (94,1 кВ) необходима установка автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) на подстанциях Айхало-Удачинского энергорайона с воздействием на отключение нагрузки в объёме 66 МВт (Приложение 3.2.4, рис. 95). Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2024 год

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2024 года при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 139). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилуйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 8 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 140).

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2024 года при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 139). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 141).

В единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2024 года (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 156). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 157).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2024 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилуйского энергорайона – 81 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 161). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 162).

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар в зимний максимум нагрузок 2024 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 113 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 313 А, что превышает величину ДДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (190 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку часов обмотки ВН АТ для температуры -20°C и ниже) (Приложение 3.2.4, рис. 164). Требуется ввод ГВО в объеме 37,4 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (Приложение 3.2.4, рис. 165). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 63 МВА или реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой АТ большей мощности.

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2024 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (Приложение 3.2.4, рис. 142). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар (Приложение 3.2.4, рис. 143).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) в зимний максимум нагрузок 2024 года при отключении ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204) (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 250 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 94,1 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 159). Для обеспечения напряжения выше АДН (94,1 кВ) необходима установка автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) на подстанциях Айхало-Удачинского энергорайона с воздействием на отключение нагрузки в объеме 66 МВт (Приложение 3.2.4, рис. 160).

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2025 год

– В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2025 года при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 204). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилуйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 8 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 205).

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2025 года при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 204). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 206).

В единичной ремонтной схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2025 года (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 221). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 222).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2025 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 226). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 43 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 227).

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар в зимний максимум нагрузок 2025 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 113 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 314 А, что превышает величину ДДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (190 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку обмотки ВН АТ для температуры -20°C и ниже) (Приложение 3.2.4, рис. 229). Требуется ввод ГВО в объеме 37,4 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (Приложение 3.2.4, рис. 230). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 63 МВА или реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой АТ большей мощности.

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2025 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (Приложение 3.2.4, рис. 207). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар (Приложение 3.2.4, рис. 208).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) в зимний максимум нагрузок 2025 года при отключении ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204) (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 250 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 94,1 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 224). Для обеспечения напряжения выше АДН (94,1 кВ) необходима установка автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) на подстанциях Айхало-Удачинского энергорайона с воздействием на отключение нагрузки в объеме 66 МВт (Приложение 3.2.4, рис. 225).

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2026 год

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2026 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 269). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилуйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 8 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 270);

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2026 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 269). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 271).

В единичной ремонтной схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2026 года (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 286). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 287).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в зимний максимум нагрузок 2026 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилуйского энергорайона – 76 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 291). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар (Приложение 3.2.4, рис. 292).

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар в зимний максимум нагрузок 2026 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 113 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 311 А, что превышает величину ДДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (190 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку обмотки ВН АТ для температуры -20°C и ниже) (Приложение 3.2.4, рис. 294). Требуется ввод ГВО в объеме 37,4 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (Приложение 3.2.4, рис. 295). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 63 МВА или реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой АТ большей мощности.

В нормальной схеме в зимний максимум нагрузок 2026 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (Приложение 3.2.4, рис. 272). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ

Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар (Приложение 3.2.4, рис. 273).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203) в зимний максимум нагрузок 2026 года при отключении ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204) (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 250 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 94,1 кВ (Приложение 3.2.4, рис. 289). Для обеспечения напряжения выше АДН (94,1 кВ) необходима установка автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) на подстанциях Айхало-Удачинского энергорайона с воздействием на отключение нагрузки в объёме 66 МВт (Приложение 3.2.4, рис. 290).

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

3.2.2. Расчеты электроэнергетических режимов электрических сетей 35 кВ и выше

В настоящем разделе приведены расчеты электроэнергетических режимов электрических сетей 35 кВ Вилуйской группы улусов, Амгинского, Намского районов, МО «Нюйский наслег» Ленского района.

Вилуйская группа улусов

Вилуйская группа улусов сформирована из четырех улусов:

Сунтарский улус (район). Состоит из 39 населенных пунктов, общая численность населения 23471 человек.

Нюрбинский улус (район). Состоит из 24 населенных пунктов, общая численность населения 23560 человек.

Верхневилуйский улус (район). Состоит из 29 населенных пунктов, общая численность населения 21098 человек.

Вилуйский улус (район). Состоит из 23 населенных пунктов, общая численность населения 25012 человек.

В настоящее время электроснабжение Сунтарского района осуществляется от ПС 220 кВ Сунтар. Электроснабжение Нюрбинского, Верхневилуйского и Вилуйского районов Республики Саха (Якутия) осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар-Вилуйск). Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше рассматриваемого энергорайона приведена на рисунке 3.2.2.1.

Характеристики ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар-Виллойск) приведены в таблице 3.2.2.1.

Таблица 3.2.2.1 – Характеристики ВЛ 110 кВ Л-104

Наименование участка	№ опор на участке	Год постройки/ ввода в эксплуатацию	Длина, км	Марка провода	Материал опор	Срок эксплуатации, лет
Сунтар-р. Ботомой	1-471	1971/1975 2010	110,78 1,62	АС-95 АС-240	дерево металл	50
отпайка на Эльгяй (опоры 194-195)	1-7	1971/1975	2,66	АС-95	дерево	50
отпайка на Шея (опоры 373-374)	1-16	1971/1975	0,65	АС-95	дерево	50
р. Ботомой - Нюрба	472-708	1972/1975	61,73	АС-95	дерево	49
отпайка на Кюндядя (опоры 597-598)	1-22	1972/1975	3,5	АС-95	дерево	49
Нюрба-Онхой	1-368	1979/1980	81,4	АС-95	дерево	42
р. Тюкян - Верхневиллойск	369-600	1980/1984	64,86	АС-95	дерево	41
отпайка на Онхой (отв. опора 375)	1-60	1980/1984	15	АС-95	дерево	41
Верхневиллойск – р. Чыбыда	601-844	1980/1980	52,64	АС-95	дерево	41
р. Чыбыда - Виллойск	845-980	1985/1985	30,3	АС-95	дерево	36

В соответствии с письмом собственника оборудования (ПАО «Якутскэнерго») на сегодняшний день часть участков (сегментов) ВЛ 110 кВ Л-104 «Сунтар – Виллойск» имеет критический индекс технического состояния (ИТС) равный «26», рассчитанный в соответствии с требованиями приказа Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. №676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (приложение 3.2.2.1), что показывает неудовлетворительное техническое состояние и необходимость дополнительного технического обслуживания и ремонта, усиленного контроля технического состояния, технического перевооружения.

Вследствие механического повреждения опор и провода ВЛ 110 кВ Л-104 число часов отключения ВЛ составило: в 2017 – 26 часов 13 минут, 2018 – 1 час 54 минуты, 2019 – 13 часов, 2020 – 32 часа, 2021 – 71 час (приложение 3.2.2.1).

Информация о длительно допустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар – Виллойск) (участок от ПС 220 кВ Сунтар до ПС 220 кВ Нюрба) приведена в таблице 3.2.2.2.

Таблица 3.2.2.2 – Допустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар – Виллойск)

Температура окружающей среды, °С	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40
Длительно допустимая токовая нагрузка	426	409	396	380	366	347	330	310	290	267

Аварийно допустимая токовая нагрузка (в течение 20 мин.)	511	491	475	455	440	416	396	372	348	321
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

В режиме зимнего максимума нагрузок 2021 года потребление энергорайона, электроснабжение которого осуществляется по ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар – Виллойск), составляет 79,2 МВт, максимальная токовая нагрузка линии при этом составляет 398 А.

15 населенных пунктов Виллойского и Верхневиллойского районов газифицированы. Население негазифицированных населенных пунктов активно переходит на электрическое отопление жилых домов.

Информация о потреблении Виллойского энергорайона за ретроспективный период приведена в таблице 3.2.2.3.

Таблица 3.2.2.3 – Потребление Виллойского энергорайона, МВт

Год	МВт	Прирост	
		МВт	%
2016-2017	60,2	5,1	9,3
2017-2018	62,9	2,7	4,5
2018-2019	67,2	4,3	6,8
2019-2020	73,9	6,7	10
2020-2021	76,0	2,1	7,3
2021-2022	79,2	3,2	4,9

Таким образом, в период с 2016 года по 2022 год нагрузка Виллойской энергорайона увеличилась на 19 МВт, в среднем ежегодное увеличение нагрузки составляет 3,8 МВт.

За текущий момент имеется заключенных договоров на ТП на сумму 7,321 МВт (6,316 для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт, 1005 кВт – свыше 670 кВт). Итого общая нагрузка с учетом коэффициента реализации 0,2 для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт и 0,2 для деятельности в области здравоохранения и социальных услуг составляет 1,46 МВт.

Потребление энергорайона с учетом действующих договоров на технологическое присоединение увеличение потребления энергорайона составит 80,66 МВт, токовая нагрузка ВЛ – 405 А.

Превышение ДДТН как при текущей, так и при перспективном уровне потребления мощности энергорайона отсутствует. Режимно-балансовая необходимость увеличения пропускной способности ЛЭП не выявлена.

Закключение: выявлена необходимость замены опор существующей ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба, необходимость увеличения пропускной способности линии на текущий момент из анализа выданных ТУ не выявлена. При этом реализация мероприятия по замене опор существующей ВЛ 110 кВ приведет к длительным перерывам в электроснабжении потребителей Виллойского энергорайона в период реконструкции.

На основании вышеуказанного рекомендуется реализация мероприятия по строительству одноцепной ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с применением минимально возможного (из применяемой в настоящее время номенклатуры стандартных проводов) сечения провода пропускной способностью не менее соответствующей марке АС-95 с последующим уточнением сечения провода в

проекте и принятием решения о продолжении эксплуатации существующей ЛЭП.

Газопоршневая электростанция в г. Вилуйске

Согласно письму ООО ЯГК (приложение 3.2.2.2) рассматривается строительство газопоршневой электростанции контейнерного типа мощностью до 24 МВт в г. Вилуйск (далее - ГПЭС в г. Вилуйск) с удельным расходом топлива до $0,3 \text{ м}^3/\text{кВт} \cdot \text{ч}$ в составе:

ГПУ контейнерного исполнения;
распределительное устройство (контейнерного типа производства);
комплектная трансформаторная подстанция собственных нужд КТП СН (контейнерного типа производства).

Предполагаемая выработка электроэнергии составляет не менее 135 млн. кВт·ч.

Оценочная стоимость строительства ГПЭС в г. Вилуйск согласно письму ООО ЯГК в г. Вилуйск составляет 3,25 млрд рублей в ценах 2021 года, в том числе:

ГПЭС – 2,5 млрд рублей;
схема выдачи мощности ГПЭС – 0,7 млрд рублей;
выполнение ТУ на ТП к газовым сетям – 0,05 млрд рублей.

Строительство ГПЭС в г. Вилуйск предусматривается взамен неэффективной генерации ДЭС в г. Нюрба и газовой ПАЭС в Верхневилуйске, а также для повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей Вилуйской группы улусов и снижения потерь по ВЛ 110 кВ Л-104 Сунтар-Вилуйск.

Для принятия итогового решения по строительству газопоршневой электростанции в г. Вилуйск необходима разработка отдельной работы по обоснованию инвестиций определению мощности станции и мероприятий, обеспечивающих ее выдачу, расчетом прогнозных тарифов и сроков возврата инвестиций. В рамках данной должно быть выполнено технико-экономическое сравнение вариантов строительства новой электростанции и реализации комплекса мероприятий по реконструкции ПС 220 кВ Сунтар (установка 3АТ, ИРМ) и строительству ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба. В случае технико-экономического обоснования строительства станции технологическое присоединение к электрическим сетям должно быть выполнено согласно Правилам 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, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861.

Амгинский район

Электроснабжение потребителей Амгинского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Сулгачи – ДЭС Амга (Л-41) и ВЛ 35 кВ Амга – ДЭС Амга с отпайкой на Бологур (Л-42) суммарной протяженностью 147,04 км.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 3.2.2.3.

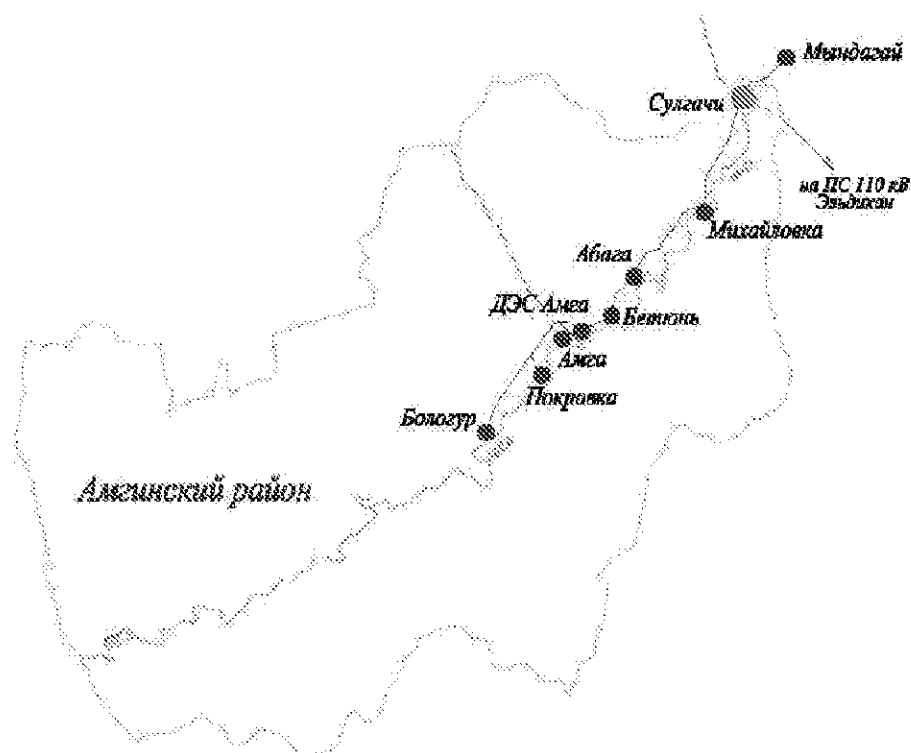


Рисунок 3.2.2.3 – Карта-схема электрических сетей Амгинского района

Существующая принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 3.2.2.4.

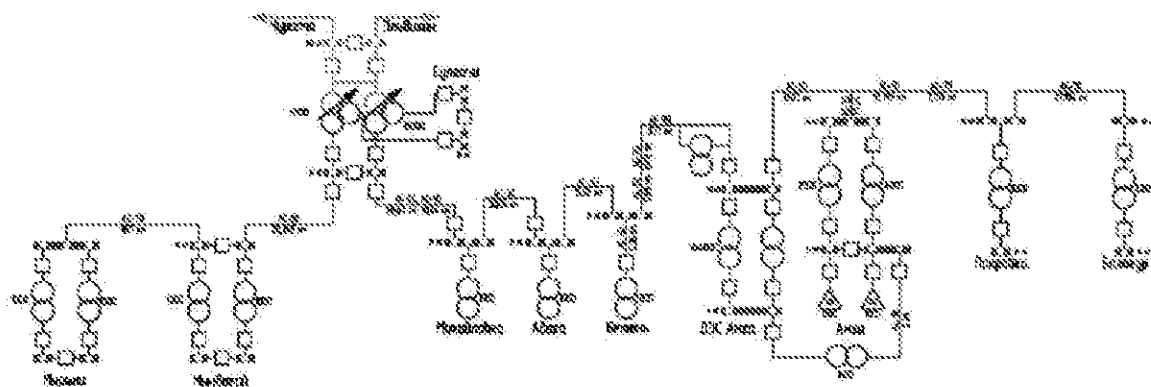


Рисунок 3.2.2.4 – Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района

В соответствии с решением внестадийной работы «Технико-экономическое обоснование строительства электросетевых объектов для организации электроснабжения Амгинского района Республики Саха (Якутия)», согласованной Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока письмом от 20.08.2021 № О1-62-III-19-2967, а также в согласно письму ПАО «Якутскэнерго» от 28.04.2021 № 216/4307 (приложение 3.2.2.1), предусмотрена замена трансформатора 110/35/10 кВ 2Т ПС 110 кВ Сулгачи мощностью 6,3 МВА (1х6,3 МВА) на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА (1х10 МВА).

Согласно перечню поручений Главы Республики Саха (Якутия) по итогам совещания по вопросам строительства приоритетных объектов энергетики от 10 ноября 2021 г. № Пр-635-А1 утверждён проект ПАО «Якутская топливно-

энергетическая компания» по строительству магистрального газопровода от действующих месторождений в п. Кысыл-Сыр Виллойского улуса и в г. Якутске до побережья Охотского моря протяженностью 1300 км. Для реализации данного проекта в случае подтверждения нагрузок в достаточном объеме в районе ПС 35 кВ Амга при подаче заявки на технологическое присоединение необходимо рассмотреть возможность строительства ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга с выполнением технико-экономического сравнения различных вариантов развития энергосистемы и укрупненным сравнением затрат на их реализацию.

Томпонский район

В настоящее время электроснабжение с. Теплый Ключ осуществляется от 6 дизельных генераторов суммарной установленной мощностью 2690 кВт. В непосредственной близости от с. Теплый Ключ АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания» выполняется строительство ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская, предусмотренной для электроснабжения месторождения «Нежданинское». Для экономии топлива и обеспечения централизованного электроснабжения потребителей с. Теплый Ключ возможен вариант присоединения к сетям централизованного электроснабжения путем строительства ПС 110 кВ Теплый ключ с установкой трансформатора мощностью 2,5 МВА с подключением в ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская.

На рисунке 3.2.2.5 представлен расчет нормального режима зимнего максимума нагрузок 2022 года после подключения ПС 110 кВ Теплый Ключ к ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская.

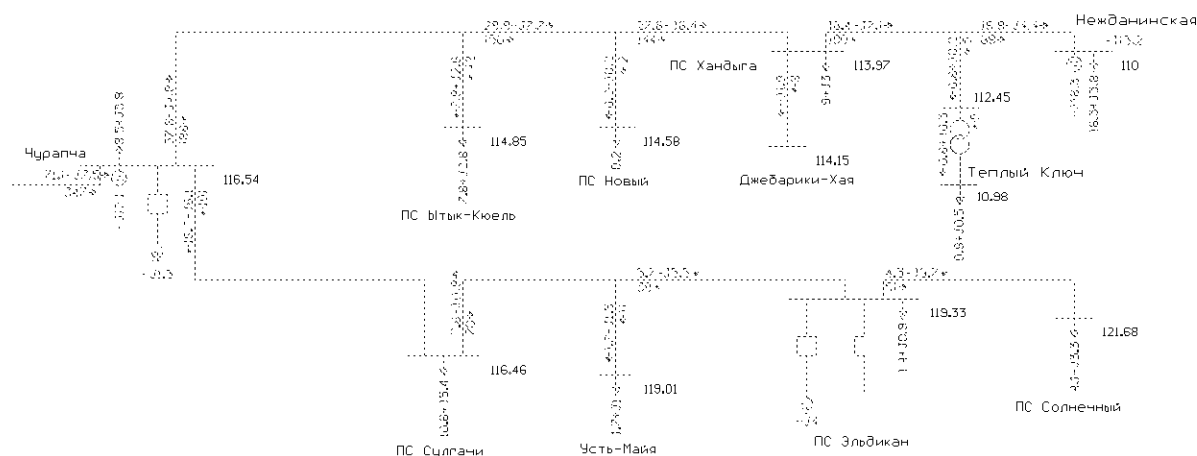


Рисунок 3.2.2.5 – Нормальный режим. Зимний максимум 2022 г.

По результатам расчета электроэнергетических режимов уровни напряжения в допустимых пределах, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов не превышена.

Для оценки варианта строительства ПС 110 кВ Теплый Ключ и ее подключения к ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская произведено предварительное технико-экономическое сравнение с существующей схемой электроснабжения.

Для сравнения использованы отчетные данные по расходу топлива, необходимого для выработки электроэнергии для электроснабжения с. Теплый

Ключ, за последние 3 года. Итоговая разница в стоимости топлива и электрической энергии ПАО «Якутскэнерго» приведена в таблице 3.2.2.4.

Таблица 3.2.2.4 – Стоимости топлива и электрической энергии

Отчетный год	Выработка эл.энергии	Расход дизельного топлива	Стоимость дизельного топлива (88028,14 рублей/тн)
	тыс.кВтч	тн	млн рублей с НДС
2018	3839,279	1154,952	86,7
2019	3801,131	1131,790	85,0
2020	3926,375	1114,579	83,7
Итого			255,4

Суммарная стоимость дизельного топлива необходимого для электроснабжения с. Теплый ключ за отчетные 2018-2020 годы составляет 255,4 млн рублей.

Для предварительной оценки сроков окупаемости приведен расчет стоимости ПС 110 кВ Теплый Ключ (таблица 3.2.2.5).

Таблица 3.2.2.5 – Капитальные затраты

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей
Строительство ПС 110 кВ Теплый Ключ	170,76
Итого без НДС	170,76
Итого с НДС	204,9

Капитальные затраты на строительство ПС 110 кВ Теплый Ключ составляют 204,9 млн руб. с НДС.

Исходя из вышеуказанных предварительных расчетов с учетом фактических затрат на топливо, срок окупаемости строительства ПС 110 кВ Теплый Ключ составит менее трех лет. При этом, для принятия итогового решения требуется проведение технико-экономического сравнения вариантов сохранения существующей схемы электроснабжения и предлагаемой к рассмотрению с оценкой дисконтированных затрат.

Предложенный вариант централизованного электроснабжения с. Теплый Ключ требует решения в рамках процедуры техприсоединения.

ВЛ 6 кВ Светлый – Слюдюкар

На данный момент электроснабжение потребителей с. Слюдюкар Мирнинского района осуществляется от ПС 110 кВ Виллой по ВЛ 6 кВ Виллой – Слюдюкар суммарной протяженностью 38,19 км с проводом АС-95.

ПС 110 кВ Виллой вследствие перевода Светлинской ГЭС на напряжение 220 кВ (Л-122) питается по двум ВЛ 6 кВ (Л-9), (Л-17) от ЗРУ 6 кВ Светлинской ГЭС. По линиям ВЛ 6 кВ Л-9, Л-17 от ПС Виллой подключен, кроме с.Слюдюкар, поселок Светлый.

По данным зимнего замера 2021 г. нагрузка в яч.4 ПС Виллой (ВЛ 6 кВ Виллой – Слюдюкар) составила 98,61 кВт.

В настоящее время в с. Сюльдюкар подано заявок на 10 кВт.

Расчет нормального режима зимнего максимума нагрузки приведен на рисунке 3.2.2.6.



Рисунок 3.2.2.6 – Нормальная схема.
Нормальный режим зимнего максимума нагрузок.

Токовая нагрузка ВЛ составляет 10 А, что не превышает длительно-допустимую токовую нагрузку провода (425,7 А при -5°C). Уровни напряжения находятся в допустимых пределах.

В настоящее время рассматривается вопрос о переводе потребителей с. Сюльдюкар Мирнинского района на электроотопление с увеличением нагрузки на 0,915 МВт (согласно данным администрации МО Садынский национальный эвенкийский наслег Мирнинского района РС(Я)). Заявка на технологическое присоединение в ПАО «Якутскэнерго» на настоящее время не поступала.

С учетом перевода потребителей с. Сюльдюкар Мирнинского района на электроотопление нагрузка с. Сюльдюкар составит 1,01 МВт. Возможность передачи нагрузки 1,01 МВт на расстояние 38,19 км по ВЛ 6 кВ с проводом АС-95 отсутствует. Предусмотрен перевод ВЛ 6 кВ Вилуей – Сюльдюкар на напряжение 10 кВ.

Расчет нормального режима зимнего максимума нагрузки приведен на рисунке 3.2.2.7.



Рисунок 3.2.2.7 – Нормальная схема. Нормальный режим зимнего максимума нагрузок с учетом перевода потребителей с. Сюльдюкар на электроотопление.

С учетом перевод потребителей с. Сюльдюкар на электроотопление токовая нагрузка ВЛ составляет 73 А, что не превышает длительно-допустимую токовую нагрузку провода (425,7 А при -5°C). Уровни напряжения находятся в допустимых пределах с учетом установки БСК 1 Мвар на шины ТП с. Сюльдюкар.

Предложенный вариант электроснабжения потребителей с. Сюльдюкар требует решения в рамках процедуры техприсоединения.

Строительство КВЛ 10 кВ и ТП 1600/35/10 в п. Беркакит

Для осуществления резервирования электроснабжения п. Беркакит рассмотрены следующие варианты:

Вариант № 1

Установка на ПС 110 кВ СХК одного повышающего трансформатора 6/10 кВ, строительство одноцепной ВЛ 10 кВ СХК – Беркакит ориентировочной протяженностью 11 км в створе ВЛ 110 кВ СХК – Беркакит с отпайкой на ПС 110 кВ Гранитная.

Вариант № 2

Строительство ВЛ 10 кВ УВД – Беркакит ориентировочной протяженностью 12,3 км в створе ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК и ВЛ 110 кВ СХК – Беркакит с отпайкой на ПС Гранитная.

Вариант № 3

Строительство ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ УВД до ф.5 ПЭ ОАО «РЖД» протяженностью 2 км.

Вариант № 4

Строительство ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ Городская до ф.5 ПЭ ОАО «РЖД» протяженностью 1,5 км.

Сравнение стоимости вариантов приведено в таблице 3.2.2.6.

Таблица 3.2.2.6 – Сравнение вариантов резервирования электроснабжения п. Беркакит

	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	Вариант № 4
Стоимость, млн рублей	53,93	50,8	9,2	7,3
Стоимость, %	106	100	126	100

По результатам сравнения вариантов к дальнейшей реализации для обеспечения резервирования п. Беркакит рекомендован вариант № 4, предусматривающий строительство ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ Городская до ф.5 ПЭ, принадлежащего ОАО «РЖД», протяженностью 1,5 км.

Предложенный вариант строительства ВЛ 10 кВ УВД – Беркакит требует решения в рамках процедуры технического присоединения.

ПС 110 кВ Марха

В настоящий момент на ПС 35 кВ Марха установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый, напряжением – 35/10 кВ (Т-1 (ТМН-6300/35/10) год ввода – 1997, Т-2 (ТМН-6300/35/10) год ввода – 1997).

Таблица 3.2.2.7 – Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Марха в дни контрольных измерений на пятилетний ретроспективный период

Дата, время контрольного замера	Максимальная нагрузка, МВА
20.12.2017 18:00	7,82
19.12.2018 18:00	7,27
18.12.2019 18:00	7,80
16.12.2020 18:00	7,28
15.12.2021 18:00	7,55

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Марха за период 2017-2021 годы составила 7,82 МВА в день зимнего контрольного замера 2017 г. (загрузка Т-1 (Т-2) составит 124,1 процента от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1)).

В период 2022-2026 гг. по информации, предоставленной письмом ПАО «Якутскэнерго» от 21.04.2022 № 216/4300 (приложение 3.2.2.1), суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение нагрузки составит 3,9998 МВт. Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей определена на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности, указанных в технических условиях на технологическое присоединение ($\text{tg}\varphi=0,35$), с учетом коэффициента реализации (0,2 для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт) и составляет 0,85 МВА.

С учетом реализации техприсоединения потребителей нагрузка подстанции составит 8,67 МВА в режиме зимнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит 138,4 процента от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимний максимум).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $-41,8^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями пункта 5.3.14 ПТЭ (для силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов напряжением до 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 процентов номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального) (письмо ПАО «Якутскэнерго» от 21.04.2022 № 216/4300 (приложение 3.2.2.1)).

По информации ПАО «Якутскэнерго», полученной письмом № 216/4300 от 21.04.2022 (приложение 3.2.2.1), существующая схема распределительных сетей 10 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 35 кВ Марха на другие центры питания для разгрузки оставшегося в работе трансформатора.

Таким образом, для устранения недопустимой перегрузки трансформаторов ПС 35 кВ Марха по данным контрольного замера требуется замена двух трансформаторов мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы большей номинальной мощностью.

ПАО «Якутскэнерго» в рамках реконструкции ПС 35 кВ Марха предусмотрена замена трансформаторов 35/10 кВ на трансформаторы 110/10 кВ со строительством двухцепной отпайной ВЛ 110 кВ от существующих ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками протяженностью 0,3 км.

На текущий момент в соответствии с разработанной ООО ПЦ «ЭКРА» и, имеющей положительное заключение экспертизы, проектной документацией, ПАО «Якутскэнерго» выполняются строительно-монтажные работы по сооружению ПС 110 кВ Марха (выполнены более чем на 75 процентов в соответствии с письмом ПАО «Якутскэнерго» от 10.03.2022 № 112/2320), приобретены трансформаторы мощностью 2х16 МВА, данная мощность обеспечивает покрытие расчетной перспективной нагрузки 8,72 МВА. Также в соответствии с письмом ПАО «Якутскэнерго» от 10.03.2022 № 112/2320 постановка объекта под напряжение планируется в сентябре 2022 года.

с.Хамра Ленского района

Село Хамра расположено на левой стороне р. Лены, в 85 км к юго-западу от города Ленск. Населенный пункт питается электрической энергией от дизельной электростанции (поставщик АО «Сахаэнерго», мощностью 270 кВт).

В связи с отсутствием круглогодичного автосообщения между районным центром и селом регулярная доставка топлива для ДЭС проблематична.

Необходимо строительство отпайки 10 кВ на с. Хамра от ЛЭП-107 Ленск – Ярославский для перевода потребителей с. Хамра на централизованное электроснабжение.

Ориентировочная протяженность отпайки 10 кВ составит 7 км.

Ориентировочная укрупненная стоимость строительства ВЛ 10 кВ, полученная в соответствии с «Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденными приказом Минэнерго России от 17.01.2019 №10 составляет 52,65 млн рублей. с учетом НДС в ценах 4 квартала 2021 г.

Карта-схема электрических сетей 10 кВ и выше рассматриваемого энергорайона приведена на рисунке 3.2.2.8.

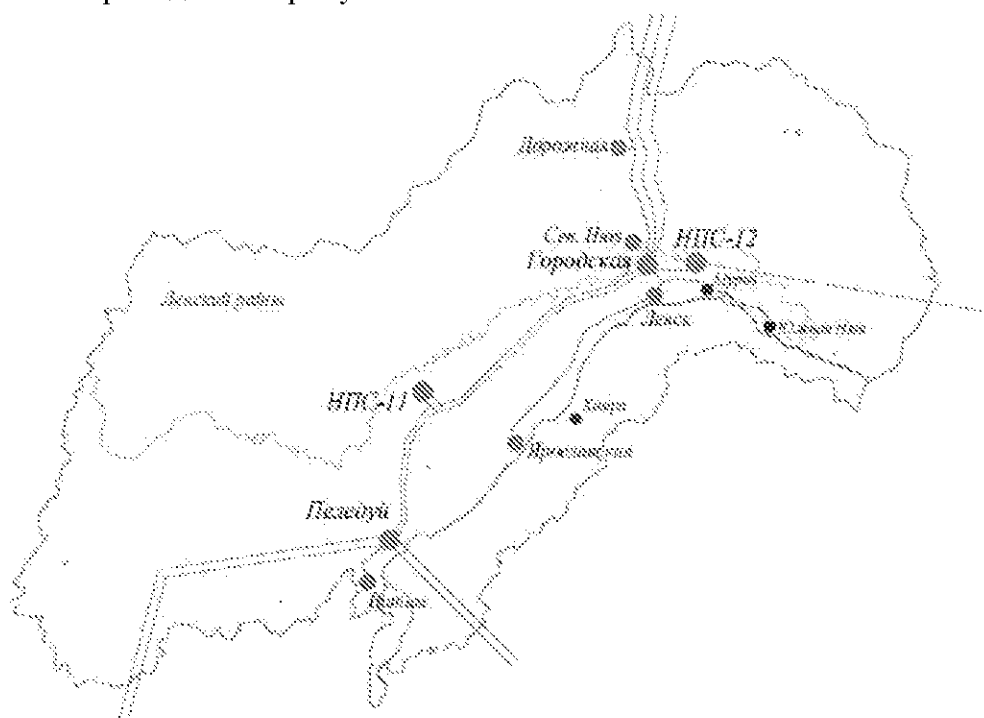


Рисунок 3.2.2.8 – Карта-схема электрических сетей 10 кВ и выше рассматриваемого энергорайона

Предложенный вариант строительства отпайки 10 кВ на с. Хамра от ЛЭП-107 Ленск – Ярославский для перевода потребителей с. Хамра на централизованное электроснабжение требует решения в рамках процедуры технического присоединения.

ПС 35 кВ Намцы

В настоящий момент на ПС 35 кВ Намцы два двухобмоточных

трансформатора мощностью 4 МВА каждый, напряжением – 35/10 кВ (Т-1 (ТМН-4000/35/10) год ввода – 1971, Т-2 (ТМН-4000/35/10) год ввода – 1971).

Таблица 3.2.2.8 – Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Намцы в дни контрольных измерений на пятилетний ретроспективный период

Дата, время контрольного замера	Максимальная нагрузка, МВА
20.12.2017 18:00	4,34
19.12.2018 18:00	4,25
18.12.2019 18:00	4,27
16.12.2020 18:00	4,62
15.12.2021 18:00	4,98

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Намцы за период 2017-2021 гг. составила 4,98 МВА в день зимнего контрольного замера 2021 г. (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 124,5 процента от номинального тока (I/Inom) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1).

В период 2022-2026 гг. по информации, предоставленной письмом ПАО «Якутскэнерго» от 21.04.2022 № 216/4300 (приложение 3.2.2.1), суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение составит 1,0997 МВт. Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей определена на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности, указанных в технических условиях на технологическое присоединение ($\text{tg}\varphi=0,35$), с учетом коэффициента реализации (0,2 для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт) и составляет 0,23 МВА.

С учетом реализации техприсоединения потребителей нагрузка подстанции составит 5,21 МВА в режиме зимнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит 130 процентов от номинального тока (I/Inom) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимний максимум).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $-41,8^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями пункта 5.3.14 ПТЭ (для силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов напряжением до 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 процентов номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального).

По информации ПАО «Якутскэнерго», полученной письмом № 216/4300 от 21.04.2022 (приложение 3.2.2.1), существующая схема распределительных сетей 10 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 35 кВ Намцы на другие центры питания для разгрузки оставшегося в работе трансформатора.

Таким образом, для устранения недопустимой перегрузки трансформаторов ПС 35 кВ Намцы по данным контрольного замера требуется замена двух трансформаторов мощностью 4 МВА каждый.

ПС 110 кВ ЗИФ

В настоящий момент на ПС 110 кВ ЗИФ два трехобмоточных трансформатора мощностью 16 МВА каждый, напряжением – 110/38,5/6,3 кВ (Т-1 (ТДТН-16000/110-66 У1) год ввода – 1974, Т-2 (ТДТН-16000/110-66 У1) год ввода – 1972).

Таблица 3.2.2.9 – Максимальная нагрузка ПС 110 кВ ЗИФ в дни контрольных измерений на пятилетний ретроспективный период

Дата, время контрольного замера	Максимальная нагрузка, МВА
20.12.2017 18:00	14,82
19.12.2018 18:00	16,20
18.12.2019 18:00	18,47
16.12.2020 18:00	21,28
15.12.2021 18:00	19,57

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ ЗИФ за период 2017-2021 гг. составила 21,28 МВА в день зимнего контрольного замера 2020 г. (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 133 процента от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1).

В период 2022-2026 гг. по информации, предоставленной письмом филиала АО «ДРКС» Южно-Якутские электрические сети от 20.04.2022 № 15-07/1037 (приложение 3.2.2.3), суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение составит 4,9 МВт. Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей определена на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности, указанных в технических условиях на технологическое присоединение ($\text{tg}\varphi=0,4$), с учетом коэффициента реализации (0,8 для потребителей добывающей промышленности) и составляет 4,22 МВА.

С учетом реализации техприсоединения потребителей нагрузка подстанции составит 25,49 МВА в режиме зимнего максимума (загрузка Т-1 (Т-2) составит 159 процентов от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) в зимний максимум).

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $-30,8^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго от 08.2019 № 81), для трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более допускается длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности ($1,2 > I/I_{ном}$).

По информации филиала АО «ДРКС» Южно-Якутские электрические сети, полученной письмом от 20.04.2022 № 15-07/1037, существующая схема распределительных сетей 10 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ ЗИФ на другие центры питания для разгрузки оставшегося в работе трансформатора. РУ 35 кВ на ПС 110 кВ ЗИФ отсутствует (приложение 3.2.2.3).

Таким образом, для устранения недопустимой перегрузки трансформаторов ПС 110 кВ ЗИФ требуется замена двух трансформатора мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый. В соответствии с изменениями в технические условия на энергопринимающих устройств АО «Полус Алдан» к электрическим сетям АО «ДРКС» (приложение 3.2.2.3) вместо замены трансформаторов 2х16 МВА предусмотрена установка третьего трансформатора мощностью 16 МВА.

ПС 35 кВ Каландарашвили

В настоящий момент на ПС 35 кВ Каландарашвили два двухобмоточных трансформатора мощностью 1 МВА и 2,5 МВА, напряжением – 35/10 кВ (Т-1 (ТМ-1000/35/10) год ввода – 1986, Т-2 (ТМ-1600/35/10) год ввода – 1986).

Таблица 3.2.2.10 – Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Каландарашвили в дни контрольных измерений на пятилетний ретроспективный период

Дата, время контрольного замера	Максимальная нагрузка, МВА
20.12.2017	1,07
19.12.2018	1,62
18.12.2019	1,66
16.12.2020	2,06
15.12.2021	1,37

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Каландарашвили за период 2017-2021 гг. составила 2,06 МВА в день зимнего контрольного замера 2020 г. (загрузка трансформатора Т-1 составит 206 процентов от номинального тока (I/Inom) при отключении трансформатора Т-2, загрузка трансформатора Т-2 составит 82,4 процента от номинального тока (I/Inom) при отключении трансформатора Т-1).

В период 2022-2026 гг. по информации, предоставленной письмом ПАО «Якутскэнерго» от 21.04.2022 № 216/4300 (приложение 3.2.2.1), увеличение нагрузки ПС 35 кВ Каландарашвили не планируется.

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха -28,8°С в соответствии с требованиями пункта 5.3.14 ПТЭ (для силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов напряжением до 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 процентов номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального).

По информации ПАО «Якутскэнерго», полученной письмом № 216/4300 от 21.04.2022 (приложение 3.2.2.1), существующая схема распределительных сетей 10 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 35 кВ Каландарашвили на другие центры питания для разгрузки оставшегося в работе трансформатора.

Таким образом, для устранения недопустимой перегрузки трансформаторов ПС 35 кВ Каландарашвили по данным контрольного замера требуется Т-1 мощностью 1 МВА на трансформатор мощностью 2,5 МВА.

ПС 35 кВ Нерюктяй

В настоящий момент на ПС 35 кВ Нерюктяй два двухобмоточных трансформатора мощностью 1,6 МВА каждый, напряжением – 35/10 кВ (Т-1 (ТМ-1600/35/10) год ввода – 1986, Т-2 (ТМ-1600/35/10) год ввода – 1986).

Год контрольного замера	Максимальная нагрузка, МВА
20.12.2017	0,76
19.12.2018	1,09
18.12.2019	1,41

Год контрольного замера	Максимальная нагрузка, МВА
16.12.2020	1,81
15.12.2021	1,58

Увеличение нагрузки ПС 35 кВ Нерюктяй не планируется.

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Нерюктяй за период 2017-2021 гг. составила 1,81 МВА в день зимнего контрольного замера 2020 г. (загрузка трансформатора Т-1 (Т-2) составит 113 процентов от номинального тока (I/Inom) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1)).

В период 2022-2026 гг. по информации, предоставленной письмом ПАО «Якутскэнерго» от 21.04.2022 № 216/4300 (приложение 3.2.2.1), увеличение нагрузки ПС 35 кВ Нерюктяй не планируется.

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха -28,8°С в соответствии с требованиями пункта 5.3.14 ПТЭ (для силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов напряжением до 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 процентов номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального).

По информации ПАО «Якутскэнерго», полученной письмом № 216/4300 от 21.04.2022 (приложение 3.2.2.1), существующая схема распределительных сетей 10 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 35 кВ Нерюктяй на другие центры питания для разгрузки оставшегося в работе трансформатора.

Таким образом, для устранения недопустимой перегрузки трансформаторов ПС 35 кВ Нерюктяй по данным контрольного замера требуется замена двух трансформаторов мощностью 1,6 МВА каждый на два трансформатора мощностью 2,5 МВА каждый.

ПС 110 кВ Солнечный

В настоящий момент на ПС 110 кВ Солнечный два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВА и 16 МВА, напряжением – 115/38,5/11 кВ (Т-1 (ТДТН-10000/110) год ввода – 1979, Т-2 (ТДТН-16000/110) год ввода – 1979).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Солнечный в дни контрольных измерений на пятилетний ретроспективный период представлена в таблице 3.2.2.12.

Таблица 3.2.2.12 – Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Солнечный

Дата, время контрольного замера	Максимальная нагрузка, МВА
20.12.2017	3,68
21.06.2017	8,09
19.12.2018	4,16
20.06.2018	7,89
18.12.2019	4,06
19.06.2019	8,58
16.12.2020	5,53
17.06.2020	11,83
15.12.2021	5,43
16.06.2021	10,13

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Солнечный за период 2017-2021 гг. составила 11,83 МВА в день летнего контрольного замера 2020 г. (загрузка трансформатора Т-1 составит 119 процентов от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2, загрузка трансформатора Т-2 составит 75 процентов от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-1).

В период 2022-2026 гг. по информации, предоставленной письмом ПАО «Якутскэнерго» от 21.04.2022 № 216/4300 (приложение 3.2.2.1), суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение нагрузки составит 2,0 МВт. Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей определена на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности, указанных в технических условиях на технологическое присоединение ($\text{tg}\varphi=0,35$ для технических условий на технологическое присоединений ООО «Грандмаркет», $\text{tg}\varphi=0,4$ технических условий ООО «Бриндакит»), с учетом коэффициента реализации (0,8 для потребителей добывающей промышленности и 0,2 для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт) и составляет 1,37 МВА.

С учетом реализации техприсоединения потребителей нагрузка подстанции составит 13,2 МВА в режиме летнего максимума (загрузка трансформатора Т-1 составит 132 процента от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-2, загрузка трансформатора Т-2 составит 82,5 процента от номинального тока ($I/I_{ном}$) при отключении трансформатора Т-1).

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $+20,0^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (приказ Минэнерго от 08.2019 № 81), для трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более не допускается длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности ($1=I/I_{ном}$).

В технических условиях на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Бриндакит» и ООО «Грандмаркет» к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго» предусмотрены мероприятия по замене трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Солнечный, при этом не определена трансформаторная мощность. С учетом реализации в период 2022-2026 гг. техприсоединения потребителей нагрузка подстанции составит 13,2 МВА. Таким образом, для ПС 110 кВ Солнечный требуется замена Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА, замена Т-2 мощностью 16 МВА не требуется.

Завершение строительства Светлинской ГЭС с вводом в эксплуатацию гидроагрегата № 4

Согласно проектной документации, разработанной генеральным проектировщиком – Гидропроект им. С.Я. Жука и утвержденной приказом министра Энергетики и Электрификации СССР от 19.04.1978 № 51 РС, на Светлинской ГЭС предусмотрена установка четырех поворотно-лопастных гидротурбин по 92,5 МВт каждая, суммарной установленной мощностью 370 МВт. Конструктивно здание ГЭС разделено на три блока: блок монтажной площадки, первый энергоблок с гидроагрегатами № 1, 2, второй энергоблок с гидроагрегатами № 3, 4. В настоящее

время Светлинская ГЭС эксплуатируется с отступлениями от проектных параметров – с тремя гидроагрегатами (ГА-1, ГА-2, ГА-3), следовательно, без строительства ГА № 4 проект Светлинской ГЭС не может считаться законченным. При этом, конструктивно в бетонном массиве здания ГЭС выполнены СМР и находится в консервации штатное место для установки четвертого гидроагрегата.

Решение о необходимости сооружения гидроагрегата №4 (ГА №4) принято технической комиссией собственника исходя из следующего:

1. Гидротехнические сооружения (ГТС) Светлинской ГЭС, состоящие из: здания ГЭС, правобережной каменно-земляной плотины, левобережной каменно-земляной плотины, являются объектом незавершенным строительством. Во исполнение требований норм строительства, в том числе Градостроительного кодекса о достройке объектов капитального строительства в соответствии с утвержденной проектной документацией, необходимо выполнить требования действующего законодательства.

2. По результатам контроля состояния сооружений при эксплуатации в 2019 году отмечено негативное влияние на фундаментную плиту здания ГЭС в связи с отсутствием переменных нагрузок от периодического осушения и заполнения водопропускных трактов ГА № 4, отсутствием динамической нагрузки от несмонтированного оборудования ГА № 4. Указанное явление нарастало из-за длительного (с февраля 2020 года) нахождения в капитальном ремонте ГА № 3 с полной выемкой рабочего колеса и основного энергетического оборудования. Во избежание развития необратимых процессов и обеспечения дальнейшей безопасной эксплуатации здания необходимо предпринять меры по равномерной нагрузке фундаментной плиты.

Генеральный проектировщик АО «Ленгидропроект» и научно-исследовательский институт, выполняющий контроль за состоянием ГТС – АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» поддерживают и считают необходимым завершение строительства Вилуйской ГЭС-3 в предусмотренном проектом варианте с сооружением и вводом в эксплуатацию гидроагрегата № 4.

Принимая во внимание вышеуказанное, собственником принято решение завершить строительство Светлинской ГЭС с установкой 4-го гидроагрегата (4-й пусковой комплекс) с планируемыми сроками реализации в период 2021-2027 годы, где:

1. 2021 год – проектные работы;
2. 2022 – 2025 годы – изготовление и поставка оборудования;
3. 2026 год – СМР, ПНР;
4. 2027 год – ввод в эксплуатацию ГА №4.

Оценочная стоимость капитальных затрат АО «Вилуйская ГЭС-3» по мероприятиям, связанным с вводом 4-го пускового комплекса, с учетом завершения строительства гидроузла, в ценах IV квартала 2019 года ориентировочно составляет 3 750 млн руб. без НДС.

Ввод в эксплуатацию 4-го гидрогенератора позволит повысить безопасность при эксплуатации гидросооружения, увеличить установленную мощность до 370 МВт, увеличить выработку электрической энергии (мощности) и, как следствие, поступления в бюджет Республики.

В настоящее время разрабатывается схема выдачи мощности Светлинской ГЭС, после ее согласования потребуется подача заявки на технологическое присоединение согласно правилам 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, утвержденным постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861.

3.2.3. Развитие электросетевых объектов

3.2.3.1. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Перечень вводимых и реконструируемых электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Республики Саха (Якутия) в период 2022–2026 годы (табл. 3.2.3.1) разработан на основании следующих документов:

Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы;

Технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЯЭСК».

Принципиальная схема с учетом существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов в период 2022-2026 годы приведена в приложении к разделу 3.2 (приложение 3.2.1). Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2022-2026 годы приведена в приложении 3.2.3.

Таблица 3.2.3.1 – Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на период 2022-2026 годы, принятых в качестве исходных условий для расчета электрических режимов

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)				
1.	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА (1х63 МВА)	63 МВА	2022	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
2.	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар	12 Мвар	2022	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
3.	Строительство газопоршневой электростанции АО «РНГ» на 13,27 МВт	10,95 МВт 2,32 МВт	2022 2023	ТУ на ТП АО «РНГ» (Приложение 3.2.3.1)
4.	Строительство ПС 110 кВ Маччоба с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	2х40 МВА	2022	ТУ на ТП ООО «Саханефть» (Приложение 3.2.3.2)
5.	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Л-135 (Районная – Интернациональная) и ВЛ 110 кВ Л-136 (Районная – Интернациональная) до ПС 110 кВ Маччоба с образованием ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 1 с отпайкой на ПС Маччоба и ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 2 с отпайкой на ПС Маччоба	1,2 км 1,2 км		
6.	Строительство ПП 220 кВ Нюя с заходами ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Нюя ориентировочной протяженностью 4 км (4х1 км)	4х1 км	2022	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Приложение 3.2.3.3)
7.	Строительство ПС 220 кВ Чайнда двумя автотрансформаторам 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х63 МВА)	2х63 МВА	2022	
8.	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Нюя - Чайнда ориентировочной протяженностью 74,5 км	2х74,5 км	2022	
9.	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Чайнда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х0,5 км	2х0,5 км	2022	ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Приложение 3.2.3.3)
10.	Строительство электростанции ЭСН УКПГ-3 с КРУ 10 кВ с установкой шести газотурбинных установок установленной (максимальной) мощностью 12 МВт каждая ¹⁰	72 МВт	2022	
11.	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 с установкой шести трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	6х16 МВА	2022	
12.	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА	2х40 МВА	2022	
13.	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х34 км	2х34 км	2022	
14.	Строительство ПС 220 кВ НПС-10 с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)*	2х40 МВА	2023	ТУ на ТП ООО «Транснефть-Восток» (Приложение 3.2.3.4)

¹⁰ Мероприятие реализовано, в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы в 2022 году планируется присоединение к ЗЭР Республики Саха (Якутия).

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
15.	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, № 2 на ПС 220 кВ НПС-10 ориентировочной протяженностью 10 км (2х5 км)*	2х5 км	2023	
16.	Строительство ПС 110 кВ Иктех	1х4 МВА	2024	ТУ на ТП ООО «ИНК» (Приложение 3.2.3.5)
17.	Строительство ответвительной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Городская – Мирный (Л-102) до ПС 110 кВ Иктех	13,7 км		
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)				
18.	Строительство ПС 110 кВ Марха трансформаторной мощностью 32 МВА	2х16 МВА	2022	Раздел 3.2.2
19.	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками до ПС 110 кВ Марха с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками	2х0,3 км		
20.	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	2х10 МВА 2х4,5 км	2022	ТУ на ТП АО «Жатайская судоверфь» (Приложение 3.2.3.6)
21.	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ 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 с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками			
22.	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 мощностью 10 Мвар	2х25 МВА 25 Мвар; 3х10 Мвар	2022	ТУ на ТП АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания» (Приложение 3.2.3.7)
23.	Строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская	261 км		
24.	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хандыга на две линейные ячейки для подключения ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская и УШР 110 кВ, установка УШР 110 кВ	25 Мвар 2 ячейки 110 кВ		
25.	Строительство ПС 110 кВ Мостовой переход	1х6,3 МВА	2022	ТУ на ТП ООО «Восьмая концессионная компания» (Приложение 3.2.3.8)
26.	Строительство ответвительной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Табага – Майя до ПС 110 кВ Мостовой переход	3,6 км		
Южный район электроэнергетической системы РС(Я)				
27.	Реконструкция ПС 110 кВ Дежнёвская с заменой двух трансформаторов 110/6,6/6,3 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора мощностью 25 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 18 МВА)	2х25 МВА	2022	ТУ на ТП АО «ГОК Денисовский» (Приложение 3.2.3.10)
28.	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах (Томмот) со строительством заходов на ПС 220 кВ НПС-19 ориентировочной протяженностью 337,28 км (1х337 км, 2х0,14 км)	337 км 2х0,14 км	2022	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «Транснефть-Восток» (Приложение 3.2.3.11)
29.	Расширение ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС на одну линейную ячейку	ячейка выключателя 220 кВ	2022	

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
30.	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауль с установкой автотрансформатора 220/110/35 мощностью на 125 МВА (1х125 МВА) и установкой управляемого шунтирующего реактора 220 кВ мощностью 100 Мвар (1хУШР 100 Мвар) на ПС 220 кВ Эльгауль	125 МВА, 100 Мвар	2023	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «Эльгауль» (Приложение 3.2.3.13)
31.	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауль №2 ориентировочной протяженностью 279 км (1х279 км)	279 км		
32.	Строительство ПС 110 кВ Тимир с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	16 МВА	2023	ТУ на ТП ЗАО ГМК «Тимир» (Приложение 3.2.3.14)
33.	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимыр – Тимир ориентировочной протяженностью 7 км	1х7 км		
34.	Замена в РУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС трансформаторов тока (ТТ) КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19	-	2023	Протокол совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319-пр ТУ на ТП ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 02.09.2020
35.	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) со строительством заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юкталы ориентировочной протяженностью 0,2 км (2х0,1 км)	2х0,1 км	2024	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «АнтрацитИнвестПроект» (Приложение 3.2.3.15)
36.	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская трансформаторной мощностью 64 МВА (2х32 МВА)	2х32 МВА	2024	
37.	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км (1х55 км)	55 км	2024	
38.	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой однофазных шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 50,1 Мвар (3х16,7 Мвар)	3х16,7 Мвар	2022	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
39.	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой управляемых шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 50 Мвар (2х25 Мвар) и батарей статических компенсаторов 220 кВ мощностью 78 Мвар (3х26 Мвар)	УШР 2х25 Мвар БСК 3х26 Мвар	2024	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «АнтрацитИнвестПроект» (Приложение 3.2.3.15)
40.	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 с ориентировочной протяженностью 383,8 км (2х191,9 км)	2х191,9 км	2025	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы

* – Электроснабжение указанных объектов планируется от ОЭС Сибири

3.2.3.2. Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети

Перечень мероприятий, необходимых для устранения «узких мест», с указанием объектов реконструкции приведен в таблице 3.2.3.2.

Таблица 3.2.3.2 – Перечень мероприятий для устранения «узких мест»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Параметры	Срок реализации	Обоснование
1.	ПС 220 кВ Сунтар	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	-	2022	Расчет электроэнергетических режимов
2.		Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА (1х63 МВА) и установкой ИРМ мощностью не менее 12 Мвар	63 МВА	2022	Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
3.			12 Мвар	2022	Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы

3.2.4. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше

На основании результатов расчетов электроэнергетических режимов выполнен анализ баланса реактивной мощности, определена достаточность источников реактивной мощности для покрытия потребления и необходимость/отсутствие необходимости установки новых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах (раздел 3.2 настоящего тома).

В таблице 3.2.4.1 приведен перечень существующих средств компенсации реактивной мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия), в таблице 3.2.4.2 – перечень планируемых к вводу средств компенсации реактивной мощности.

Таблица 3.2.4.1 – Перечень установленных СКРМ на 01.01.2022

Наименование ПС	Состав СКРМ
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	
ПС 220 кВ Айхал	3хСК-15 Мвар
ПС 220 кВ Сунтар	2хППР-20 Мвар
ПС 220 кВ Пеледуй	2хУППР-63 Мвар
ПС 220 кВ Городская	2хУППР-63 Мвар, ППР-3х21 Мвар
ПС 220 кВ Олекминск	ППР-3х11 Мвар, 2хУППР-25 Мвар
ПС 110 кВ Нюрба	БСК-10 Мвар
ПС 110 кВ Вилюйск	БСК-6,6 Мвар, ППР-3,3 Мвар
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)	
ПС 220 кВ Майя	УППР-100 Мвар, СТК-10-20 Мвар
ПС 110 кВ Чурапча	УППР-25 Мвар, БСК-11,7 Мвар
ПС 110 кВ Эльдикан	УППР-25 Мвар, БСК-11,7 Мвар
Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)	
ПС 220 кВ НПС-15	ППР-3х11 Мвар, УППР-63 Мвар
ПС 110 кВ ЗИФ	2хБСК-3,6 Мвар
ПС 220 кВ Нижний Куранах	2хППР-20 Мвар
ПС 220 кВ Томмот	УППР-100 Мвар, СТК-10-20 Мвар
ПС 110 кВ Алдан	2хБСК-2,4 Мвар

Наименование ПС	Состав СКРМ
Нерюнгринская ГРЭС	2хППР-20 Мвар

Таблица 3.2.4.2 – Перечень планируемых к вводу СКРМ на период 2022-2026 годы

Наименование ПС	Состав СКРМ	Год
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)		
ПС 220 кВ Сунтар ¹	ИРМ 12 Мвар	2022
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)		
ПС 110 кВ Нежданинская	УППР 25 Мвар БСК 3х10 Мвар	2022
ПС 110 кВ Хандыга	УППР 25 Мвар	2022
Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)		
ПС 220 кВ Хани ²	ППР 3х16,7 Мвар	2022
	УППР 2х25 Мвар	2024
	БСК 3х26 Мвар	
ПС 220 кВ Эльгауголь ²	УППР 100 Мвар	2023

1 - В соответствии с результатами расчета электроэнергетических режимов.

2 - В соответствии с данными «Схема и программа развития ЕЭС России на 2022-2028 годы».

Результаты расчета электроэнергетических режимов на уровне 2022-2026 годов в графической форме представлены в приложении 3.2.4.

На уровне зимнего/летнего максимума нагрузок 2022-2026 годов в ряде нормальных и послеаварийных режимов (раздел 3.2) наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах подстанций 110 кВ Вилюйской группы. Для введения параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений учтена установка регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар.

С учетом данных мероприятий уровни напряжений находятся в допустимых пределах, установки дополнительных СКРМ не требуется.

3.3. Развитие генерирующих объектов

3.3.1. Энергоисточники централизованной зоны электроснабжения

Данные по вводу нового и выводу существующего генерирующего оборудования энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемой перспективе 2022-2026 годы приняты в соответствии со «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2022-2028 годы» и приведены в таблице 3.3.1.1 и в таблице 3.3.1.2.

Таблица 3.3.1.1 – Ввод в эксплуатацию генерирующих объектов (генерирующего оборудования) на период 2022-2026 годы

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Мощность, МВт	Год	Обоснование
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	2 КЭС газопоршневые	10,95	2022	ТУ на ТП АО «РНГ»
	3 КЭС газопоршневые	2,32	2023	
	Всего по станции		13,27	

ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	1 ГТ-12(T)	12	2022*	ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
	2 ГТ-12(T)	12		
	3 ГТ-12(T)	12		
	4 ГТ-12(T)	12		
	5 ГТ-12(T)	12		
	6 ГТ-12(T)	12		
Всего по станции		72		
Якутская ГРЭС-2 (вторая очередь)	5 ГТУ80 6F-03	80,2	2025	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы Распоряжение Правительства РФ от 15.07.2019 N 1544-р
	6 ГТУ80 6F-03	80,2		
Всего по станции		160,4		
Нерюнгринская ГРЭС	4 К-225-130	225	2025	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 N 2101-р
	5 К-225-131	225		
Всего по станции		450		

* – до IV квартала 2022 года работает на изолированный район.

Итого на территории Республики Саха (Якутия) предусмотрен ввод 695,67 МВт электрической мощности.

Таблица 3.3.1.2 – Вывод из эксплуатации генерирующих объектов (генерирующего оборудования) на период 2022-2026 годы

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Мощность, МВт	Год	Обоснование
Якутская ГРЭС	Г8, ГТ-35-770	22,229	2025	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
	Г2, ГТУ-45-3	41,365	2026	
	Г3, ГТУ-45-3	41,145		
	Г4, ГТУ-45-3	43,047		
	Г7, ГТ-35-770	22,301		
Всего по станции		170,087		
Чульманская ТЭЦ*	ТГ № 3, ПТ-12-35	12	2023	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы Приказ Минэнерго России от 27.08.2021 № 832
	ТГ № 5, К12-35	12		
	ТГ № 6, ПТ-12-35	12		
Всего по станции		36		

*- Согласно приказу Минэнерго России от 27.08.2021 № 832 о согласовании вывода из эксплуатации объектов диспетчеризации ТГ № 3, ТГ № 5, ТГ № 6, ОПРЧ ТГ № 3, ОПРЧ ТГ № 5, ОПРЧ.

Итого на территории Республики Саха (Якутия) предусмотрен вывод 218,087 МВт электрической мощности.

3.4 Развитие системы децентрализованного электроснабжения, с выделением Арктической зоны Республики Саха (Якутия) на период 2022-2026 гг.

3.4.1 Анализ состояния генерирующих и электросетевых объектов Республики Саха (Якутия). «Узкие» места в электроэнергетике децентрализованной зоны

3.4.1.1 Генерирующие объекты

Установленная мощность

Суммарная мощность энергоисточников, функционирующих в зоне децентрализованного электроснабжения Республики Саха (Якутия), оценивается в 689,9 МВт. Более 75 процентов в структуре мощности децентрализованной зоны республики находится в ведении АО «Сахаэнерго», ООО «Якутская генерирующая компания», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания». Суммарная мощность энергоисточников этих компаний составляет 519,6 МВт (табл. 3.4.1).

Таблица 3.4.1 – Установленная мощность генерирующих объектов децентрализованного электроснабжения (состояние 2021 г.), МВт

Генерирующая компания	Всего	В том числе по типам:				
		ДЭС	ГТЭС	ГПЭС	ТЭЦ	ВИЭ
АО «Сахаэнерго»	217,3	206,9	-	-	7,5	2,9
из них: в арктической зоне	169,7	159,7	-	-	7,5	2,5
ООО «Якутская генерирующая компания»	83,10	82,7	-	0,4	-	-
из них: в арктической зоне	49,20	49,2	-	-	-	-
ПАО «Сургутнефтегаз»	202,9	46,2	144,0	12,7	-	-
ПАО «Якутскэнерго»	0,22	0,18	-	-	-	0,04
ПАО «ЯТЭК»	16,1	0,6	15,0	0,5	-	-
Итого по генерирующим компаниям	519,62	336,58	159,0	13,6	7,5	2,9
из них: в арктической зоне	218,90	208,90	-	-	7,5	2,5

Источник: Составлено по данным АО «Сахаэнерго», ООО «ЯГК», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Якутскэнерго», ПАО «ЯТЭК».

Основная доля установленной мощности энергоисточников приходится на АО «Сахаэнерго» – 41,8 процента.

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей децентрализованной зоны осуществляется от ДЭС подразделений АО «Сахаэнерго» в 16 улусах республики, а также в отдельных населенных пунктах различных улусов (Хангаласском, Вилуйском, Алданском, Усть-Майском и др.), объединенных в подразделение ПЦ Энергоучасток.

Дизельные и газопоршневая электростанции ООО «Якутская генерирующая компания» обеспечивают электроснабжение вахтовых поселков и производственных объектов на местах добычи полезных ископаемых.

В ведении ПАО «Сургутнефтегаз» находятся газотурбинная и газопоршневая электростанции на Талаканском месторождении, а также стационарные и многочисленные передвижные ДЭС на других месторождениях компании.

Автономные дизельные электростанции ПАО «Якутскэнерго» были переданы в ведение АО «Сахаэнерго» (подразделение ПЦ Энергоучасток). Исключение составляет ДЭС в с. Толон мощностью 180 кВт. Оставшиеся в ведении ПАО «Якутскэнерго» дизельные электростанции являются резервными.

В ведении ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания» находятся газотурбинная, газопоршневые и дизельные электростанции, обеспечивающие объекты разведки и добычи природного газа, производство сжиженного углеводородного газа и коммунально-бытовые нужды п. Кысыл-Сыр в Вилуйском улусе.

Кроме того, в децентрализованной зоне республики функционируют возобновляемые энергоисточники (ВИЭ) с суммарной установленной мощностью 2911,5 кВт, в том числе в арктической зоне – 2475 кВт. Подробная информация по ВИЭ приведена в пункте 4.4.5.

Особо выделяется Арктическая зона, в которую включены 13 улусов, 5 из которых имеют непосредственный выход к Северному Ледовитому океану: Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Нижнеколымский и Усть-Янский, а также 8 улусов, обладающих большой схожестью характерных особенностей и климатических условий. Суммарная мощность генерирующих источников Арктической зоны составляет 218,9 МВт.

Выработка электроэнергии

Суммарная выработка электроэнергии электростанциями, эксплуатируемыми в децентрализованной зоне республики, в 2021 г. составила 1929,5 млн кВт·ч, из них рассматриваемыми компаниями – 1152,7 млн кВт·ч или почти 60 процентов. Основная доля электроэнергии – 61,7процента вырабатывается энергоисточниками ПАО «Сургутнефтегаз». В Арктической зоне выработка электроэнергии составила 271 млн кВт·ч или 23,5 процента (табл. 3.4.2).

Таблица 3.4.2 – Выработка электроэнергии* в зоне децентрализованного электроснабжения в 2021 г., млн кВт·ч

Генерирующая компания	Выработка электроэнергии
АО «Сахаэнерго», всего,	287,9
из них: в Арктической зоне	233,1
ООО «Якутская генерирующая компания» всего	133,9
из них: в Арктической зоне	37,9
ПАО «Сургутнефтегаз», всего,	711,6
ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания», всего	19,3
Итого по генерирующим компаниям	1152,7
из них: в Арктической зоне	271,0

Источник: Составлено по данным АО «Сахаэнерго», ООО «ЯГК», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЯТЭК».

Примечание – * Указана выработка топливных энергоисточников без учета ВИЭ.

Электростанциями АО «Сахаэнерго» в 2021 г. выработано 287,9 млн кВт·ч, из них 81 процент в Арктической зоне. На Депутатской ТЭЦ выработано 4,4 млн кВт·ч, что составляет немногим более 1,5 процента от суммарной выработки электроэнергии. По сравнению с предыдущим годом в 2021 г. суммарное производство электроэнергии возросло на 2,2 процента.

В целом за пятилетний период выработка электроэнергии электростанциями ПАО «Сургутнефтегаз» относительно 2017 г. возросла на 12,4 процента, в основном, за счет увеличения передачи электроэнергии ООО «Транснефть-Восток». В 2021 г. относительно 2020 г. рост составил 35,9 млн кВт·ч (см. п. 2.11).

Производство электроэнергии дизельными электростанциями ООО «ЯГК» в 2021 гг. возросло на 5,8 процента до 133,9 млн кВт·ч, в том числе в Арктической зоне 37,9 млн кВт·ч.

Расход электроэнергии на собственные нужды

АО «Сахаэнерго»

Доля расхода на собственные нужды в выработке электроэнергии по АО «Сахаэнерго» в 2021 г. по сравнению с 2020 г. в среднем увеличилась на 6,7 процента. При этом повышение произошло в 7 подразделениях, в 8 подразделениях этот показатель снизился и в 2 – остался на прежнем уровне. В среднем по Арктической зоне также наблюдается увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды. Динамика изменения данного показателя по структурным подразделениям за период 2017-2021 гг. приведена в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 – Динамика расхода электроэнергии на собственные нужды в среднем относительно выработки электростанциями АО «Сахаэнерго», %

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Алданский РЭС*	1,9	1,7	1,8	-	-
Анабарский РЭС	3,8	3,1	2,4	1,8	1,6
Белогорский РЭС	2,9	3,3	3,4	3,3	3,0
Булунские ЭС	4,3	4,4	4,2	4,6	6,1
Верхоянские ЭС	2,6	3,0	3,1	2,8	2,9
Жиганский РЭС	2	1,9	1,8	1,8	1,8
Зырянский РЭС	2,8	3,3	3,0	2,8	2,7
Кобяйские ЭС	3,0	2,9	3,0	2,9	2,9
Момский РЭС	3,1	3,0	3,1	2,6	2,4
Нижнеколымский РЭС	5,5	4,5	4,8	3,3	3,1
Оймяконский РЭС	4,7	4,9	4,6	4,4	4,2
Олекминский РЭС	3,0	2,8	2,5	2,3	2,5
Оленекский РЭС	3,0	2,4	3,5	6,0	6,2
Среднеколымский РЭС	2,5	2,4	2,4	2,3	2,1
Чокурдахский РЭС	3,1	3	3,4	3,5	3,6
Эвено-Бытантайский РЭС	2,4	2,0	2,2	2,3	2,2
Янские ЭС	2,3	2,1	2,0	1,9	2,1
ПЦ Энергоучасток	0,3	2,9	2,9	2,6	2,9
ИТОГО в среднем	3,0	3,1	3,1	3,0	3,2
из них: в арктической зоне	3,0	2,9	3,0	3,0	3,3

Источник: технико-экономические показатели АО «Сахаэнерго» 2017-2021 гг.

Примечание – * Энергоисточники Алданского РЭС после 2019 г. переданы в подразделение ПЦ Энергоучасток.

ООО «Якутская генерирующая компания»

Доля расхода электроэнергии на собственные нужды от выработки на дизельных электростанциях ООО «ЯГК» в среднем имеет тенденцию снижения. Но по отдельным производственным участкам (Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный, База Джарджан) и энергоисточникам (ГПЭС с. Моркока МУАД) наблюдается существенное увеличение этого показателя (табл. 3.4.14).

В среднем по Арктической зоне также наблюдается снижение расхода электроэнергии на собственные нужды.

ПАО «Сургутнефтегаз»

Доля расхода электроэнергии на собственные нужды от выработки на электростанциях ПАО «Сургутнефтегаз» имеет тенденцию роста, особенно в 2021 г. относительно предыдущего (табл. 3.4.5).

Таблица 3.4.4 – Динамика расхода электроэнергии на собственные нужды в среднем относительно выработки электростанциями по участкам ООО «ЯГК», %

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год		
		2019	2020	2021
Анабарский, в среднем		2,9	2,2	3,1
в том числе:	Вахтовый поселок Хара-Мас	5,7	-	4,8
	Хара-Мас участки 1-2	0,7	-	-
	Эбелях участки 1-7	0,8	0,5	0,7
	Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный	3,7	3,9	6,1
	Эбелях Дорожники	12,1	8,5	5,3
	Притоки реки Биллях	6,1	-	-

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год		
		2019	2020	2021
	Вахтовый поселок Моргогор	3,5	3,1	2,8
	Верхний Моргогор	1,6	-	-
	Правобережье Моргогор 1-2	1,1	-	-
Оленекский, в среднем		9,1	9,1	8,5
в том числе:	Куонамка участки 1-5	0,5	0,3	0,5
	Вахтовый поселок Талахта	0,4	0,2	0,3
	УГОК Верхне-Мунская площадка	16,1	16,6	15,7
	ДЭС Небайбыт №2	-	-	1,2
Булунский, в среднем		3,7	3,3	3,2
в том числе:	Вахтовый поселок Верхнее Молодо	5,8	6,1	4,8
	Среднее Молодо участки 1-4	0,9	0,7	1,0
	База Джарджан	3,2	3,4	3,6
	База Приленск	-	-	-
Нюрбинский, в среднем		4,9	4,8	4,8
в том числе:	ДЭС НГОК Накынская площадка	4,9	4,8	4,8
Мирнинский, в среднем		13,3	17,1	21,7
в том числе:	ГПЭС с. Моркока (газ) МУАД	13,3	17,1	21,7
	ООО «АЛРОСА-Спецбурение»	-	-	-
Кобайский, в среднем		1,6	1,4	1,3
в том числе:	АО «Прогноз»	1,6	1,4	1,3
Алданский, в среднем		-	-	-
в том числе:	АО «Золото-Селигдара» участок «Лунное»	-	-	-
	АО «Золото-Селигдара» участок «Подголечный»	-	-	-
Усть-Янский, в среднем		-	-	0,5
в том числе:	Прииск «Кристалл»	-	-	0,5
Томпонский, в среднем		-	-	-
в том числе:	ГПМ Рудник «Верхне-Менкече»	-	-	-
Верхоянский, в среднем		-	-	1,0
в том числе:	ООО «Дальзолото»	-	-	1,0
ИТОГО в среднем		4,8	4,7	4,6
из них: в арктической зоне в среднем		5,5	5,6	4,8

Источник: Годовой технический отчет и технико-экономические показатели ООО «Якутская генерирующая компания» за 2019-2021 гг.

Таблица 3.4.5 – Динамика расхода электроэнергии на собственные нужды электростанциями ПАО «Сургутнефтегаз»

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Расход на собственные нужды, млн кВт·ч	22,9	23,2	24,3	25,3	30,7
Доля от выработки*, %	3,7	3,6	3,7	3,8	4,4

Источник: Формы 23-Н и 6-ТП ПАО «Сургутнефтегаз» за 2017-2021 гг.

Примечание – * Доля указана от выработки газотурбинной и газопоршневой станциями в соответствии с формами статистической отчетности.

Потребление топлива

Суммарный расход топлива электростанциями, эксплуатируемыми рассматриваемыми компаниями в децентрализованной зоне республики, в 2021 г. составил 542,5 тыс. т у.т. (таблица 3.4.6).

Таблица 3.4.6 – Расход топлива в зоне децентрализованного электроснабжения в 2021 г., тыс. т у. т.

Генерирующая компания	Всего	в том числе:			
		дизельное	нефть	газ	уголь
АО «Сахаэнерго», всего,	110,4	104,9	0,4	2,6	2,5
из них: в Арктической зоне	88,5	85,6	0,4	-	2,5
ООО «Якутская генерирующая компания» всего,	42,5	18,9	23,42	0,15	-
из них: в Арктической зоне	12,6	12,6	-	-	-
ПАО «Сургутнефтегаз»	370,9	н/д	-	370,9	
ПАО «ЯТЭК»	18,7	3,1	-	15,6	
Итого по генерирующим компаниям,	542,5	126,9	23,8	389,3	2,5
из них: в Арктической зоне	101,1	98,2	0,4	-	2,5

Источник: Составлено по данным АО «Сахаэнерго», ООО «ЯГК», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЯТЭК».

В Арктической зоне потребление топлива составило 18,6 процента. Структура потребления топлива в децентрализованной зоне, как и выработки электроэнергии, характеризуется преобладающей долей Талаканской ГТЭС.

Структура потребления топлива энергоисточниками рассматриваемых компаний в целом в децентрализованной зоне представлена на рис. 3.4.1.

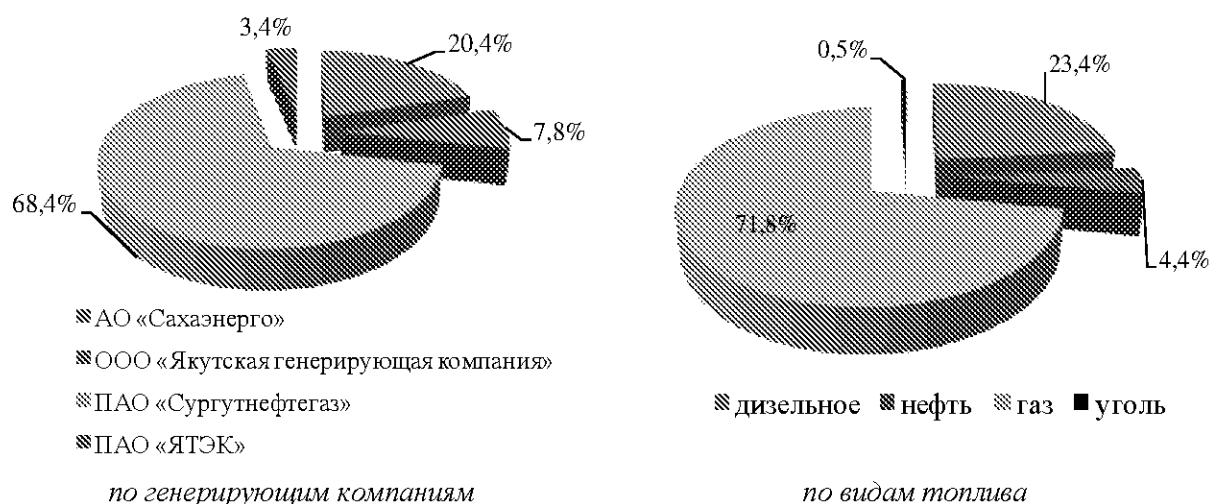


Рисунок 3.4.1– Структура потребления топлива электростанциями децентрализованной зоны электроснабжения

Наибольший объем топлива в соответствии с выработкой электроэнергии потребляется энергоисточниками ПАО «Сургутнефтегаз», преобладающим видом в структуре потребления топлива является газ.

АО «Сахаэнерго»

На электростанциях АО «Сахаэнерго» кроме дизельного топлива используются сырая нефть, каменный уголь и газ. Уголь сжигается на мини-ТЭЦ в п. Депутатский. Суммарная потребность в топливе электростанций АО «Сахаэнерго» в 2021 г. составила 110,4 тыс. т у. т., из них 95 процентов – дизельное топливо. Газ на цели энергетики используется только на ДЭС в Кобяйских ЭС, нефть в незначительных объемах – Булунских ЭС.

В соответствии с выработкой электрической энергии наибольшие объемы потребления топлива на энергоисточниках АО «Сахаэнерго» приходятся на Булунские, Верхоянские и Янские ЭС (табл. 3.4.7). Основной объем топлива (80 процентов) потребляется на электростанциях Арктической зоны.

Таблица 3.4.7 – Расход топлива на производство электроэнергии электростанциями подразделений АО «Сахаэнерго», тыс. т у. т. (состояние 2021 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Всего	в том числе по видам:			
		дизельное	нефть	газ	уголь
Анабарский РЭС	4,7	4,7	-	-	-
Белогорский РЭС	4,6	4,6	-	-	-
Булунские ЭС	13,5	13,1	0,4	-	-
Верхоянские ЭС	13,4	13,4	-	-	-
Жиганский РЭС	5,5	5,5	-	-	-
Зырянский РЭС	7,4	7,4	-	-	-
Кобяйские ЭС	9,3	6,7	-	2,6	-
Момский РЭС	4,7	4,7	-	-	-
Нижнеколымский РЭС	3,4	3,4	-	-	-
Оймяконский РЭС	4,9	4,9	-	-	-
Олекминский РЭС	3,9	3,9	-	-	-
Оленекский РЭС	4,5	4,5	-	-	-
Среднеколымский РЭС	8,1	8,1	-	-	-
Чоккурдахский РЭС	3,4	3,4	-	-	-
Эвено-Бытантайский РЭС	2,1	2,1	-	-	-
Янские ЭС*	13,0	10,5	-	-	2,5
ПЦ Энергоучасток	3,8	3,8	-	-	-
ИТОГО	110,4	104,9	0,4	2,6	2,5
из них в арктической зоне	88,5	85,6	0,4	-	2,5

Источник: технико-экономические показатели АО «Сахаэнерго» 2021 г.

Примечание: на Депутатской ТЭЦ учтен расход топлива только на выработку электроэнергии.

ООО «Якутская генерирующая компания»

Суммарный расход топлива электростанциями ООО «ЯГК» в 2021 г. составил 42,5 тыс. т у. т., из которых около 30 процентов потребляется в Арктической зоне (таблица 3.4.8). Из всего объема топлива на нефть приходится более 55 процентов, на дизельное – 44,5 процента. Газ используется в незначительном количестве – 0,4 процента. В Арктической зоне используется только дизельное топливо.

Таблица 3.4.8 – Расход топлива электростанциями ООО «ЯГК», тыс. т у.т. (состояние 2021 г.)

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Всего	в том числе по видам:		
			дизельное	нефть	газ
Анабарский, всего		1,52	1,52	-	-
в том числе:	Вахтовый поселок Хара-Мас	0,13	0,13	-	-
	Хара-Мас участки 1-2	-	-	-	-
	Эбеляхучастки 1-7	0,38	0,38	-	-
	Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный	0,37	0,37	-	-
	Эбелях Дорожники	0,07	0,07	-	-
	Притоки реки Биллях	-	-	-	-
	Вахтовый поселок Моргогор	0,57	0,57	-	-
	Верхний Моргогор	-	-	-	-

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Всего	в том числе по видам:		
			дизельное	нефть	газ
	Правобережье Моргогор 1-2	-	-	-	-
Оленекский, всего		5,37	2,97	2,4	-
в том числе:	Куонамка участки 1-5	1,35	1,35	-	-
	Вахтовый поселок Талахта	1,02	1,02	-	-
	УТОК Верхне-Мунская площадка	2,91	0,51	2,4	-
	ДЭС Небайбыт №2	0,09	0,09	-	-
Булунский, всего		2,34	2,34	-	-
в том числе:	Вахтовый поселок Верхнее Молодо	1,15	1,15	-	-
	Среднее Молодо участки 1-4	0,89	0,89	-	-
	База Джарджан	0,14	0,14	-	-
	База Приленск	0,16	0,16	-	-
Нюрбинский, всего		21,44	0,42	21,02	-
в том числе:	ДЭС НГОК Накынская площадка	21,44	0,42	21,02	-
Мирнинский, всего		0,63	0,48		0,15
в том числе:	ГПЭС с. Моркока МУАД	-	-		0,15
	ООО «АЛРОСА-Спецбурение»	0,48	0,48		-
Кобяйский, всего		3,76	3,76	-	-
в том числе:	АО «Прогноз»	3,76	3,76	-	-
Алданский, всего		3,45	3,45	-	-
в том числе:	АО «Золото-Селигдара» участок «Лунное»	2,21	2,21	-	-
	АО «Золото-Селигдара» участок «Подголецный»	1,23	1,23	-	-
Усть-Янский, всего		2,33	2,33	-	-
в том числе:	Прииск «Кристалл»	2,33	2,33	-	-
Томпонский, всего		0,63	0,63	-	-
в том числе:	ГПМ Рудник «Верхне-Менкече»	0,63	0,63	-	-
Верхоянский, всего		1,00	1,00	-	-
в том числе:	ООО «Дальзолото»	1,00	1,00	-	-
ИТОГО		42,47	18,9	23,42	0,15
из них: в арктической зоне		12,56	12,56	-	-

Источник: технико-экономические показатели и формы 6-ТП ООО «Якутская генерирующая компания» 2021 г.

ПАО «Сургутнефтегаз»

Расход попутного газа на электростанциях ПАО «Сургутнефтегаз» в 2021 г. составил 370,9 тыс. т у. т., что на 6,7 процента больше предыдущего года (табл. 3.4.9). Из всего объема расходуемого топлива на дизельное приходится не более 1,5 процента.

Таблица 3.4.9 – Расход топлива электростанциями ПАО «Сургутнефтегаз», тыс. т у.т.

Тип электростанции	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Попутный газ	328,1	333,1	328,4	347,4	370,9
Дизельное топливо	5,2	4,3	2,3	н/д	н/д
ИТОГО	333,3	337,4	330,7	347,4	370,9

Источник: Формы 6-ТП ПАО «Сургутнефтегаз» за 2017-2021 гг.

ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания»

Суммарный расход топлива на электростанциях ПАО «ЯТЭК» в 2021 г. составил 18,7 тыс. т у. т., что на 6,3 процента больше предыдущего года

(табл. 3.4.10). Из всего объема расходуемого топлива на дизельное приходится менее 18 процентов.

Таблица 3.4.10 – Расход топлива электростанциями ПАО «ЯТЭК», тыс. т у. т.

Тип электростанции	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Природный газ	13,1	н/д	14,1	14,5	15,6
Дизельное топливо	-	-	-	3,1	3,1
ИТОГО	13,1	н/д	14,1	17,6	18,7

Источник: Данные ПАО «ЯТЭК» за 2017-2021 гг.

3.4.1.2 Электросетевые объекты

Линии электропередачи

Линии электропередачи зоны децентрализованного электроснабжения Республики Саха (Якутия) стоят на балансе компаний: АО «Сахаэнерго», ПАО «Сургутнефтегаз» и ООО «Якутская генерирующая компания».

Суммарная протяженность линий электропередачи в зоне децентрализованного электроснабжения республики составляет 1902,2 км (табл. 3.4.11), из них в Арктической зоне 608,7 км, в основном находящиеся на балансе АО «Сахаэнерго».

Таблица 3.4.11 – Протяженность ЛЭП в децентрализованной зоне электроснабжения Республики Саха (Якутия), км (состояние 2021 г.)

Электросетевая компания	Класс напряжения, кВ				Всего
	6	10	35	110	
АО «Сахаэнерго», всего	482,2	299,6	-	-	781,8
из них: в Арктической зоне	420,9	149,2			570,1
ООО «ЯГК», всего	50,4	-	-	-	50,4
из них: в Арктической зоне	38,6	-	-	-	38,6
ПАО «Сургутнефтегаз»	861,7*		168,0	40,3	1070,0
Итого, км	1693,9		168,0	40,3	1902,2
из них: в Арктической зоне	459,5	149,2			608,7

Источник: Составлено по данным АО «Сахаэнерго», ООО «ЯГК», ПАО «Сургутнефтегаз».

Примечание - * ЛЭП классов напряжения 0,4-6-10 кВ

Трансформаторные подстанции

В зоне децентрализованного электроснабжения Республики Саха (Якутия) находятся 1696 подстанций различных классов напряжения с суммарной установленной мощностью 1121,1 МВА (табл. 3.4.12), из них в Арктической зоне 663 трансформатора с суммарной установленной мощностью 230,8 МВА.

Таблица 3.4.12 – Количество и установленная мощность трансформаторов в децентрализованной зоне электроснабжения Республики Саха (Якутия)

Электросетевая компания	Количество, шт.	МВА
АО «Сахаэнерго»	906	270,6
ООО «ЯГК»	10	14,8
ПАО «Сургутнефтегаз»	780	835,7
Итого	1696	1121,1

Источник: Составлено по данным АО «Сахаэнерго», ООО «ЯГК», ПАО «Сургутнефтегаз».

АО «Сахаэнерго»

По состоянию на 2021 г. на обслуживании АО «Сахаэнерго» находится 906 трансформаторов с суммарной установленной мощностью 270,6 МВА (табл. 3.4.13). При этом из них 654 трансформатора находятся на территории Арктической зоны с суммарной установленной мощностью 219,1 МВА.

Таблица 3.4.13 – Характеристика трансформаторных подстанций, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» (состояние 2021 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Количество трансформаторов, шт.	Мощность, МВА
Анабарский РЭС	31	17,0
Белогорский РЭС	31	12,4
Булунские ЭС	87	33,8
Верхоянские ЭС	96	27,9
Жиганский РЭС	33	9,1
Зырянский РЭС	32	10,4
Кобяйские ЭС	90	18,7
Момский РЭС	29	8,1
Нижнеколымский РЭС	41	14,4
Оймяконский РЭС	45	10,9
Олекминский РЭС	50	9,6
Оленекский РЭС	33	7,6
Производственный центр	67	12,3
Среднеколымский РЭС	68	22,6
Чокурдахский РЭС	36	8,5
Эвено-Бытантайский РЭС	16	4,8
Янские ЭС	121	42,5
Итого	906	270,6
из них: в арктической зоне	654	219,1

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2021 г.

ООО «Якутская генерирующая компания»

На обслуживании ООО «Якутская генерирующая компания» находятся в эксплуатации 10 комплектных трансформаторных подстанций с суммарной установленной мощностью 14,8 МВА, из них в Арктической зоне 9 подстанций с суммарной установленной мощностью 11,7 МВА (78,4 процента) (табл. 3.4.14).

Таблица 3.4.14 – Характеристика трансформаторных подстанций ООО «ЯГК» (состояние 2021 г.)

Месторасположение	Количество ТП, шт.	Мощность, МВА
Участок Кристалл	9	11,7
ГПЭС Интер	1	3,1
Итого	10	14,8
Из них: в арктической зоне	9	11,7

Источник: Данные ООО «ЯГК» 2021 г.

ПАО «Сургутнефтегаз»

На обслуживании ПАО «Сургутнефтегаз» находятся в эксплуатации 780 подстанций различных классов напряжения с суммарной мощностью 835,7 МВА, из них 2 шт. (257 МВА) – 110 кВ, 15 шт. (233 МВА) – 35 кВ и 763 шт. (345,7 МВА) – 0,4-6-10 кВ (табл. 3.4.15).

Таблица 3.4.15 – Мощность трансформаторных подстанций 35-110 кВ ПАО «Сургутнефтегаз», МВА (состояние 2021 г.)

Показатель	Класс напряжения, кВ			Всего
	0,4-6-10	35	110	
Мощность, МВА	345,7	233	257	835,7
Количество	763	15	2	780

Источник: Данные ПАО «Сургутнефтегаз» 2021 г.

Потери в электрических сетях

Важной проблемой электроснабжения являются потери в электрических сетях, приводящие к необходимости увеличения выработки энергии, и, соответственно, перерасходу топлива.

Потери электроэнергии в электрических сетях по подразделениям АО «Сахаэнерго» в 2021 г. составляли от 10,6 до 23,4 процента (табл. 3.4.16).

Таблица 3.4.16 – Потери электроэнергии в электрических сетях, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго», %

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год	
	2020	2021
Анабарский РЭС	11,6	15,0
Белогорский РЭС	14,3	13,5
Булунские ЭС	10,6	10,6
Верхоянские ЭС	16,7	14,6
Жиганский РЭС	13,9	13,1
Зырянский РЭС	21,0	21,5
Кобяйские ЭС	15,3	13,9
Момский РЭС	14,5	13,0
Нижнеколымский РЭС	21,2	23,4
Оймяконский РЭС	14,6	14,2
Олекминский РЭС	14,9	15,5
Оленекский РЭС	13,6	14,2
Производственный центр	14,4	12,9
Среднеколымский РЭС	13,5	14,7
Чокурдахский РЭС	13,1	12,4

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год	
	2020	2021
Эвено-Бытантайский РЭС	11,1	13,9
Янские ЭС	15,5	14,4

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2020-2021 гг.

Сравнительно высокие значения потерь в Нижнеколымском РЭС (23,4 процента) и Зырянском РЭС (21,5 процента), наименьшие – в Булунских ЭС (10,6 процента). В 9 из 17 подразделений произошло снижение потерь относительно 2020 г. (рис. 3.4.2). Наибольшее снижение потерь зафиксировано в Верхоянских ЭС (-2,1 процента), а наибольшее увеличение – в Анабарском РЭС (+3,4 процента).

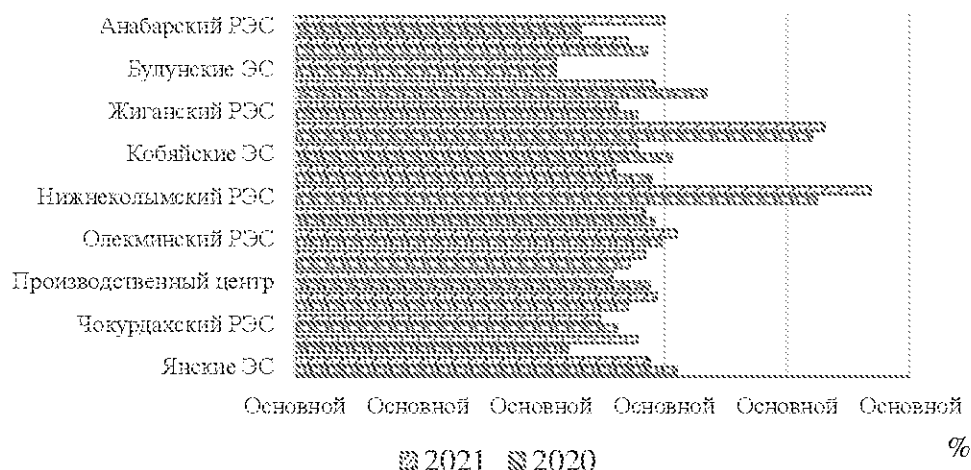


Рисунок 3.4.2 – Динамика изменения потерь в сетях по подразделениям АО «Сахаэнерго» за 2020-2021 гг.

3.4.1.3 Перечень «узких мест» в электроэнергетике децентрализованной зоны республики

В электроэнергетике децентрализованной зоны, как и всей республики, «узкие места», в основном, связаны с техническим состоянием генерирующего оборудования и электросетевого хозяйства – это физическое и моральное старение, что обуславливает не только увеличение расхода топлива, но и повышение риска аварийных ситуаций.

Техническое состояние электростанций

АО «Сахаэнерго»

Всего в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго» нормативный ресурс по наработке с начала эксплуатации превысили 31 процент суммарной установленной мощности дизельных агрегатов. В подавляющем большинстве износ генерирующего оборудования по наработанному моторесурсу наблюдается у агрегатов, установленных в 80-90-х годах, небольшое количество (5 процентов) агрегатов с выработанным моторесурсом, установленных после 2000 г.

В Арктической зоне в целом превышен нормативный ресурс 32 процентов установленной мощности агрегатов ДЭС.

Значительное количество таких агрегатов находится в Белогорском РЭС (52 процентов установленной мощности), Зырянском и Чокурдахском РЭС – более 80

процентов установленной мощности функционируют с превышением нормативного значения моторесурса. Немногим менее 50 процентов таких агрегатов имеется в Жиганском РЭС и Кобяйских ЭС. В Эвено-Бытантайском РЭС такие агрегаты отсутствуют (рис. 3.4.3).

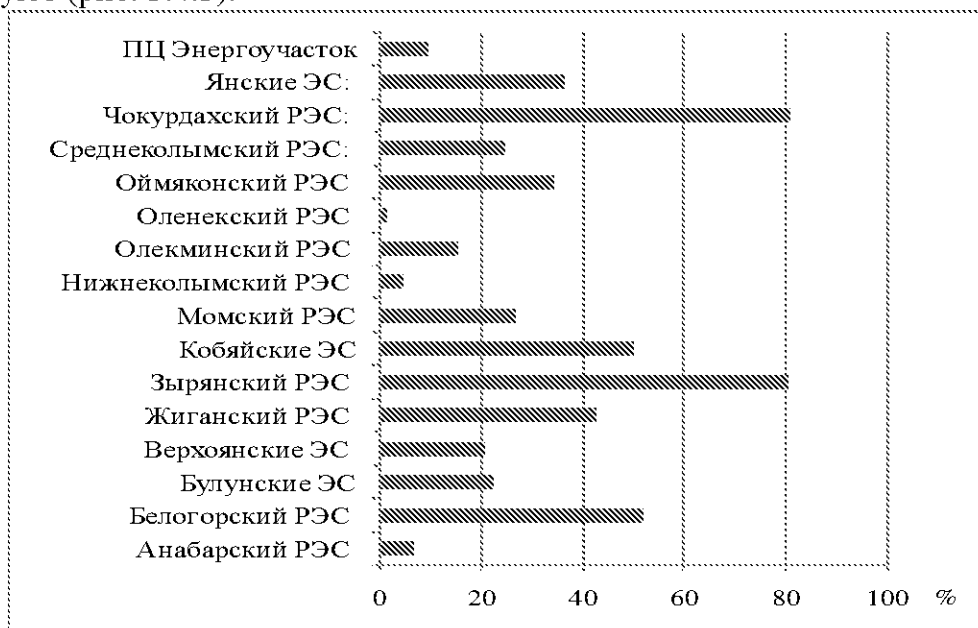


Рисунок 3.4.3 – Процентное отношение мощности агрегатов, превысивших нормативный ресурс эксплуатации, к суммарной мощности по подразделениям АО «Сахаэнерго»

В Белогорском РЭС на ДЭС в п. Белая Гора только 2 из 9 агрегатов не превышают нормативный ресурс; суммарная мощность оставшихся агрегатов составляет 82 процента. В с. Оттох-Атах 53 процента установленной мощности агрегатов превысили ресурс эксплуатации.

В Зырянском РЭС в с. Усун-Кюэль и п. Угольное все агрегаты на ДЭС работают с превышением нормативного ресурса. На ДЭС в п. Зырянка этот показатель превышен на 8 агрегатах из 10, что составляет 79 процентов установленной мощности ДЭС, у оставшихся агрегатов моторесурс выработан на 96 процентов. В с. Утая все агрегаты выработали моторесурс на 88 процентов.

В Булунских ЭС несмотря на то, что в среднем выработка по моторесурсу составляет 22 процента, на ДЭС в п. Таймылыр этот показатель превышает 83 процента. В п. Кюсюр наработка на всех агрегатах ДЭС составляет 94 процента.

В Кобяйских ЭС худшие условия наблюдаются в п. Сангар и с. Кобяй – 70 и 53 процента соответственно. На ДЭС в сс. Чагда – 66 процентов и Тыайа – 58 процентов установленной мощности моторесурс агрегатов превышен более чем на 80 процентов.

Высокий износ оборудования (более 100 процентов) отмечается на ДЭС:

- с. Мачах – 71,7 процента (Верхоянские ЭС);
- с. Жиганск – 50 процентов (Жиганский РЭС);
- с. Олом – 100 процентов, с. Мача – 77 процентов, с. Хамра – 69 процентов, с. Натора – 67 процентов (Олекминский РЭС);
- с. Куйдусун – 100 процентов (Оймяконский РЭС);
- ДЭС с. Сылгы-Ытар – 100 процентов (Среднеколымский РЭС);
- ДЭС с. Эбях – 54 процента (Среднеколымский РЭС);

ДЭС п. Чокурдах – 100 процентов (Чокурдахский РЭС);
 ДЭС с. Казачье – 53 процента, п. Нижнеянк – 60 процентов, п. Усть-Куйга – 88 процентов (Янские ЭС).

Более 80 процентов выработанного моторесурса наблюдается на ДЭС:

с. Хайысардах – 100 процентов (Верхоянские ЭС);
 с. Куду-Кюель – 71 процент, с. Даппарай – 53 процента (Олекминский РЭС);
 с. Чкалово – 51 процент (Чокурдахский РЭС);
 с. Сайылык – 76 процентов, п. Нижнеянк – 67 процентов (Янские ЭС).

ООО «Якутская генерирующая компания»

На большей части ДЭС ООО «ЯГК» функционируют агрегаты 2014–2016 годов ввода и позднее. Только на ДЭС НГОК Накынская площадка агрегаты введены в эксплуатацию с 2003 г. и имеют более 70 тыс. наработанных моточасов.

ПАО «Сургутнефтегаз»

Год ввода генерирующих объектов ПАО «Сургутнефтегаз» не ранее 2005 г., все агрегаты находятся в рамках нормативного ресурса эксплуатации.

Техническое состояние электросетевых объектов

Линии электропередачи

В таблице 3.4.17 представлена возрастная структура воздушных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго» по состоянию на 2021 г.

Таблица 3.4.17 – Возрастная структура воздушных линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» (состояние 2021 г.), %

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Напряжение, кВ	Срок службы, лет		
		до 25	от 25 до 40	более 40
Анабарский РЭС	10	96,3	3,7	-
Белогорский РЭС	6	100,0	-	-
	10	74,0	-	26,0
Булунские ЭС	6	100,0	-	-
	10	100,0	-	-
Верхоянские ЭС	6	94,0	-	6,0
	10	100,0	-	-
Жиганский РЭС	6	97,1	2,9	-
Зырянский РЭС	6	86,8	2,7	10,5
	10	100,0	-	-
Кобяйские ЭС	6	100,0	-	-
	10	66,2	9,4	22,4
Момский РЭС	6	66,7	7,3	26,0
	10	46,8	-	53,2
Нижнеколымский РЭС	6	49,2	-	50,8
	10	100,0	-	-
Оймяконский РЭС	6	28,7	-	71,3
	10	17,4	-	82,6
Олекминский РЭС	6	62,6	37,4	-
	10	91,3	3,7	5,0
Оленекский РЭС	6	100,0	-	-
	10	96,8	-	3,2

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Напряжение, кВ	Срок службы, лет		
		до 25	от 25 до 40	более 40
Производственный центр	6	100,0	-	-
	10	83,2	11,5	5,3
Среднеколымский РЭС	6	100,0	-	-
	10	41,9	5,9	52,3
Чокурдахский РЭС	6	17,3	69,4	13,4
Эвено-Бытантайский РЭС	10	100,0	-	-
Янские ЭС	6	16,5	65,1	18,4
Итого по АО «Сахаэнерго»	6	57,2	27,6	15,2
	10	64,9	7,1	26,4
в т.ч. по арктической зоне	6	54,8	31,4	13,8
	10	64,7	2,0	33,3

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2021 г.

На рис. 3.4.4 представлена возрастная структура воздушных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго», без деления на классы напряжения. Наибольшая протяженность воздушных линий подразделений АО «Сахаэнерго», превысивших предельный срок эксплуатации, относится к Оймяконскому РЭС, Янским ЭС, Момскому РЭС, Среднеколымскому РЭС и Нижнеколымскому РЭС.

Большая протяженность воздушных линий электропередачи, находящихся в эксплуатации более 25 лет, характерна для Янских ЭС.

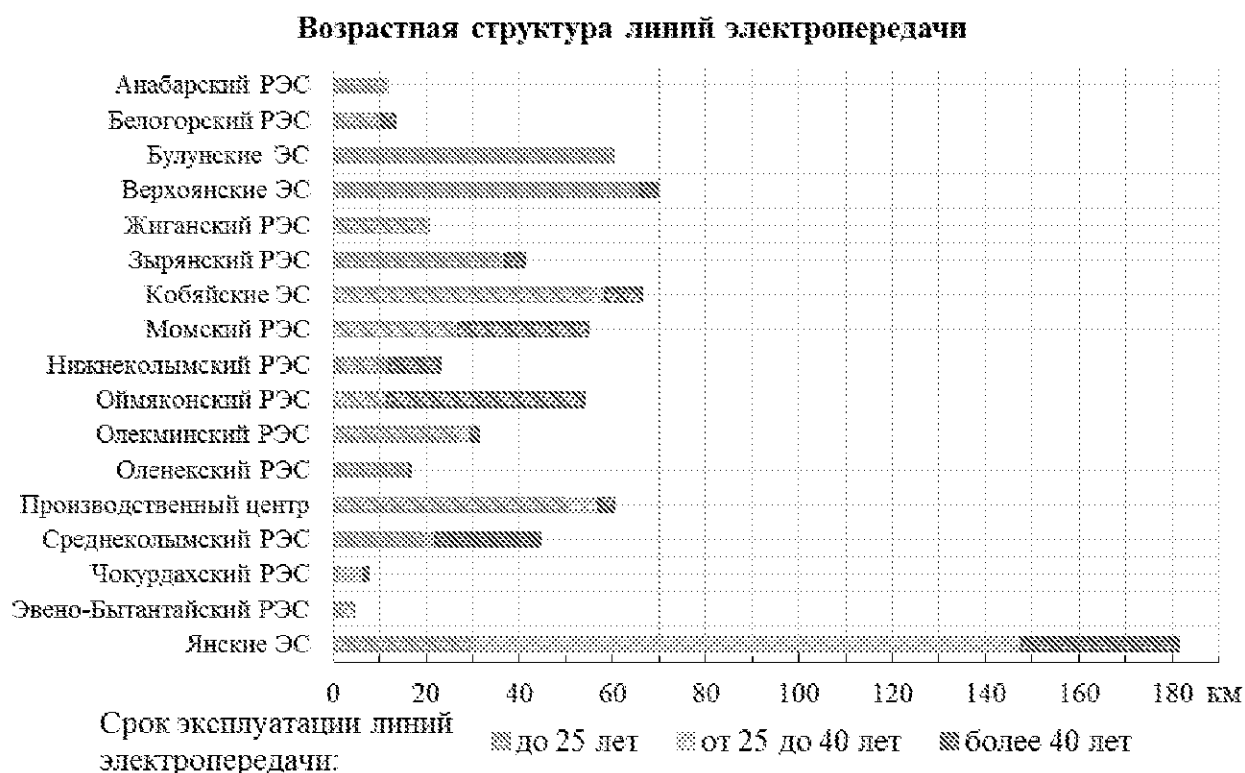


Рисунок 3.4.4 – Возрастная структура воздушных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго»

Превышение предельного срока эксплуатации ВЛ (40 лет) наблюдается у 161,6 км ВЛ (из них 107,1 км в Арктической зоне) или 21,2 процента от протяженности всех ВЛ 6-10 кВ АО «Сахаэнерго». Из них 70,2 км (43,5 процента)

приходится на ВЛ 6 кВ и 91,4 км (56,5 процента) на ВЛ 10 кВ. Изменение этих оценок в сравнении с 2020 г. представлено на рис 3.4.5.

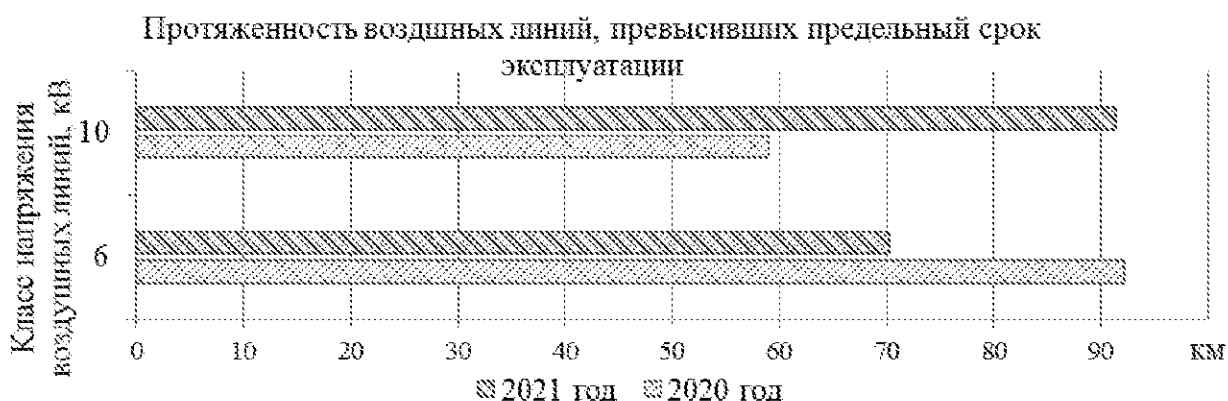


Рисунок 3.4.5 – Изменение оценок протяженности воздушных линий, превысивших предельный срок эксплуатации

Наиболее остро проблема изношенности воздушных линий электропередачи, превысивших срок эксплуатации 40 лет, стоит в следующих населенных пунктах:

- 100 процентов сетей 10 кВ в с. Чкалов Производственного центра;
- 100 процентов сетей 6 кВ в с. Оймякон Оймяконского РЭС;
- 92,6 сетей 10 кВ в с. Куйдусун Оймяконского РЭС;
- 78,1 процента сетей 10 кВ в г. Среднеколымск Среднеколымского РЭС;
- 76,2 процента сетей 6 кВ в пгт Нижнеянк Янских ЭС;
- 56,3 процента сетей 10 кВ и 27,5 процента сетей 6 кВ, (суммарно 51 процент) в с. Хонуу (Мома) Момского РЭС;
- 53 процента сетей 6 кВ в п. Черский Нижнеколымского РЭС;
- 49,3 процента сетей 6 кВ в пгт Усть-Куйга Янских ЭС
- 48,7 процента сетей 10 кВ в п. Чапаево Олекминского РЭС
- 38,8 процента сетей 10 кВ в пгт Белая Гора Белогорского РЭС;

Кабельные линии (КЛ) АО «Сахаэнерго» напряжения 6 кВ, общей протяженностью 20,4 км, обслуживаются в Булунских ЭС.

При этом 15 кабельных линий в п. Тикси и 4 КЛ п. Тикси-3 общей протяженностью 9,6 км имеют срок службы менее 25 лет.

28 кабельных линий общей протяженностью 10,8 км в п. Тикси не имеют данных года ввода в эксплуатацию, что не позволяет выполнить достоверный анализ по сроку службы.

В таблице 3.4.18 представлена возрастная структура кабельных линий электропередачи по классам напряжения по подразделениям АО «Сахаэнерго».

Таблица 3.4.18 – Возрастная структура кабельных линий, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» (состояние 2021 г.), %

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Напряжение, кВ	Срок службы, лет		
		до 25	от 25 до 40	более 40
Булунские ЭС				
Тикси	6	37,2**	н/д*	н/д*
Тикси-3	6	100	0	0

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2021 г.

Примечание - * Нет данных о сроке ввода 28 КЛ 6 кВ; ** - доля КЛ с указанными сроками ввода в эксплуатацию (без учета н/д)

Трансформаторные подстанции

Во всех подразделениях АО «Сахаэнерго» имеются трансформаторы, выработавшие нормативный ресурс. На рис. 3.4.6 представлено процентное отношение мощности трансформаторов, выработавших ресурс, к суммарной мощности по подразделениям АО «Сахаэнерго».

В шести подразделениях АО «Сахаэнерго» более 60 процентов установленной мощности трансформаторов превысило нормативный ресурс. В Момском РЭС и Производственном центре этот показатель превышает 30 процентов.

Наихудшее состояние имеют трансформаторные подстанции в с. Таймылыр, с. Намы (Булунские ЭС), с. Кыстатым (Жиганский РЭС), с. Угольное (Зырянский РЭС), нп. Тяня, с. Натора, с. Турукта (Оймяконский РЭС) с. Аргахта, с. Эбях (Среднеколымский РЭС), пгт. Усть-Куйга (Янские ЭС), где наработанный ресурс превысил нормативный у всех установленных трансформаторов.

Более 80 процентов установленной мощности трансформаторов имеет выработанный ресурс в пгт. Белая Гора (Белогорский РЭС) и п. Тикси (Булунские ЭС), пгт. Депутатский, пгт. Нижнеянск (Янские ЭС).

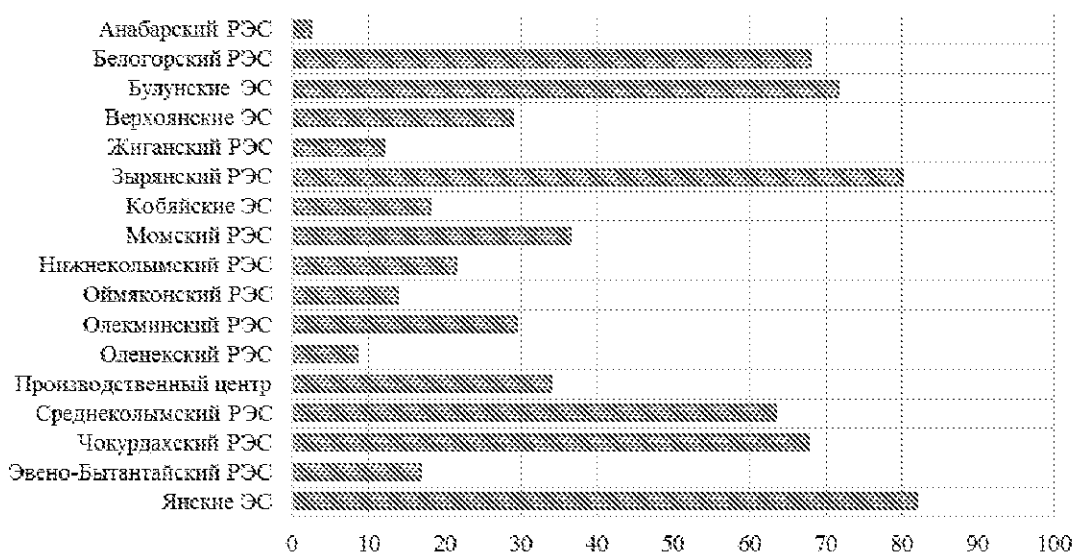


Рисунок 3.4.6 – Процентное отношение мощности трансформаторных подстанций, отработавших нормативный ресурс эксплуатации, к суммарной мощности трансформаторов по подразделениям АО «Сахаэнерго»

От 50 до 80 процентов установленной мощности трансформаторов функционирует с превышением нормативного ресурса в с. Сяганнах (Белогорский РЭС), п. Тикси-3, Найба (Булунские ЭС), с. Сайды (Верхоянские ЭС), нп. Зырянка (Зырянский РЭС) с. Сасыр (Момский РЭС), п. Токко (Олекминский РЭС), п. Усть-Миль, с. Тойон-Ары, с. Чагда (Производственный центр) г. Среднеколымск (Среднеколымский РЭС), п. Чоккурдах, с. Оленегорск (Чоккурдахский РЭС).

Одной из значимых проблем, связанных с аварийным состоянием электрических сетей, является необходимость обеспечения поселка Черский Нижнеколымского улуса собственной генерацией.

В настоящее время электроснабжение п. Черский осуществляется от подстанции 110/6 кВ Черский по воздушной линии напряжением 110 кВ Билибинская АЭС – Встречный – Черский, протяженностью 224,7 км. Линия находится на балансе и обслуживается АО «Чукотэнерго», имеет одноцепное исполнение на деревянных опорах. Опоры в количестве 1085 шт., 1970 г. исполнения. Срок эксплуатации линии составляет более 50 лет.

В связи с высоким износом линия ее эксплуатация характеризуется частыми плановыми и аварийными отключениями. На участке линии Встречный-Черский в течение 2021 г. было 11 плановых отключения суммарной длительностью 533 часа, продолжительность внеплановых и аварийных ремонтов составила 36 суток. Аварийно-восстановительные работы характеризуются высокой сложностью, обусловленной суровыми климатическими условиями, использованием специальной техники – вездеходов, болотоходов. Мероприятия, касающиеся выполнения работ на ВЛ 110 Встречный-Черский и ПС 110 кВ «Черский», не предусмотрены в инвестиционной программе АО «Чукотэнерго».

Для повышения надежности электроснабжения потребителей п. Черский планируется увеличение установленной мощности ДЭС п. Черский до 15,5 МВт к концу 2024 г. и отключение ЛЭП 110 кВ Встречный–Черский протяженностью 224,7 км от Чаун-Билибинского энергоузла с 01.01.2025.

ООО «Якутская генерирующая компания»

Линии электропередачи ООО «ЯГК» характеризуются малым износом, так как введены в эксплуатацию в 2018–2019 гг. Трансформаторы ООО «ЯГК» введены в эксплуатацию не ранее 2019 г.

ПАО «Сургутнефтегаз»

Срок эксплуатации линий электропередачи ПАО «Сургутнефтегаз» менее 25 лет, год ввода не ранее 2005 г. Все трансформаторные подстанции ПАО «Сургутнефтегаз» находятся в рамках нормативного ресурса эксплуатации, т.к. самый ранний ввод подстанции в эксплуатацию приходится на 2005 г.

Проблемы топливоснабжения

В силу удаленности, труднодоступности и рассредоточенности децентрализованных потребителей по территории, а также отсутствия транспортной инфраструктуры круглогодичного действия основные проблемы топливоснабжения заключаются в сложности его доставки до потребителей.

В период навигации ресурсы доставляются до опорных пунктов (нефтебазы АО «Саханефтегазбыт» и др., угольные склады) для хранения до открытия автозимников.

В период функционирования автозимников ресурсы с опорных нефтебаз доставляются автомобильным транспортом до конечных пунктов назначения.

Систематически нестабильная гидрологическая обстановка, связанная с изменениями уровня воды на устьях реки Яна, приводит к возникновению затруднительного положения по доставке грузов до опорных пунктов в период навигации, которая обусловлена нехваткой объемов работ по дноуглублению на труднопроходимых участках реки.

В связи с дефицитом специальной дорожной техники на местах регулярно происходят проблемы по содержанию автодорог, обеспечивающих прохождение большегрузной техники, вследствие чего возникают сложные ситуации по доставке грузов в период автозимника. А также, с возможными неблагоприятными погодными условиями на местах могут значительно сократиться сроки автозимников, что может повлиять на доставку грузов в полном объеме.

Таким образом, учитывая ограниченные сроки функционирования навигации (май-сентябрь), автозимника (январь-март), в случае несвоевременного открытия речной/морской обстановки, открытия проезда по дорогам существуют риски недоставки грузов до пунктов.

Проблемой является и дефицит нефтеналивного флота на р. Яна для доставки нефтепродуктов на участке Усть-Куйга – Батагай, низкие уровни воды на баровых участках арктических рек Яна, Индигирка.

В арктических районах республики проблемы топливоснабжения еще более обостряются из-за суровых климатических особенности и сложной транспортной логистики.

Для минимизации данных рисков необходимо обеспечение своевременного открытия речной/морской обстановки и открытия проезда для грузового транспорта, а также проведение дноуглубительных работ на вышеуказанных реках и модернизация транспортной инфраструктуры.

Вместе с тем, рост стоимости нефтепродуктов и каменного угля, закупаемого для выработки электроэнергии в 2022 г., составляет: по дизельному топливу ориентировочно 25-30 процентов и не менее 50 процентов по каменному углю по отношению к цене топливно-энергетических ресурсов, закупленных в навигацию 2021 г.

Следует рассмотреть возможность выделения кредитных ресурсов на льготных условиях для закупки и доставки топливно-энергетических ресурсов, поставляемых для выработки электро- и теплоэнергии.

В связи с ежегодным ростом стоимости нефти и дизельного топлива надлежит рассмотреть перевод на газ объектов энергоснабжения промышленных потребителей Накынского рудного поля АК «АЛРОСА» (ПАО).

В данное время электроснабжение потребителей Накынского рудного поля АК «АЛРОСА» (ПАО) осуществляется от нефтедизельной электростанции Wartsila в п. Накын, работающей на дорогостоящей привозной нефти и дизельном топливе.

Решением данной проблемы может служить перевод объектов тепло- и электроснабжения основной производственной площадки Нюрбинского ГОК на газ Средне-Тюнгского газоконденсатного месторождения (АО СТНГ РС (Я)).

Для реализации данного мероприятия необходимо строительство в 2023–2025 гг. газопровода максимальной длиной 170 км и предварительным диаметром ДУ 150 мм и газопоршневой электростанции на 13,6 МВт на Накынской производственной площадке.

В целях снижения использования экономически неэффективного дорогостоящего дизельного топлива и снижения выбросов, а также для сокращения зоны децентрализованного энергоснабжения РС(Я) необходимо перевести на централизованное энергоснабжение населенные пункты: Теплый ключ, Развилка Томпонского района и Хамра Ленского района, находящиеся в непосредственной близости от ВЛ ПАО «Якутскэнерго».

1. Населенный пункт Теплый Ключ Томпонского района (717 чел.) расположен на расстоянии 1 км от ВЛ 110 кВ (ЦЭС ПАО «Якутскэнерго»). Для подключения к ВЛ необходимо установить понижающий трансформатор 110/6 кВ мощностью 1600 кВА и выполнить отпайку ВЛ-6 кВ протяженностью около 1 км. Здание ДЭС 1971 г. постройки. На ДЭС установлено 6 ед. дизель-генераторов (1974–2021 гг. выпуска), установленной мощностью 2 690 кВт, максимальная зимняя нагрузка составляет 840 кВт. За 2021 г. произведено электрической энергии 4215 кВт·ч, расход ГСМ составил – 1 202 т дизельного топлива. Предложенный вариант требует решения в рамках процедуры технического присоединения.

2. Населенный пункт Развилка Томпонского района (прописано 73 чел., фактически проживает 10 чел.) расположен на расстоянии менее 1 км от ВЛ 110 кВ «Хандыга-Нежданнинская» (ЦЭС ПАО «Якутскэнерго»). Для подключения к ВЛ необходимо установить понижающий трансформатор 110/6 кВ и выполнить отпайку ВЛ-6 кВ протяженностью около 1 км. Здание ДЭС 1979 года постройки. На ДЭС установлено 4 ед. дизель-генераторов (2010–2014 гг. выпуска), установленной мощностью 430 кВт, максимальная зимняя нагрузка составляет 60 кВт. За 2021 г. произведено электрической энергии 322 кВт·ч, расход ГСМ составил – 113 т дизельного топлива. Предложенный вариант требует решения в рамках процедуры технического присоединения.

3. Населенный пункт с. Хамра Ленского района. (392 чел.) расположен на расстоянии 5 км от ВЛ 10 кВ (ЗЭС ПАО «Якутскэнерго»). Для подключения к ВЛ необходимо установить понижающий трансформатор 10/0,4 кВ мощностью 400 кВА и выполнить отпайку ВЛ-10 кВ протяженностью около 5 км. Здание ДЭС 1976 года постройки. На ДЭС установлено 4 ед. дизель-генераторов (2021 г. выпуска), установленной мощностью 240 кВт, максимальная зимняя нагрузка составляет 58 кВт. За 2021 г. произведено электрической энергии 202 кВт·ч, расход ГСМ составил – 81 тонну дизельного топлива. Предложенный вариант требует решения в рамках процедуры технического присоединения.

4. Населенный пункт с. Сутороха Абыйского района. (428 чел.). Здание ДЭС 2004 г. постройки. На ДЭС установлено 4 ед. дизель-генераторов (2014–2021 гг. выпуска), с установленной мощностью 480 кВт, максимальная зимняя нагрузка составляет 162 кВт. За 2021 г. произведено электрической энергии 395 кВт·ч, расход ГСМ составил – 122 т дизельного топлива. Ежегодно в период ледостава реки (ориентировочно с ноября по май) для энергоснабжения села возводится ледовый переход ВЛ 10 кВ от ДЭС п. Белая гора. Необходимо строительство воздушного перехода ЛЭП через р. Индигирка для постоянного энергоснабжения села. В 2013 г. разработан проект перехода ВЛ 10 кВ через р. Индигирка, согласно расчетам, для его осуществления необходимо 42 млн руб. (в ценах III кв. 2013 г.). Предложенный вариант требует решения в рамках процедуры технического присоединения.

3.4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности в зоне децентрализованного электроснабжения Республики Саха (Якутия).

Таблица 3.4.2.1 – Прогноз потребления электроэнергии в децентрализованной и изолированной зонах Республики Саха (Якутия), млн кВт.ч

Зона энергоснабжения	2022	2023	2024	2025	2026
ПАО "Сургутнефтегаз"	666,17	673,71	672,03	675,39	685,48
АО "Сахаэнерго", всего	246,00	251,00	253,44	255,89	258,39
в т.ч. Арктическая зона	199,70	204,18	206,36	208,55	210,78
ООО "Якутская генерирующая компания"	193,43	193,43	193,43	193,43	193,43
в т.ч. Арктическая зона	52,81	52,81	52,81	52,81	52,81
ПАО "Якутская топливно-энергетическая компания"	16,76	18,25	18,59	18,70	18,70
Всего, децентрализованная зона	1122,36	1136,39	1137,49	1143,41	1156,00
в т.ч. Арктическая зона	252,51	256,99	259,17	261,36	263,59
АО "Магаданэнерго"	230,01	234,61	239,30	244,09	248,97
АО "Чукотэнерго"	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
в т.ч. Арктическая зона	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Всего, зона снабжения изолированных энергосистем	243,51	248,11	252,80	257,59	262,47
в т.ч. Арктическая зона	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Всего, децентрализованная и изолированная зона	1365,87	1384,50	1390,29	1401,00	1418,47
в т.ч. Арктическая зона	266,01	270,49	272,67	274,86	277,09

Прогнозы потребности в электроэнергии в зонах обслуживания ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «Якутская генерирующая компания», ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания», АО «Магаданэнерго», АО «Чукотэнерго» подготовлены по сведениям, предоставленным самими энергоснабжающими организациями (табл. 3.4.2.1).

Прогноз потребности в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго» сформирован с учетом ретроспективной динамики, прогноза изменения численности населения и качественного анализа действующих технических условий и заявок на технологическое подключение к электрическим сетям АО «Сахаэнерго».

В целом, на рассматриваемый период ожидается рост потребления электроэнергии в децентрализованной и изолированной зонах на 3,8 процента.

Прогноз изменения максимума нагрузок на дизельных электростанциях АО «Сахаэнерго» рассчитан на основе сведений о выданных ТУ и заявок на технологическое подключение к электрическим сетям АО «Сахаэнерго», с учетом коэффициента реализации равного 0,2 (табл. 3.4.2.2).

Изменение максимума нагрузки в децентрализованной системе электроснабжения Талаканского НГКМ приведено в таблице 4.4.2.3. В рассматриваемый период ожидается рост максимума нагрузки на 2,8 процента. Рост обусловлен собственными нуждами ПАО «Сургутнефтегаз» на Талаканском НГКМ.

Таблица 3.4.2.2 – Прогноз изменения максимума нагрузок по электростанциям АО «Сахаэнерго», где имеются действующие ТУ и заявки на технологическое подключение к электрическим сетям АО «Сахаэнерго», кВт.

Наименование электростанции	Максимум нагрузки в 2020-2021 гг.	Ожидаемый прирост нагрузки	Ожидаемый максимум нагрузки
АДЭС Саскылах	1860	243,4	2103,36
АДЭС Юрюнг-Хая	1010,0	27,2	1037,2
ДЭС Белая Гора	1570,0	61,1	1631,1
АДЭС Куберганя	219,0	14,4	233,4
ДЭС Тикси	5558,0	72,0	5630,0
ДЭС Тикси-3	1270,0	0,0	1270,0
АДЭС Кюсюр	834,0	68,8	902,8
ДЭС Батагай	4218,0	145,5	4363,5
АДЭС Верхоянск	860,0	132,8	992,8
АДЭС Табалах	371,0	3,0	374,0
АДЭС Сайды	196,0	6,6	196,6
ДЭС Бетенкес	260,0	33,0	293,0
АДЭС Юнкюр	225,0	4,2	229,2
АДЭС Дулгалах	160,0	0,0	155,0
ДЭС Столбы	126,0	8,3	134,3
АДЭС Борулах	200,0	29,0	229,0
ДЭС Жиганск	3210,0	76,0	3286,0
АДЭС Кыстатыам	211,0	19,8	230,8
ДЭС Зырянка	2960,0	565,2	3525,2
ДЭС Сангар	3400,0	91,9	3491,9
АДЭС Себян-Кюель	252,0	30,0	282,0
АДЭС Батамай	122,0	23,6	145,6
АДЭС Чагда	132,0	13,7	145,7
ДЭС Хонуу	1820,0	398,3	2218,3
АДЭС Кулун-Ельбют	104,0	46,0	150,0
ДЭС Сасыр	330,0	3,0	293,0
ДЭС Тюбелях	106,0	3,0	108,0
АДЭС Черский	3058,0	86,1	3144,1
АДЭС Колымское	465,0	5,0	470,0
АДЭС Андрюшкино	434,0	7,0	441,0
АДЭС Теплый Ключ	840,0	103,7	943,7
ДЭС Куйдусун	680,0	140,0	820,0
АДЭС Тополиное	391,0	46,0	437,0
АДЭС Орто-Балаган	180,0	2,2	182,2
АДЭС Оймякон	370,0	40,7	410,7
ДЭС Саньяхтах	277,0	54,5	331,5
ДЭС Хамра	58,0	10,0	68,0
АДЭС Дабан	121,0	4,0	125,0
ДЭС Натора	125,0	108,6	233,6
АДЭС Эйик	148,0	21,0	169,0
АДЭС Оленек	2760,0	191,5	2951,5
АДЭС Жилинда	325,0	29,0	354,0
АДЭС Лекечен	218,0	2,5	220,5
АДЭС Кытыл-Дюра	148,0	3,8	151,8
ДЭС Тойон-Ары	66,0	18,0	84,0
АДЭС Синск	512,0	29,5	541,5
АДЭС Кутана	186,0	42,4	228,4
АДЭС Аргахта	201,0	26,2	227,2
АДЭС Сылгы-Ытар	204,0	28,0	232,0
АДЭС Березовка	225,0	8,0	233,0
ДЭС Среднеколымск	3150,0	19,6	3169,6
ДЭС Чокурдах	1660,0	180,0	1840,0
АДЭС Кустур	220,0	44,9	264,9
АДЭС Джаргалах	194,0	37,5	231,5

Наименование электростанции	Максимум нагрузки в 2020-2021 гг.	Ожидаемый прирост нагрузки	Ожидаемый максимум нагрузки
АДЭС Саккырыр	824,0	2,0	826,0
АДЭС Депутатский	3810,0	84,2	3894,2
ДЭС Усть-Куйга	1044,0	119,8	1109,8
ДЭС Нижнеянск	1080,0	152,0	1142,0
АДЭС Хайыр	212,0	30,8	242,8
ДЭС Казачье	745,0	4,0	749,0
ДЭС Сайылык	290,0	4,0	294,0

Таблица 3.4.2.3 – Прогноз изменения максимума нагрузок в децентрализованной системе электроснабжения Талаканского НГКМ (ПАО «Сургутнефтегаз»), кВт

	2022	2023	2024	2025	2026
Максимум нагрузки	108344	109553	109283	109822	111440
в т.ч. собственный максимум ПАО «Сургутнефтегаз»	76336	77545	77275	77814	79432
ожидаемый совмещенный максимум нагрузки сторонних потребителей	32008	32008	32008	32008	32008

ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания» прогнозирует рост максимума нагрузки с 3 МВт в 2021 г. до 3,5 МВт с 2023 года в связи с собственными производственными планами. Рост максимума нагрузки сторонних потребителей не ожидается.

ООО «Якутская генерирующая компания» не ожидает существенного изменения максимума нагрузок в зоне своего обслуживания.

3.4.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей и электросетевых объектов в децентрализованной зоне Республики Саха (Якутия)

3.4.3.1. Генерирующие источники

В рассматриваемой перспективе зона автономного электроснабжения сохранится в силу больших расстояний между населенными пунктами и слабой транспортной инфраструктуры, что не позволяют существенно расширять централизацию электроснабжения. Потребители будут обеспечиваться электроэнергией от локальных энергоисточников малой мощности, в основном, дизельных электростанций. Отсутствие крупных потребителей на этой территории обуславливает нецелесообразность строительства энергоисточников большой установленной мощности. Исключение составляют крупные потребители при разработке перспективных месторождений, такие как ПАО «Сургутнефтегаз».

ПАО «Сургутнефтегаз»

Для обеспечения потребности в электроэнергии этих потребителей необходимо сооружение собственных энергоисточников (таблица 3.4.3.1).

Таблица 3.4.3.1 – Вводы генерирующего оборудования крупных потребителей децентрализованной зоны, МВт

Потребитель	Год					Итого за период
	2022	2023	2024	2025	2026	
ГТУ-ТЭЦ всего, в том числе:	48	-	-	-	-	48
ГТЭС Талаканская*	48	-	-	-	-	48

Примечание – Мощности энергоисточников приведены ориентировочно с учетом резерва и должны уточняться при проведении проектных работ; * планируется реконструкция (расширение).

В рассматриваемый период до 2026 г. в зоне децентрализованного электроснабжения планируется расширение ГТЭС Талаканского НГКМ на 48 МВт.

ООО «Таас-Юрх нефтегазодобыча» данные по планируемым к вводу энергоисточникам в период с 2022 по 2026 г. не предоставило.

АО «Сахаэнерго»

В рамках исполнения Указа Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» принят лан модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях, утвержденный заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 г. В июне 2020 г. подписано Соглашение между Правительством Республики Саха (Якутия) и ПАО «РусГидро» «О сотрудничестве при реализации проектов по модернизации дизельной генерации», которым предусматривается сохранение в тарифах на электроэнергию экономии топлива в целях возврата инвестиций по энергосервисным договорам. В таблице (таблица 3.4.3.2) представлены данные о вводе автоматизированных гибридных энергокомплексов с использованием солнечных фотоэлектрических модулей и систем накопления энергии в рамках энергосервисных договоров АО «Сахаэнерго» на модернизацию дизельных электростанций.

Таблица 3.4.3.2 – Ввод генерирующего оборудования на электростанциях АО «Сахаэнерго» в рамках соглашения с ПАО «РусГидро», кВт

№	Населенный пункт	Планируемая установленная мощность ДЭС в АГЭК	Планируемая установленная мощность ВИЭ в АГЭК	Плановый год ввода в эксплуатацию
Абыйский улус				
1	п.Белая Гора	2700	1090	2023
2	п.Кенг-Кюель	150	60	2023
Алданский улус				
3	п. Угоян	192	40	2024
4	п.Кутана	384	90	2024
Аллайховский улус				
5	п.Чокурдах	2700	1020	2023
6	п.Чкалово	150	20	2023
7	п.Оленегорск	240	43,5	2023
Анабарский улус				
8	п.Саскылах	3600	1050	2024
9	п.Юрунг-Хая	2000	700	2024
Верхневилуйский улус				
10	п.Туобуя	Действующая ДЭС	40	2024
Верхнеколымский улус				
11	п.Зырянка	4800	1500	2023

№	Населенный пункт	Планируемая установленная мощность ДЭС в АГЭК	Планируемая установленная мощность ВИЭ в АГЭК	Плановый год ввода в эксплуатацию
12	п. Усун-Кюель	600	200	2023
13	п. Нелемное	180	45	2023
14	п. Утая	36	16	2023
Верхоянский улус				
15	п. Арылах	360	280	2023
16	г. Верхоянск	Действующая ДЭС	1020	2022
17	п. Батагай	6600	1650	2023
18	п. Сайды	360	130	2023
19	п. Бетенкес	420	210	2023
20	п. Борулах	360	190	2023
21	п. Юнкюр	Действующая ДЭС	120	2023
22	п. Дулгалах	300	130	2023
23	п. Соурдах	180	103	2023
24	п. Столбы	210	25	2023
25	п. Бырылас	50	12	2023
26	п. Алысардах	Действующая ДЭС	20	2023
Жиганский улус				
27	п. Жиганск	2700	1000	2024
28	п. Баханы	360	25	2024
Кобайский улус				
29	п. Сангар	6000	2000	2023
Ленский улус				
30	п. Натора	580	34	2024
31	п. Турукта	120	34	2024
32	п. Иннялы	80	12	2024
Момский улус				
33	п. Хонуу (Мома)	3300	1500	2022
34	п. Сасыр	600	225	2022
35	п. Тебюлях	250	99	2022
36	п. Кулун-Елбют	250	99	2022
1	2	3	4	5
Нижнеколымский улус				
37	п. Походск	Действующая ДЭС	60	2023
38	п. Андрюшкино	Действующая ДЭС	300	2023
39	п. Колымское	Действующая ДЭС	250	2023
Оленекский улус				
40	п. Оленек	Действующая ДЭС	450	2024
Олёмминский улус				
41	п. Токко	576	140	2024
42	п. Саныяхтах	480	190	2024
43	п. Дабан	Действующая ДЭС	45	2024
44	п. Урицкое	Действующая ДЭС	40	2024
45	п. Бясь-Кюель	Действующая ДЭС	15	2024
46	п. Малыкан	90	20	2024
47	п. Тинная	80	10	2024
Оймяконский улус				
48	п. Оймякон	600	230	2023
49	п. Орто-Балаган	Действующая ДЭС	50	2023
50	п. Куйдусун	960	550	2023
Среднеколымский улус				
51	п. Среднеколымск	5000	1600	2023
52	п. Алеко-Кюель	600	170	2023
53	п. Аргахта	300	110	2023
54	п. Березовка	300	70	2023

№	Населенный пункт	Планируемая установленная мощность ДЭС в АГЭК	Планируемая установленная мощность ВИЭ в АГЭК	Плановый год ввода в эксплуатацию
55	п.Ойусардах	600	120	2023
56	п.Сватай	400	100	2023
57	п.Сылгы-Ытар	600	140	2023
58	п.Эбях	300	100	2023
Томпонский улус				
59	п.Тополиное	Действующая ДЭС	140	2023
Усть-Майский улус				
60	п.Эжанцы	300	170	2024
61	п.Усть-Миль	240	70	2024
62	п.Троицк	80	15	2024
Усть-Янский улус				
63	п.Усть-Куйга	2000	1000	2023
64	п.Казачье	1250	500	2023
65	п.Нижнеянск	2000	500	2023
66	п.Сайылык	600	320	2023
67	п.Юкагир	135	25	2023
Хангаласский улус				
69	п.Синск	900	290	2024
70	п.Исит	300	100	2024
71	п.Кытыл-Дюра	300	80	2024
72	п.Чкалово	Действующая ДЭС	20	2024
ИТОГО		59803	22822,5	-
из них: в арктической зоне		47541	18397,5	-

Источник: данные ПАО «Русгидро».

В то же время в соответствии с данными АО «Сахаэнерго» в период с 2022 по 2026 г. планируется ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов и реконструкция старых агрегатов суммарной мощностью порядка 30,3 МВт (таблица 3.4.3.3). Наибольший ввод предусматривается в 2022 и 2026 гг. По районам значительные вводы намечаются в Оймяконском и Нижнеколымском РЭС, Кобяйских и Янских ЭС.

Таблица 3.4.3.3 – Ввод генерирующего оборудования на электростанциях АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	2022	2023	2024	2025	2026	Итого за период
Алданский РЭС	ДЭС Улуу	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Чагда	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Троицк	-	-	-	0,18	-	0,18
	ДЭС Усть-Миль	-	-	-	-	0,168	0,168
Белогорский РЭС	ДЭС Абый	0,06	-	-	-	-	0,06
	ДЭС Отгох-Аттаха	-	0,072	-	-	-	0,072
Булунские ЭС	ДЭС Найба	-	-	-	-	0,85	0,85
	ДЭС Таймылыр	-	0,435	-	-	-	0,435
Верхоянские ЭС	ДЭС Юнкюр	-	-	0,32	0,2	-	0,52
	ДЭС Хайысардах	-	0,168	-	-	-	0,168
	ДЭС Осохтох	0,06	-	0,106	-	-	0,166
	ДЭС Столбы	0,06	-	-	-	-	0,06
	ДЭС Мачах	-	-	-	0,1	-	0,1
	ДЭС Черюмча	0,06	-	-	-	0,245	0,305
	ДЭС Сысы-Мейите	-	-	-	-	0,196	0,196

Наименование РЭС	Наименование объекта	2022	2023	2024	2025	2026	Итого за период
Жиганский РЭС	ДЭС Баханы	0,08	-	-	-	-	0,08
	ДЭС Бестях	-	-	0,32	-	-	0,32
	ДЭС Кыстатыам	-	-	-	-	0,64	0,64
Кобяйские ЭС	ДЭС Кобяй	1,2	-	-	-	1,1	2,3
	ДЭС Сеген-Кюель	-	-	0,64	-	-	0,64
	ДЭС Куокуй	-	-	-	0,3	-	0,3
	ДЭС Люксюгун	-	-	-	0,195	-	0,195
	ДЭС Ситта	-	-	-	-	0,24	0,24
Нижнеколымский РЭС	ДЭС Походск	-	-	0,54	-	-	0,52
	ДЭС Черский	3	-	4	-	-	7
Оймяконский РЭС	ДЭС Теплый Ключ	-	-	-	1,345	1,6	2,945
	ДЭС Тополиное	-	-	-	1,03	-	1,03
	ДЭС Оймякон	-	-	-	-	0,48	0,48
	ДЭС Ючюгей	0,12	-	-	-	-	0,12
Олекминский РЭС	ДЭС Мача	0,168	-	-	-	-	0,168
	ДЭС Чапаево	-	0,39	-	-	-	0,39
	ДЭС Куду-Кюель	-	0,168	-	-	-	0,168
	ДЭС Марха	-	0,084	-	-	-	0,084
	ДЭС Хамра	-	0,36	-	-	-	0,36
	ДЭС Дабан	-	0,06	-	-	-	0,06
	ДЭС Токко	-	-	0,654	-	-	0,654
	ДЭС Олом	-	-	-	-	0,016	0,016
Оленекский РЭС	ДЭС Эйик	-	0,62	-	-	-	0,62
Среднеколымский РЭС	ДЭС Сылгы-Ытар	-	-	-	-	0,26	0,26
Чоккурдахский РЭС	ДЭС Русское Устье	0,12	-	-	-	0,46	0,58
Эвено-Бытантайский РЭС	ДЭС Кустур	0,6	-	-	-	-	0,6
	ДЭС Джаргалах	0,12	-	0,5	-	-	0,62
Янские ЭС	ДЭС Депутатский	3	-	-	-	-	3,0
	ДЭС Сайылык	0,04	-	-	-	-	0,04
	ДЭС Тумат	0,12	-	-	-	-	0,12
Производственный центр	ДЭС Лекечен	0,38	-	-	-	-	0,38
	ДЭС Иннялы	-	-	-	-	0,06	0,06
	ДЭС Исит	0,36	-	-	-	-	0,36
	ДЭС Толон	-	0,09	-	-	-	0,09
	ДЭС Натора	-	-	0,2	-	-	0,2
	ДЭС Синск	-	-	-	0,654	-	0,654
	ДЭС Тойон-Ары	-	-	-	-	0,12	0,12
	ДЭС Верхняя Амга	-	-	-	-	0,04	0,04
ИТОГО		9,55	2,45	7,6	4	6,68	30,27
из них: в арктической зоне		7,32	1,3	5,79	0,3	2,82	17,52

Источник: данные АО «Сахаэнерго»

Демонтаж мощности за этот же период составит порядка 28 МВт, из них 6,39 МВт планируется в 2022 г. (таблица 3.4.3.4). Наибольший демонтаж планируются в Оймяконском РЭС, а также в Кобяйских и Янских ЭС.

Таблица 3.4.3.4 – Демонтаж генерирующего оборудования электростанций АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	2022	2023	2024	2025	2026	Итого за период
Алданский РЭС	ДЭС Троицк	-	-	-	0,137	-	0,137
Белогорский РЭС	ДЭС Абый	0,06	-	-	-	-	0,06
Булунские ЭС	ДЭС Найба	-	-	-	-	0,85	0,85
	ДЭС Таймылыр	-	1,945	-	-	-	1,945
Верхоянские ЭС	ДЭС Юнкюр	-	-	0,315	0,16	-	0,475
	ДЭС Осохтох	0,06	-	0,106	-	-	0,166
	ДЭС Столбы	0,06	-	-	-	-	0,06
	ДЭС Мачах	-	-	-	0,076	-	0,076
	ДЭС Черюмча	0,06	-	-	-	0,245	0,305
	ДЭС Сысы-Мейите	-	-	-	-	0,196	0,196
Жиганский РЭС	ДЭС Баханы	0,08	-	-	-	-	0,08
	ДЭС Бестях	-	-	0,32	-	-	0,32
	ДЭС Кыстатыам	-	-	-	-	0,64	0,64
Кобяйские ЭС	ДЭС Кобяй	1,26	-	-	-	1,04	2,3
	ДЭС Сеген-Кюель	-	-	0,655	-	-	0,655
	ДЭС Куокуй	-	-	-	0,285	-	0,285
	ДЭС Люксюгун	-	-	-	0,14	-	0,14
	ДЭС Ситта	-	-	-	-	0,24	0,24
Нижнеколымский РЭС	ДЭС Походск	-	-	0,52	-	-	0,52
Оймяконский РЭС	ДЭС Теплый Ключ	-	-	-	1,575	1,6	3,175
	ДЭС Тополиное	-	-	-	1,26	-	1,26
	ДЭС Ючюгей	0,12	-	-	-	-	0,12
Олекминский РЭС	ДЭС Хамра	-	0,265	-	-	-	0,265
	ДЭС Дабан	-	0,06	-	-	-	0,06
	ДЭС Олом	-	-	-	-	0,016	0,016
Среднеколымский РЭС	ДЭС Сылгы-Ытар	-	-	-	-	0,26	0,26
Чоккурдахский РЭС	ДЭС Русское Устье	0,12	-	-	-	0,38	0,5
Эвено-Бытантайский РЭС	ДЭС Кустур	0,6	-	-	-	-	0,6
	ДЭС Джаргалах	0,12	-	0,51	-	-	0,63
Янские ЭС	ДЭС Депутатский	3	-	-	-	-	3
	ТЭЦ Депутатский*	-	-	-	7,5	-	7,5
	ДЭС Сайылык	0,03	-	-	-	-	0,03
	ДЭС Тумат	0,12	-	-	-	-	0,12
Производственный центр	ДЭС Лекечен	0,4	-	-	-	-	0,4
	ДЭС Исит	0,3	-	-	-	-	0,3
	ДЭС Тойон-Ары	-	-	-	-	0,12	0,12
	ДЭС Верхняя Амга	-	-	-	-	0,04	0,04
	ДЭС Беринга	-	-	-	-	0,1	0,1
ИТОГО		6,39	2,27	2,43	11,13	5,73	27,95
из них: в Арктической зоне		4,31	1,95	1,77	7,74	2,57	18,33

Источник: данные АО «Сахаэнерго».

В Верхнеколымском улусе ведется строительство Зырянской мини-ТЭЦ с электрической мощностью 12 МВт, тепловой – 63 Гкал/ч для энергоснабжения близ расположенных населенных пунктов. В качестве топлива предполагается использовать угли Зырянского месторождения. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства принято решение о консервации смонтированного в 2009 г. оборудования.

ООО «Якутская генерирующая компания»

На период с 2022 по 2026 гг. ООО «Якутская генерирующая компания» планирует ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов и реконструкцию старых агрегатов с суммарной мощностью порядка 7,3 МВт, из них 4 МВт в 2022 г., 2,5 МВт в 2023 г. и 0,7 МВт в 2024 г. Данных на 2025–2026 гг. не предоставлено (таблица 3.4.3.5).

Вывод из эксплуатации генерирующих объектов ООО «Якутская генерирующая компания» за этот же период составит порядка 4,3 МВт: из них 2,7 МВт в 2022 г., 1,0 МВт в 2023 г. и 0,6 МВт в 2024 г., данных на 2025–2026 гг. не предоставлено (таблица 3.4.3.6).

Таблица 3.4.3.5 – Ввод генерирующего оборудования на дизельных электростанциях ООО «ЯГК», кВт

Улус	2022	2023	2024	2025	2026	Итого за период
Анабарский	3560	1280	700	Нет данных		5540
Верхоянский	-	1240	-			1240
Мирнинский	250	-	-			250
Булунский	230	-	-			230
ИТОГО	4040	2520	700			7260
из них: в Арктической зоне	3790	2520	700			7010

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания»

Таблица 3.4.3.6 – Вывод генерирующего оборудования на дизельных электростанциях ООО «ЯГК», кВт

Улус	2022	2023	2024	2025	2026	Итого за период
Анабарский	2480	1030	600	Нет данных		4110
Булунский	230					230
ИТОГО	2710	1030	600			4340
из них: в Арктической зоне	2710	1030	600			4340

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания»

В период с 2022 по 2026 г. ООО «Якутская генерирующая компания» планирует строительство трех газопоршневых электростанций с суммарной мощностью порядка 41,6 МВт, из них 4,4 МВт в 2022 г., 13,2 МВт в 2023 г. и 24 МВт в 2024 г (таблица 3.4.3.7).

Таблица 3.4.3.7 – Ввод газопоршневых электростанций ООО «ЯГК», кВт

Улус	2022	2023	2024	2025	2026	Итого за период
Мирнинский	4400	13200		Нет данных		17600
Вилуйский			24000			24000
ИТОГО	4400	13200	24000			41600
из них: в Арктической зоне	-	-	-			-

Суммарный планируемый ООО «ЯГК» ввод генерирующих мощностей в период до 2026 г. составляет 48,9 МВт, из них в Арктической зоне – 7 МВт.

ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания»

ПАО «ЯТЭК» в период 2022–2026 гг. не имеет планов ввода или вывода из эксплуатации генерирующих объектов.

Суммарный ввод генерирующих мощностей в зоне автономного электроснабжения за период 2022–2026 гг. оценивается в 161,8 МВт:

82,6 МВт автоматизированных гибридных энергокомплексов (59,8 МВт дизельных электростанций и 22,8 МВт солнечных электростанций) с частичным использованием или замещением существующей дизельной генерации на объектах АО «Сахаэнерго» в рамках Соглашения с ПАО «РусГидро»;

30,3 МВт, АО «Сахаэнерго»;

48,9 МВт, ООО «Якутская генерирующая компания».

Демонтаж оборудования в период 2022–2026 гг. будет выполнен в объеме 32,3 МВт:

27,95 МВт, АО «Сахаэнерго»;

4,34 МВт, ООО «Якутская генерирующая компания».

В Арктической зоне суммарный ввод генерирующих мощностей за период 2022–2026 гг. оценивается в 90,43 МВт:

65,9 МВт автоматизированных гибридных энергокомплексов (47,5 МВт дизельных электростанций и 18,4 МВт солнечных электростанций).

17,52 МВт, АО «Сахаэнерго»;

7,01 МВт, ООО «Якутская генерирующая компания».

Демонтаж оборудования в период 2022–2026 гг. будет выполнен в объеме 22,67 МВт:

18,33 МВт, АО «Сахаэнерго»;

4,34 МВт, ООО «Якутская генерирующая компания».

Строительство Якутской АЭС малой мощности в Усть-Янском улусе Республики Саха (Якутия).

Правительством Республики Саха (Якутия) в апреле 2021 г. одобрена декларация о намерениях инвестирования в строительство атомной электрической станции малой мощности на базе реакторной установки РИТМ-200Н мощностью не менее 55 МВт в Усть-Янском улусе, утвержденная приказом Госкорпорации «Росатом» от 24 декабря 2020 г. №1/1612-П. Проект продвигается в рамках реализации распоряжения Госкорпорации «Росатом» от 11 февраля 2020 г. №1-1/89-Р «О начале реализации пилотного отраслевого проекта «Сооружение

атомной станции малой мощности на базе реакторной установки РИТМ-200 на территории России».

Целью сооружения атомной станции малой мощности (АСММ) является организация локальной энергетической системы с генерирующим центром АСММ для снабжения электроэнергией золотодобычи на месторождении «Кючус» и снабжения электроэнергией и теплом п. Усть-Куйга, включая электроснабжение ближайших к нему малых предприятий, таких как речной порт и аэропорт. Ориентировочное потребление электрической мощности ПАО «Селигдар», являющегося разработчиком месторождения «Кючус», при выходе золотодобычи на полную мощность к 2028 году составляет 35 МВт. В перспективе также рассматривается возможность энергоснабжения изолированных энергосистем поселков Казачье и Депутатский в случае создания высоковольтных линий электропередачи от атомной станции до населенных пунктов. При этом, оптимальный вариант схемы энергоснабжения указанных населенных пунктов будет выбран на основе технико-экономического обоснования с учетом затрат на строительство объектов электросетевой инфраструктуры и необходимого резерва мощности.

Материалы обоснования лицензии на размещение АСММ разработаны (ОВОС в составе), проведены общественные слушания по предварительным материалам ОВОС и МОЛ в п. Усть-Куйга; материалы переданы на государственную экологическую экспертизу, в 2022 г. ожидается получение лицензии на размещение.

Общий расчетный срок обоснований, разработки и строительства АСММ 2020-2028 годы. Основные этапы и ориентировочные сроки разработки документации и строительства АСММ:

- разработка предпроектных материалов и проведение предпроектных работ, оформление акта выбора земельного участка, получение лицензии на размещение - 2020-2022 годы;

- разработка проектных материалов, проведение инженерных изысканий и получение лицензии на сооружение и разрешения на строительство – 2020-2024 годы;

- подготовительный период строительства на площадке – 2023-2024 годы;

- основной период строительства АСММ, получение лицензии на эксплуатацию – 2024-2027 годы;

- ввод АСММ в промышленную эксплуатацию – 2028 год.

3.4.3.2. Электросетевые объекты напряжением 6 кВ и выше

ПАО «Сургутнефтегаз»

Программа ПАО «Сургутнефтегаз» по развитию электросетевого комплекса включает реконструкцию подстанции 110/35/6 кВ в 2022 г., ввод подстанции 35/6 кВ в 2023 г. и строительство ЛЭП 35 кВ протяженностью 11 км в 2023 г.

АО «Сахаэнерго»

В зоне децентрализованного электроснабжения до 2026 г. АО «Сахаэнерго» намечены мероприятия по замене 28 силовых трансформаторов с суммарной

мощностью 20490 кВА, из них в Арктической зоне – 26 трансформаторов мощностью 19990 кВА (таблица 3.4.3.8).

В 2022 г. намечена реконструкция (модернизация) ЗРУ-6 кВ с переводом на 10 кВ и монтажом КРУ 10 кВ в п. Мома (Хонуу) Момского улуса, строительство двух блочно-модульных ЗРУ-6 кВ в п.Тикси Булунского улуса.

Планируется реконструкция перехода через р. Мома воздушной линии с напряжением 10 кВ Хонуу – Соболах, протяженностью 6 км в Момском улусе.

Таблица 3.4.3.8 – Замена трансформаторов АО «Сахаэнерго», кВА

Наименование РЭС	Населенный пункт	Год					Итого за период
		2022	2023	2024	2025	2026	
Анабарский РЭС	с. Саскылах	250; 1000	-	-	-	-	1250
Белогорский РЭС	с. Сяганнах	250	-	-	-	-	250
	с. Белая Гора	-	-	4000	1600	-	5600
Булунские ЭС	п. Тикси	250; 400	160	-	-	100	910
Верхоянские ЭС	п. Батагай	-	160 250	-	-	400	810
	г. Верхоянск	-	160	-	-	-	160
Момский РЭС	п. Хонуу	-	-	-	-	160 250	410
Нижнеколымский РЭС	с. Колымское	-	-	-	630	-	630
Оленекский РЭС	с. Оленек	250; 400	-	-	-	-	650
Среднеколымский РЭС	г. Среднеколымск	250; 400	100 2х160 250	4000	4000	-	9320
Производственный центр	с. Исит	-	-	-	250	-	250
	с. Кытыл-Дюра	-	-	-	-	250	250
ИТОГО		3450	1400	8000	6480	1160	20490
из них: в Арктической зоне		3450	1400	8000	6230	910	19990

Источник: данные АО «Сахаэнерго»

В период до 2026 г. завершится строительство воздушной линии напряжением 35 кВ Тикси–Тикси-3 в Булунском улусе протяженностью 9,33 км и двухтрансформаторной подстанции мощностью 3,2 МВА.

ООО «Якутская генерирующая компания»

ООО «Якутская генерирующая компания» в период 2022–2026 гг. не имеет планов ввода или вывода из эксплуатации электросетевых объектов напряжением выше 6 кВ.

3.4.4. Технико-экономическое сравнение вариантов централизованного и децентрализованного электроснабжения потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

3.4.4.1. Текущее состояние и перспективы развития системы электроснабжения Оймяконского района

Оймяконский район, один из крупных промышленных районов в Республике Саха (Якутия), расположен на севере-востоке республики в пределах географических координат 64° с.ш. и 144° в.д., площадь – 92,2 тыс. км². По величине территория занимает 14-е место в республике. С восточной стороны граничит с Магаданской областью, с южной – с Хабаровским краем, с западной – с Томпонским улусом и с северной – с Момским улусом. Через территорию улуса проходят горные массивы Черского и Верхоянского хребтов, на которых находится самая высокая точка в европейской части России – пик Муус-Хайа (высота 3011 м). Рельеф – горный.

Вся территория улуса находится в бассейне р. Индигирка. Оймяконский улус состоит из нескольких поселков, разбросанных на площади 92,2 тыс. км². С 2007 г. в состав района входят 7 муниципальных образований (два городских и пять сельских поселений). Расстояние от районного центра п. Усть-Нера до других населенных пунктов от 130 км до 518 км, каждый из которых имеет свою социальную сферу и автономные системы тепло-, водоснабжения.

В настоящее время электроснабжение ряда населенных пунктов Оймяконского района осуществляется по ВЛ 220 кВ АрГРЭС – Усть-Нера (работает на напряжении 110 кВ) и ВЛ 110 кВ АрГРЭС – Нера с отпайками.

Карта-схема существующих электрических сетей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 3.4.4.1.

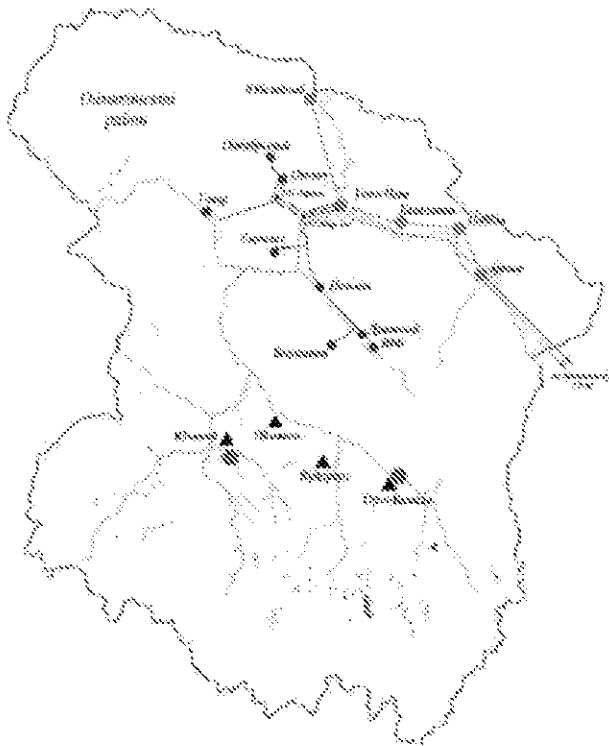


Рисунок 3.4.4.1 – Карта-схема существующих электрических сетей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Сельские населённые пункты юга Оймяконского района: Куйдусун, Оймякон, Орто-Балаган, Ючюгей обеспечиваются электроэнергией от собственных источников – дизельных электростанций. Данные по установленной мощности существующих ДЭС Оймяконского района приведены в таблице 3.4.4.1. Суммарная максимальная электрическая нагрузка поселков составляет 1556 кВт.

Таблица 3.4.4.1 – Нагрузки населенных пунктов и мощность ДЭС

Наименование н/п	Максимальная электрическая нагрузка, кВт	Установленная мощность ДЭС, кВт
с. Куйдусун	735	2045
с. Оймякон	318	1395
с. Орто-Балаган	322	580
с. Ючюгей	181	430
Итого	1556	4450

Кроме социально-бытовых нагрузок на территории Оймяконского района ведется добыча золота на месторождении «Дражное» (АО «ТЗРК») Тарынского рудного поля. Потребители месторождения «Дражное» (АО «ТЗРК») подключены к сетям 6 и 35 кВ от ЛЭП ПАО «Магаданэнерго».

На территории Оймяконского района планируется дальнейшее развитие золотодобывающих предприятий. Перспективных уровни нагрузок потребителей Оймяконского района в соответствии с информацией ПАО «Магаданэнерго» приведены в таблице 3.4.4.2.

Таблица 3.4.4.2 – Перспективных уровни нагрузок потребителей Оймяконского района при их подключении к энергосистеме, МВт

Наименование	Год					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимум нагрузки, МВт						
ООО «Богуславец»	1*	1*	8	8	8	8
ОАО «Сусуманзолото»	-	4	4	4	4	4
ООО «Поиск Золото»	-	2	2	2	2	2
АО «ТЗРК»	-	8	8	8	8	12-18
Итого перспективные потребители Оймяконского улуса	-	14	22	22	22	22
Населенные пункты с существующими ДЭС	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Итого, максимум нагрузки Оймяконского улуса	1,5	15,5	23,5	23,5	23,5	27,5-33,5

Примечание – *Существующая нагрузка, подключенная по сети 35 кВ ПАО «Магаданэнерго»

На участках ВЛ 35 кВ Нера – Нелькан и ВЛ 35 кВ Нелькан – Дражный используется провод АС сечениями 150, 120 и 95. На данный момент к ВЛ-35кВ Нера – Нелькан присоединены потребители с суммарной мощностью более 12 МВт. В случае подключения новых потребителей (например, ООО «Богуславец»), ожидается падение напряжения с 38,5 кВ на ПС 110 кВ Нера-Новая до 28 кВ на ПС 35 кВ Нелькан и до 24 кВ на ПС 35кВ Дражный. Повышение напряжения на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нера – Новая приводит к увеличению напряжения выше

допустимого. Изложенное свидетельствует о нарушении подпунктов «а» и «г» пункта 28 Правил ТП.

Для электроснабжения перспективных потребителей и с. Оймьякон, с. Ючюгей, с. Куйдусун, с. Орто-Балаган от электрических сетей ПАО «Магаданэнерго» рассмотрен вариант электросетевого строительства, предусматривающий следующие мероприятия:

- 1) строительство РП 110 кВ Артык;
- 2) строительство ВЛ 110 кВ Артык – Тарын протяженностью 100 км;
- 3) строительство ПС 110 кВ Дrajный Новая с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый. Трансформаторная мощность 2х40 МВА выбрана с учетом развития месторождения «Тарын» (ведется разведка компанией АО «ТЗРК» с предполагаемой мощностью фабрики 12–18 МВт), а также в целях развития электроснабжения (перевод на централизованное электроснабжение) с. Оймьякон, с. Ючюгей, с. Куйдусун, с. Орто-Балаган;

- 4) строительство распределительной сети 35 кВ (ВЛ 35 кВ с ПС 35 кВ Оймьякон, ПС 35 кВ Ючюгей, ПС 35 кВ Куйдусун ПС 35 кВ Орто-Балаган.

Карта-схема электрических сетей Оймьяконского района Республики Саха (Якутия) для варианта централизованного электроснабжения от электрических сетей ПАО «Магаданэнерго» приведена на рисунке 3.4.4.2.

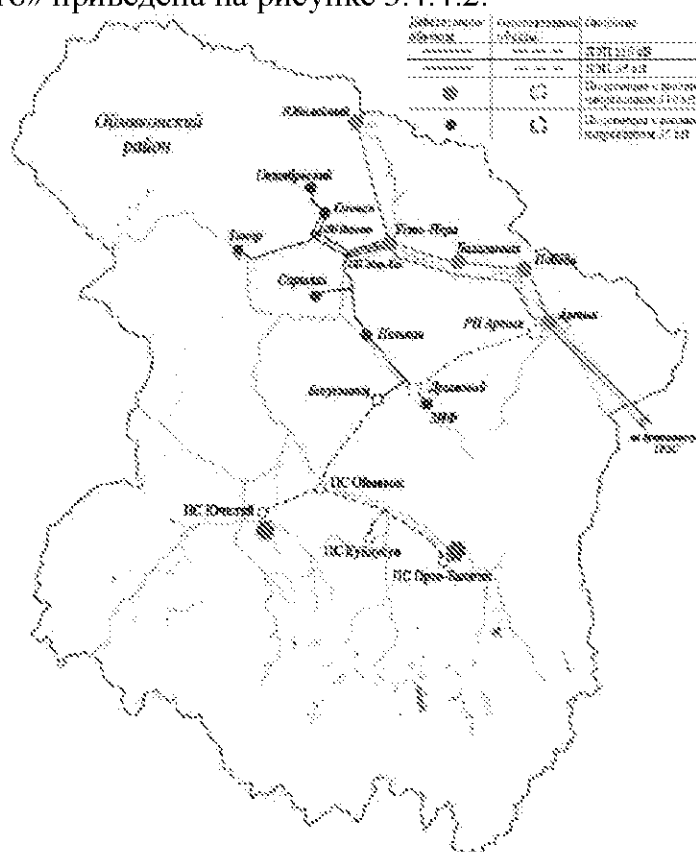


Рисунок 3.4.4.2 – Карта-схема электрических сетей Оймьяконского района Республики Саха (Якутия) для варианта централизованного электроснабжения от электрических сетей ПАО «Магаданэнерго»

3.4.4.2. Техничко-экономическое сравнение вариантов централизованного и децентрализованного электроснабжения

Сравнение вариантов централизованного и децентрализованного электроснабжения проведено для потребителей, представленных в таблице 3.4.4.3.

Исходя из расположения на территории перспективных потребителей, были сформированы 2 группы вариантов их электроснабжения (таблица 3.4.4.3). Первая группа вариантов служит для сравнения централизованного (вариант 1.1) и децентрализованного (вариант 1.2) электроснабжения горнодобывающих предприятий. Они расположены в непосредственной близости к подстанции Дrajный, для их электроснабжения рассматривается целесообразность развития сетей 110 кВ. Вторая группа вариантов сформирована для сравнения централизованного (вариант 2.1) и децентрализованного (вариант 2.2) электроснабжения населенных пунктов, которые находятся на расстоянии 62 км от подстанции Дrajный (Дrajный новая). Для их электроснабжения рассматривается целесообразность развития сетей 35 кВ.

Таблица 3.4.4.3 – Варианты развития электроснабжения потребителей Оймяконского района

Вариант	Наименование	Описание
Вариант 1.1	Централизованное электроснабжение горнодобывающих предприятий	Строительство РП 110 кВ Артык, ВЛ 110 кВ Артык – Тарын, ПС 110/35/10 кВ Дrajный Новая для электроснабжения потребителей ООО «Богуславец», ОАО «Сусуманзолото», ООО «Поиск золото», АО «ТЗРК»
Вариант 1.2	Децентрализованное электроснабжение горнодобывающих предприятий	Электроснабжение потребителей ООО «Богуславец», ОАО «Сусуманзолото», ООО «Поиск золото», АО «ТЗРК» от ДЭС
Вариант 2.1	Централизованное электроснабжение населенных пунктов	Строительство распределительной сети 35 кВ: ВЛ 35 кВ Богуславец – Оймякон, Оймякон – Орто-Балаган с отпайкой на Куйдусун, Оймякон – Ючюгей, ПС 35 кВ в населенных пунктах Оймякон, Орто-Балаган, Куйдусун, Ючюгей
Вариант 2.2	Децентрализованное электроснабжение населенных пунктов	Электроснабжение поселков Оймякон, Орто-Балаган, Куйдусун, Ючюгей сохраняется от существующих дизельных электростанций

Оценка вариантов электроснабжения выполнена в текущих ценах без учета НДС, при ставке дисконтирования 10 процентов и расчетном периоде 25 лет.

Капитальные затраты на строительство и эксплуатационные затраты электросетевых объектов для электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведены в таблице 3.4.4.4.

Таблица 3.4.4.4 – Капитальные и эксплуатационные затраты при централизованном электроснабжении потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) от электрических сетей ПАО «Магаданэнерго»

Наименование	Капитальные затраты, млн руб.	Эксплуатационные затраты, млн руб./год
Строительство РП 110 кВ Артык	383	22,6
Строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Дразный Новая	1670	35,1
Строительство ПС 110 кВ Дразный Новая	507	29,9
Строительство ВЛ 35 кВ Богуславец – Оймякон; Оймякон – Орто-Балаган с отпайкой к ПС Куйдусун, Оймякон – Ючюгей	1085	22,8
Строительство подстанций 35 кВ в с. Оймякон, Куйдусун, Орто-Балаган, Ючюгей	448	26,4

Показатели стоимости объектов электросетевого хозяйства приняты в соответствии с Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденными приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10. Перевод в цены 2022 г. осуществлен с применением индекса 1,28 в соответствии с приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380. Расчет стоимости выполнен с учетом с территориального коэффициента Республики Саха (Якутия).

Ежегодные расходы на текущее эксплуатационное обслуживание электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости¹¹:

ВЛ на деревянных опорах напряжением 35 кВ и выше – 2,1 процента;

силовое электрооборудование и распределительные устройства напряжением до 150 кВ – 5,9 процента.

Тариф на электроэнергию для горнодобывающих предприятий принят равным¹² 5,32 руб./кВт·ч для уровня напряжения СН-II (6-10 кВ); для населения¹³ сёл – 5,07 руб./кВт·ч.

В таблице 3.4.4.5 представлены капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию децентрализованного электроснабжения рассматриваемых потребителей Оймяконского района. Приведена необходимая дополнительная мощность ДЭС по каждому потребителю на период до 2026 г. Ее величина принята из условия обеспечения 80 процентов загрузки генераторов и с учетом 2-3 резервных дизель-генераторных установок. Капитальные затраты на строительство ДЭС приняты 20,5 тыс. руб./кВт, постоянные эксплуатационные затраты¹⁴ – 1000 руб./кВт, переменные эксплуатационные затраты¹⁵ – 1000 руб./МВт·ч.

¹¹ «Справочник по проектированию электроэнергетических систем» (под редакцией Д.Л. Файбисовича), Москва, ЭНАС, 2012 год.

¹² Постановление государственного комитета по ценовой политике Республики Саха (Якутия) № 336 от 30.12.2021 «О внесении изменений в постановление Правления ГКЦ РС(Я) от 28.12.2019 № 250 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую ПАО «Магаданэнерго» потребителям Республики Саха (Якутия) на 2020-2022 годы».

¹³ Постановление государственного комитета по ценовой политике Республики Саха (Якутия) № 345 от 30.12.2021 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему потребителей по Республике Саха (Якутия)».

¹⁴ Lazard. (2017). Lazard's Levelized Costs Of Energy Analysis - Version 11.0. November 2017. URL: <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf>

¹⁵ Lazard. (2017). Lazard's Levelized Costs Of Energy Analysis - Version 11.0. November 2017. URL: <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf>

Таблица 3.4.4.5 – Капитальные и эксплуатационные затраты для вариантов децентрализованного электроснабжения потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Наименование	Дополнительная установленная мощность, кВт	Капитальные затраты, млн руб.	Эксплуатационные затраты, млн руб./год
ДЭС, ООО «Богуславец»	5700	116,85	51,22*
ДЭС, ООО «Сусуманзолото»	-	-	28,5
ООО «Поиск золота»	-	-	57
ДЭС, АО «ТЗРК», 2022-2025 гг. с 2026 г.	- 6500-16000	- 133,25-328	14 85,5-128
ДЭС, с. Куйдусун	-	-	5,25
ДЭС, с. Оймякон	-	-	3,14
ДЭС, Орто-Балаган	-	-	1,33
ДЭС, Ючюгей	-	-	0,93

Примечание –* При выходе на полную производственную мощность

Расход топлива на ДЭС горнодобывающих предприятий принят 210 г/кВт·ч; на ДЭС поселков расход топлива составляет 263–291 г/кВт·ч по данным АО «Сахаэнерго» за 2020–2021 гг. Цена дизельного топлива¹⁶ принята 76 тыс. руб./т как средневзвешенная цена летнего, зимнего и арктического топлива Хандыгской нефтебазы.

Технико-экономическое сравнение вариантов выполнено по показателю суммарных дисконтированных затрат (таблица 3.4.4.6).

Таблица 3.4.4.6 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов централизованного и децентрализованного электроснабжения потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Варианты электроснабжения потребителей	Суммарные дисконтированные затраты, млрд руб.	Относительная разница, %
Вариант 1.1 Централизованное электроснабжение предприятий	12,7-13,8	52-54
Вариант 1.2 Децентрализованное электроснабжение предприятий	26,8-30,2	
Вариант 2.1 Централизованное электроснабжение сёл	2,4	45
Вариант 2.2 Децентрализованное электроснабжение сёл	1,3	
Варианты 1.1 и 2.1 Централизованное электроснабжение потребителей*	15,1-16,2	46-49
Варианты 2.1 и 2.2 Децентрализованное электроснабжение потребителей*	28,1-31,5	

Примечание – * Включая промышленные предприятия и населенные пункты.

¹⁶ Приказы АО "Саханефтегазсбыт" от 12.01.2022 № 56, от 07.02.2022 № 464. Оптовые отпускные цены на нефтепродукты по филиалам-нефтебазам АО "Саханефтегазсбыт" за наличный и безналичный расчет для юридических и физических лиц с 8 февраля 2022 года.

Результаты технико-экономического сравнения показывают целесообразность централизованного электроснабжения горнодобывающих предприятий ООО «Богуславец», ООО «Сусуманзолото», АО «ТЗРК», ООО «Поиск золота». Электроснабжение населенных пунктов Оймякон, Куйдусун, Орто-Балаган, Ючюгей целесообразно сохранить автономным от ДЭС.

Реализации единого проекта централизованного электроснабжения горнодобывающих предприятий и населенных пунктов Оймяконского района является целесообразной в сравнении с децентрализованным вариантом электроснабжения.

Необходима дальнейшая проработка целесообразности реализации предлагаемых мероприятий в рамках процедуры технологического присоединения согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.

3.4.5. Предложения по модернизации дизельной генерации с использованием ВИЭ в децентрализованной зоне Республики Саха (Якутия)

Основной целью применения ВИЭ на территории Республики Саха (Якутии) является сокращение расхода дизельного топлива, снижение затрат на его завоз и использование. Территория обладает значительным потенциалом возобновляемых природных энергоресурсов, позволяющим эффективно использовать их на объектах локальной энергетики. В этой связи применение возобновляемых источников энергии является крайне актуальным.

На конец 2021 г. в республике функционировало 25 возобновляемых энергоисточника с суммарной мощностью 2952 кВт, из них: 23 солнечные электростанции (СЭС) с суммарной мощностью 2012 кВт и 2 ветроэлектростанции (ВЭС) с суммарной мощностью 940 кВт (таблица 3.4.5.1). В 2021 г. была введена в эксплуатацию СЭС в с. Табалах Верхоянского улуса мощностью 350 кВт.

Таблица 3.4.5.1 – Возобновляемые энергоисточники на территории республики (на 01.01.2022 г.)

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего, в том числе:		2012	
Алданский	Верхняя Амга	36	2016
	Улуу	20	2015
Абыйский	Куберганя	20	2014
Верхоянский	Томтор (Дулгалах)	20	2013
	Батагай	1000	2015
	Бетенкес	40	2015
	Юнкюр	40	2015
	Столбы	10	2015
	Табалах (Улахан Кюель)	350*	2021
Жиганский	Кыстатыам	40	2017
Кобяйский	Батамай	60	2011
	Себян-Кюель	50	2017
Ленский	Толон	41	2020

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Год ввода
Оймяконский	Ючюгей	30	2012
	Орто-Балаган	50	2017
Олекминский	Куду-Кюель	20	2013
	Иннях	20	2016
	Дельгей	80	2016
	Токко	2	2018
Оленекский	Эйик	40	2014
Хангаласский	Тойон-Ары	25	2014
Верхневиллоийский	Юрэн	3	2016
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Ветроэлектростанции, всего		940	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
	Тикси	900	2018
ИТОГО		2952	

* По данным АО «Сахаэнерго»

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками в 2021 г. составила 2454,6 тыс. кВт·ч, в том числе: СЭС – 1257,6 тыс. кВт·ч, ВЭС – 1197,0 тыс. кВт·ч (таблица 3.4.5.2).

Таблица 3.4.5.2 – Динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	950,8	1064,6	1343,1	1834,2	3007,3*	2454,6*

Примечание – * данных по выработке электроэнергии СЭС с Толон, принадлежащей ПАО «Якутскэнерго», нет.

Строительство мини-ГЭС на территории республики в период до 2026 г. не предусматривается.

В рамках исполнения Указа Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» принят План модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях, утвержденный заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 г. В июне 2020 г. подписано Соглашение между Правительством Республики Саха (Якутия) и ПАО «РусГидро» «О сотрудничестве при реализации проектов по модернизации дизельной генерации», которым предусматривается сохранение в тарифах на электроэнергию экономии топлива в целях возврата инвестиций по энергосервисным договорам.

ПАО «РусГидро» до 2024 г. планирует строительство солнечных электростанций в 71 населенном пункте суммарной мощностью 22,8 МВт, а также ДЭС в 58 населенных пунктах суммарной мощностью 59,8 МВт в составе АГЭК (Приложение 3.4.5).

Все возобновляемые источники энергии предполагается разместить в улусах, электроснабжение в которых осуществляют подразделения АО «Сахаэнерго» (рисунок 3.4.5.1).

АО «Полиметалл» планирует в 2023 г. построить СЭС мощностью 1 МВт (Приложение 3.4.5).

К концу периода реализации программы суммарная установленная мощность ВИЭ на территории республики с учетом существующих источников возрастет на 478 процентов и составит 26,78 МВт (таблица 3.4.5.3).

Выработка электроэнергии ВИЭ в соответствии с намеченными вводами мощности в 2026 г. оценивается в 23,0 млн кВт·ч (таблица 3.4.5.4).

Таблица 3.4.5.3 – Перспективная динамика суммарной установленной мощности возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					
	2021 (факт)	2022	2023	2024	2025*	2026*
ВИЭ, всего, в том числе:	2455	5895	22095	26775	26775	26775
ветроэлектростанции	940	940	940	940	940	940
солнечные электростанции	2012	4955	21155	25835	25835	25835

Примечание – * План на 2025-2026 гг. ПАО «РусГидро» не предоставило.

Таблица 3.4.5.4 – Перспективная динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, млн кВт·ч

Тип ВИЭ	Год					
	2021 (факт)	2022	2023	2024	2025	2026
ВИЭ, всего, в том числе:	2,46	3,2	5,6	19,9	23,0	23,0
ветроэлектростанции	1,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
солнечные электростанции	1,26	1,6	4,0	18,3	21,4	21,4



Рисунок 3.4.5.1– Карта-схема расположения возобновляемых источников энергии в Республике Саха (Якутия) до 2026 года

3.5. Потребность электростанций и котельных в топливе

Прогноз потребности в топливе тепловых электростанций и котельных в Республике Саха (Якутия) приведен в таблице 3.5.1.

Основными видами топлива в республике являются каменный уголь и природный и попутный газ. В 2021 году вместе они составляли 88,1 процента объема, потребленного электростанциями и котельными топлива. Доля угля чуть больше и составила 45,5 процента, доля природного и попутного газа 42,6 процента.

Таблица 3.5.1 – Прогноз потребности в топливе тепловых электростанций и котельных Республики Саха (Якутия) на 2022 – 2026 гг. *, тыс.т.ут

Наименование	2021 (факт)	2022	2023	2024	2025	2026
Уголь	2266,97	2454,35	2368,91	2481,73	2473,81	2428,49
Тепловые электростанции	1398,23	1585,75	1564,29	1673,82	1617,97	1617,97
Котельные	868,74	868,60	804,62	807,91	855,84	810,52
Природный газ (включая попутный)	2125,59	2031,94	2085,49	2116,56	2160,00	2001,50
Тепловые электростанции	1544,70	1445,39	1517,90	1548,97	1552,92	1393,53
Котельные	580,89	586,55	567,59	567,59	607,07	607,97
Нефть (включая газоконденсат)	190,60	169,87	178,29	178,25	176,57	178,22
Тепловые электростанции	23,80	19,88	19,89	19,89	19,89	19,90
Котельные	166,80	149,98	158,39	158,36	156,68	158,32
Дизельное топливо	401,27	426,29	431,34	435,27	439,02	443,12
Тепловые электростанции	401,26	426,28	431,34	435,27	439,02	443,12
Котельные	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего	4984,43	5082,45	5064,03	5211,81	5249,40	5051,33

* Оценка ИФТПС СО РАН. Анализ выполнен по генерирующим компаниям, прочим ДЭС, основным теплоснабжающим предприятиям и ряду крупных производственных и промышленных предприятий.

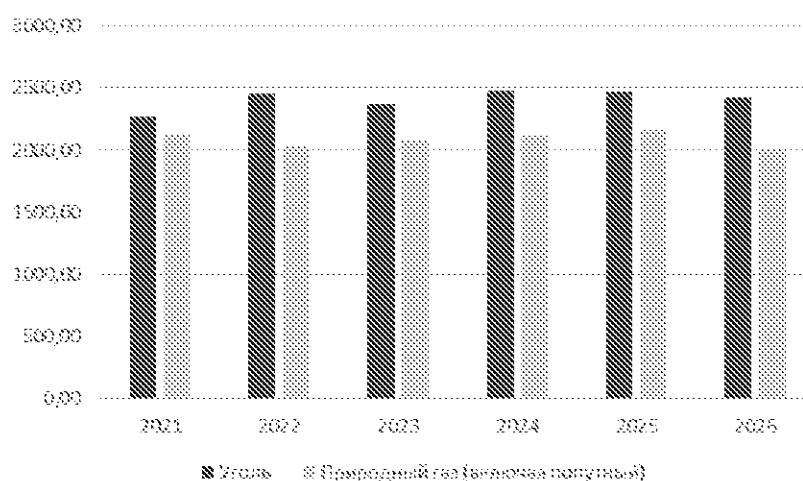


Рисунок 3.5.1 - Прогноз ожидаемого потребления угля и природного газа (включая попутный) на электростанциях и котельных Республики Саха (Якутия) на 2022- 2026 гг.

Ожидается стабильный рост потребления угля. В конце рассматриваемого периода прирост составит чуть более 7 процентов относительно 2021 года. Драйверами роста являются электростанции. Потребление природного газа в конце периода снизится на 6,2 процента. Снижение обусловлено выводом генерирующих мощностей на ЯГРЭС в 2026 г. (рисунок 3.5.1).

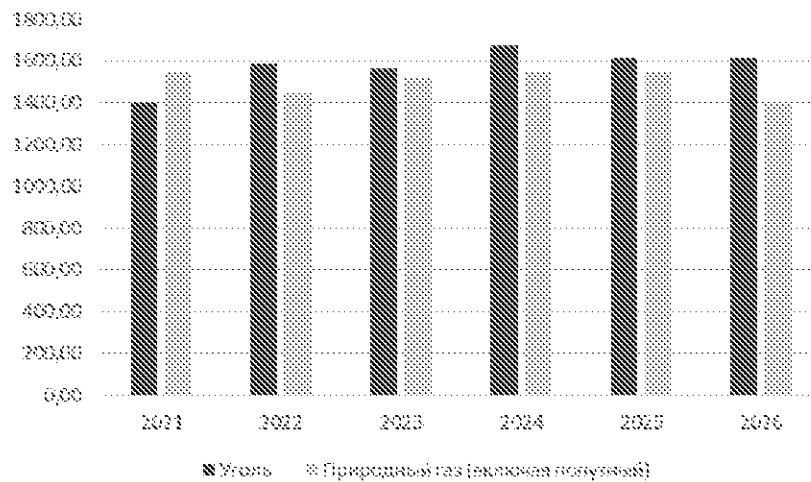


Рисунок 3.5.2 – Прогноз ожидаемого потребления угля и природного газа (включая попутный) на электростанциях Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 гг.

С 2022 года ожидается превышение доли угля над долей природного газа. В структуре баланса топлива тепловых электростанций доля угля медленно, но уверенно будет расти (рисунок 6.4.5.2). Это обусловлено планируемым замещением мощностей ЯГРЭС более эффективными установками второй очереди ЯГРЭС-2 в конце рассматриваемого периода, а также повышением выработки на Нериюнгринской ГРЭС.

В структуре потребления топлива котельными доля угля постепенно снижается, хотя и остается в течение всего периода доминирующей (рисунок 3.5.3).

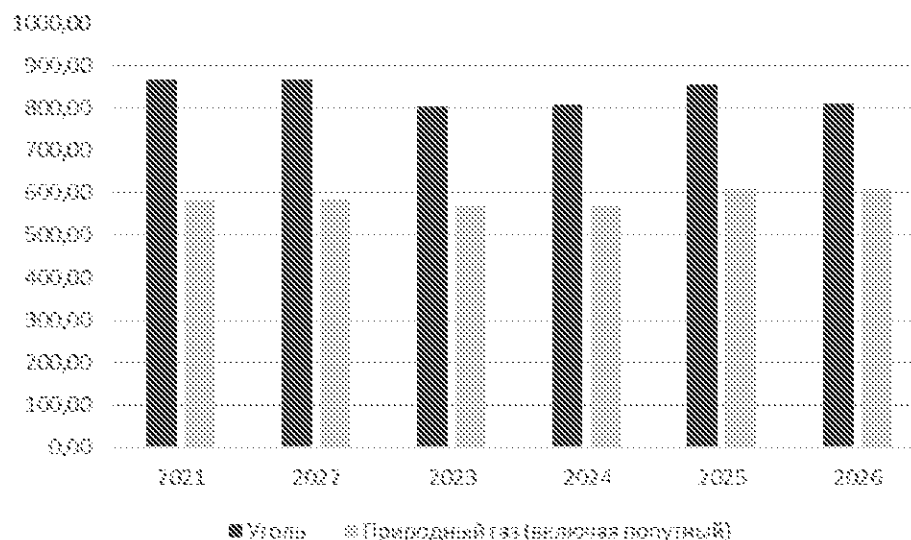


Рисунок 3.5.3 – Прогноз ожидаемого потребления угля и природного газа (включая попутный) на котельных Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 гг.

Потребление дизельного топлива с большой вероятностью будет стабильно расти. Факторами роста являются планы развития промышленных предприятий,

функционирующих в изолированной зоне, а также планы социального развития муниципальных образований в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго» (рис. 3.5.4).

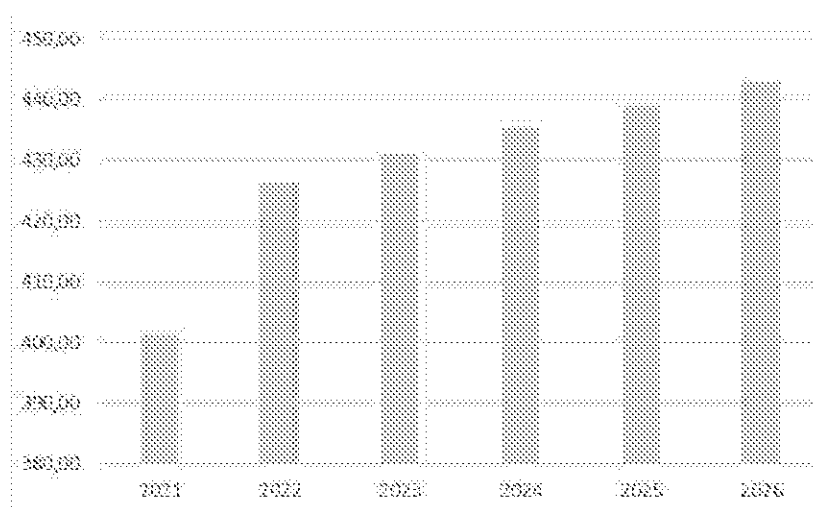


Рисунок 3.5.4 – Прогноз ожидаемого дизельного топлива на электростанциях Республики Саха (Якутия) на 2022-2026 гг.

3.6. Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Саха (Якутия) с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)

Схема теплоснабжения объекта согласно статье 2 Федерального закона «О теплоснабжении» – это документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Необходимость разработки схем теплоснабжения городов (поселений) определена Федеральным законом от 27.07.2010 (с изменениями от 30.12.2021) № 483-ФЗ «О теплоснабжении». Развитие систем теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения. Порядок их разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 (ред. от 16.03.2019).

По состоянию на 1 марта 2022 г. схемы теплоснабжений городских округов и поселений муниципальных образований Республики Саха (Якутия) разработаны и утверждены.

Наиболее крупной системой теплоснабжения республики, по которой разработана схема теплоснабжения, является схема теплоснабжения Якутска. В городском округе «город Якутск» преобладает централизованное теплоснабжение от когенерационных источников электрической и тепловой энергии, а также от муниципальных, государственных и ведомственных котельных.

Схемой теплоснабжения городского округа «город Якутск» до 2032 года, утвержденной постановлением Окружной администрации города Якутска от 03.03.2014 № 34п, и актуализированной версией на 2022 г., утвержденной

постановлением Окружной администрации города Якутска от 25.06.2021 №185п, учитываются:

создание до конца 2022 года Единого теплосетевого/теплоснабжающего предприятия на территории городского округа на базе АО «Теплоэнергия» и ПАО «Якутскэнерго»;

объединение с 1 января 2023 года зон деятельности единых теплоснабжающих организаций в границах зон теплоснабжения №1-№5 городского округа, с целью эффективного функционирования и развития централизованных систем теплоснабжения;

подключения в срок до 01.09.2023 года к тепловым сетям от ЯГРЭС Новая (1-я очередь) тепловой нагрузки котельных ЯГУ-1, ЯГУ-2;

строительство 2-ой очереди ЯГРЭС Новая на площадке ЯГРЭС;

строительство локальных очистных сооружений Якутской ТЭЦ (1 компл.), 2019-2021 гг.;

реконструкция котельной 106 кв. г. Якутска с переводом в разряд центрального теплового пункта и консервацией оборудования, 2017-2024 гг.;

реконструкция теплового пункта тепловой камеры ТК «А» в г. Якутске (1 компл.) 2019-2024 гг.;

реконструкция котельной «Лермонтова 200» в 2019-2026 гг.;

строительство БМК «Борисовка» в целях подключения потребителей 2020-2021 гг.;

техническое перевооружение котельной «Птицефабрика» и модернизация ЦТП «Птицефабрика» 2022-2023 гг.;

строительство квартальной котельной в квартале 68 с последующим переключением объектов квартала 68, имеющих индивидуальные источники теплоснабжения, подключение потребителей, в том числе переключение потребителей от котельной ООО «Сахаэлектрогаз»;

реконструкция котельной «Чернышевского 60» с подключением потребителей, 2021-2024 гг.;

реконструкция котельной «Покровский тракт 4 км», 2021-2026 гг.;

реконструкция котельной «Абырал», 2017-2019 гг.;

реконструкция котельной «СМУ-16» и тепловых сетей, 2023-2026 гг.;

реконструкция котельной «ПТКУ», 2024-2025 гг.;

строительство блочно-модульной котельной «Холбос», 2021-2026 гг.;

строительство блочно-модульной котельной «Школа-интернат», 2021-2026 гг.;

реконструкция котельной «Радиоцентр» и тепловых сетей, 2022-2027 гг.;

строительство блочно-модульной котельной «ЯМРО СХТ» с закрытием старой котельной, 2023-2026 гг.;

строительство котельной «Деткомбинат», 2022-2027 гг.;

выкуп котельной ДЭУ;

установка блочно-модульной котельной «Энергетик», 2024 г.

С учетом строительства Якутской ГРЭС Новая и продолжения эксплуатации существующих источников теплоснабжения, основная часть мероприятий направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений, путем строительства центральных тепловых пунктов и ликвидацией убыточных котельных, с целью рационального использования свободных мощностей

существующих (строящихся) источников теплоснабжения. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки не предусматривается.

Проводится работа по актуализации схем теплоснабжения муниципальных образований, разработанных в 2014-2015 годах в соответствии с данными генеральных планов, документов территориального развития поселений, инвестиционными программами предприятий сферы ЖКХ. В настоящее время ГАУ РС(Я) «Центром развития ЖКХ и повышение энергоэффективности» совместно с Министерством инноваций, цифрового развития и инфокоммуникационных технологий Республики Саха (Якутия), Министерством жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) и ГБУ РС(Я) «Республиканский центр инфокоммуникационных технологий» прорабатываются вопросы по реализации мониторинга актуализации схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения.

3.7. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Республики Саха (Якутия)

Для обеспечения перспективной потребности в тепловой энергии в республике в рассматриваемый период производство тепла возрастет с 14,51 млн Гкал в 2022 г. до 15,06 млн Гкал в 2026 г. Увеличение производства тепловой энергии к 2026 г. составит 0,7 процента по сравнению с уровнем 2022 г. Планируется снижение уровня потерь тепловой энергии с 20,1 процента в 2022 г. до 17 процента в 2026 г., что связано с проведением энергоснабжающими предприятиями необходимых мероприятий по разработке и актуализации программ модернизации оборудования, увеличением темпов замены изношенных тепловых сетей.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2026 г. по типам источников приведена в таблице 3.7.1, рисунке 3.7.1.

Таблица 3.7.1 – Прогноз производства тепловой энергии в республике, млн Гкал

Показатель	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Производство тепловой энергии, всего, в том числе:	14,95	14,92	15,07	15,06	15,06
электростанции	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4
котельные	10,05	10,12	10,27	10,26	10,26
электробойлерные	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
ТУУ и прочие	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Источник: данные компаний – см. Приложение к разделу 3.10; оценки авторов.

За рассматриваемый период в структуре производства тепловой энергии в республике предполагаются некоторые изменения. Производство тепла электростанциями региона в период с 2022 до 2026 гг. увеличится на 4,4 процента, при этом доля тепловой энергии, производимой на теплоутилизационных установках, будет держаться на уровне 0,07 процента.

Доля производства тепловой энергии котельными изменится с 67,2 процента в 2022 г. до 67,5 процента в 2026 г. При этом доли производства тепловой энергии электробойлерными, теплоутилизационными установками и прочих источников энергии в общей структуре производства составят 2,1 процента и 0,5 процента соответственно.

Для рассмотрения предложений по модернизации крупных систем теплоснабжения муниципальных образований республики в таблице 3.7.2

представлен более детальный прогноз на период до 2026 г. производства тепловой энергии электростанциями крупных генерирующих компаний.

В г. Якутске переключение тепловой нагрузки потребителей потребует значительной перестройки и модернизации тепловых сетей, основная часть мероприятий направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений, путем строительства центральных тепловых пунктов и ликвидации убыточных котельных, с целью рационального использования свободных мощностей существующих (строящихся) источников теплоснабжения. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки не предусматривается.

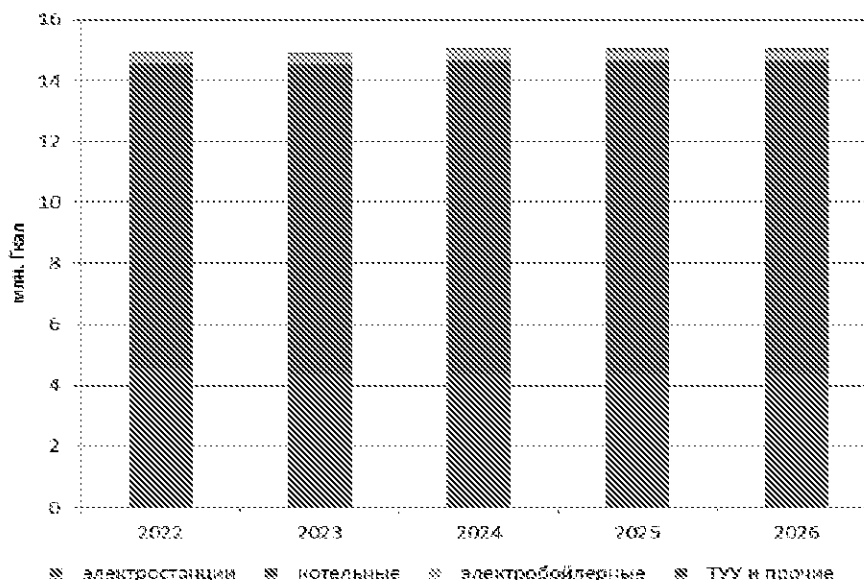


Рисунок 3.7.1 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2026 г.

Таблица 3.7.2 – Прогноз производства тепловой энергии на электростанциях крупных генерирующих компаний республики, тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Производство тепловой энергии электростанциями, всего	4477,2	4350,6	4449,0	4413,9	4403,2
в том числе:					
ПАО "Якутскэнерго"	2548,2	2667,2	2765,6	2782,9	2772,2
ЯТЭЦ	773,7	815,5	865,9	866,2	866,2
ЯГРЭС	990,7	1027,6	1080,0	1096,7	
ЯГРЭС-2	783,8	824,1	819,7	820,0	820,0
ЯГРЭС-2 II очередь					1086,0
АО "Сахаэнерго"	52,4	52,4	52,4		
АО "ДГК"	1876,6	1631,0	1631,0	1631,0	1631,0
Нерюнгринская ГРЭС	1649,0	1631,0	1631,0	1631,0	1631,0
Чульманская ТЭЦ	227,6				

Источник: данные компаний, оценка авторов.

Вышеописанная модернизация систем теплоснабжения муниципальных образований республики влечет за собой изменения установленной тепловой мощности источников республики. Сооружения и оборудование Чульманской ТЭЦ достигли высокой степени износа, в связи с этим принято решение по постепенном

выводе станции из эксплуатации. К 2023 году планируется вывод электрической мощности на Чульманской ТЭЦ, электрическая нагрузка потребителей будет покрыта более современной и мощной Нерюнгринской ГРЭС. Чульманская ТЭЦ будет работать в режиме котельной, для теплоснабжения п. Чульман предусмотрен ввод в 2025 году газовой котельной мощностью 110 Гкал/ч. К 2025 году планируется вывод из эксплуатации Депутатской ТЭЦ. Выполняются проектные работы по строительству котельной на нефти мощностью 30 МВт (25 Гкал/ч), которая покроет тепловые нагрузки потребителей выбывающей станции.

Планируется увеличение тепловой нагрузки для присоединения жилищных объектов нового строительства УК «Колмар» квартал «Р» в г. Нерюнгри на 10 Гкал/ч с вводом первой очереди 2,75 Гкал/ч в отопительный период 2022-2023 гг. и второй очереди 7,25 Гкал/ч в 2024 году. Увеличение тепловой нагрузки на объектах ПАО «Газпром» в районе п. Серебряный бор на 5,75 Гкал/ч.

АК «АЛРОСА» (ПАО) планирует в 2024 году перевести теплоснабжение г. Удачный с электрокотельных на газовые котельные (тепловой мощностью 40 МВт/34,4 Гкал/ч), что в свою очередь приведет к снижению электропотребления по калориферным установкам Удачинского ГОК АЛРОСА от ПС 110/6 кВ на 68 млн.кВтч.

3.8. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований республики

Протяженность тепловых сетей в республике в 2021 г. оценивается в 4670,5 км. Согласно статистическим данным (формы Росстата 1-ТЕП) износ тепловых сетей в 2020 г. не превысил 8,9 процента, в действительности фактический уровень износа выше.

Основная доля эксплуатируемых тепловых сетей принадлежит ГУП «ЖКХ РС (Я)» (свыше 43 процентов), ООО «ПТВС» (11,7 процента) и АО «Теплоэнергосервис» (свыше 11 процентов). При этом износ тепловых сетей по данным теплоснабжающих компаний составляет у ГУП «ЖКХ РС (Я)» – 55,9 процента, ООО «ПТВС» – 37 процентов, АО «Теплоэнергосервис» – 40 процентов.

Прокладка тепловых трасс во многих районах республики надземная, тепловая изоляция трубопроводов выполнена минватой, теплоизоляционными полотнами ПСХТ. Изоляция на некоторых участках находится в неудовлетворительном состоянии, что приводит к дополнительным тепловым потерям в сетях.

Все это свидетельствует о том, что теплосетевое хозяйство республики требует особого внимания и значительных капиталовложений в модернизацию существующих тепловых сетей и в строительство новых теплотрасс от новых источников теплоснабжения.

Данные по протяженности тепловых сетей различной ведомственной принадлежности представлены в таблице 3.8.1.

Таблица 3.8.1 – Протяженность тепловых сетей (состояние 2021 г.)

Предприятие, ведомство	Протяженность тепловых сетей, км		
	Всего	из них:	
		магистральные	внутриквартальные
ПАО «Якутскэнерго»	244,1	118,8	125,3
АО «Сахаэнерго»	29,2	6,7	22,5
АО «ДГК», в том числе:	239,7	177,1	62,6
НГРЭС	213	157,9	55,1
ЧТЭЦ	26,7	19,2	7,5
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	2050,1	853,6	1196,5
АО «Теплоэнергосервис»	512,9	172,7	340,1
АО «Теплоэнергия»	169,6	5,7	163,9
АК «АЛРОСА» (ПАО)	78,3	13,4	64,9
ООО «ПТВС»	544,5	501,3	43,2
ООО «Ленское ПТЭС»	0,8		0,8
ПАО «Сургутнефтегаз»	55,4	7,7	48
АО «ДСК»*	17	5,2	11,8
ФКП «Аэропорты Севера»	22,7		22,7
АО «Аэропорт Якутск»	0,359	0,359	
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	79	79	
МУП «Жатайтеплосеть»	46,1	19,2	26,9
Прочие ведомства*	341,041	н.д	н.д
Всего*	4670,5	н.д	н.д

Источник: Данные предприятий

* Оценка авторов

Объемы перекладки тепловых сетей, необходимые для поддержания нормального их функционирования, представлены в таблице 3.8.2.

Увеличение протяженности тепловых сетей к 2026 г. составит около 1 процента, однако данные приведены без учета их строительства для новых источников теплоснабжения промышленных предприятий. В связи с отсутствием достоверной информации о размещении источников теплоснабжения на промплощадках остается невозможным оценить примерную протяженность тепловых сетей. По предоставленной информации компаниями собственниками тепловых сетей (ПАО «Якутскэнерго, АО «Теплоэнергосервис», ГУП «ЖКХ РС(Я)», АО «Теплоэнергия», ООО «ПТВС», АО «Намкоммунтеплоэнерго» и др.) в период с 2021 по 2026 гг. строительство новых тепловых сетей составит 59,4 км, модернизация существующих тепловых сетей – 294,7 км. В соответствии с представленной динамикой замены тепловых сетей уровень износа уменьшается до 8,5 процента.

В связи с этим необходимо рекомендовать энергоснабжающим предприятиям при разработке и актуализации программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.

Таблица 3.8.2 – Прогноз развития теплосетевого хозяйства на 5-летний период

Показатель	Год				
	2022	2023	2024	2025	2026
Протяженность тепловых сетей, км, всего	4678,7	4683,3	4696,0	4711,2	4723,3
Строительство новых тепловых сетей, км	4,645	12,65	15,2	12,14	6,665
в том числе:					
АО «Теплоэнергия»	0,62	4,03	5,2	4,04	
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	0,8	1,01	0,7	0,7	0,7
ПАО «Сургутнефтегаз»	0,03	1,05			
АО «Теплоэнергосервис»	3,195	5,92	7,7	7,4	5,965
ООО «Ленское ПТЭС»	0,38				
Модернизация существующих тепловых сетей, км	50,5	48,9	50,1	49,4	48,7
в том числе:					
ПАО «Якутскэнерго»	6,448	6,71	6	6,1	3,8
АО «Сахаэнерго»	2,14	1,477	1,667	1,667	1,667
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	20,5	23	22,7	22,4	22,2
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	1,7	0,95	0	3,8	0
ООО «ПТВС»	3	3	0,9	0,66	0,6
АО «Теплоэнергосервис»	13,882	11,02	16,22	8,28	7,83
ООО «Ленское ПТЭС»	5	6	5,5	4,8	6,5
АО «ДГК»	2,832	2,736	2,618	6,538	12,6
Износ тепловых сетей, %	8,8	8,7	8,6	8,6	8,5

Источник: Данные предприятий

* Оценка ИФТПС СО РАН

3.9. Формирование перечней объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше, планируемых к вводу до 2026 года

Сводные перечни мероприятий по развитию электросетевого хозяйства 35 кВ и выше Республики Саха (Якутия) в период 2022-2026 годы разработаны в соответствии с данными:

- Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы;
- технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЯЭСК»;
- расчетов режимов работы основной электрической сети, выполненных в разделе 3.2.1 настоящей СиПР;
- перечня электросетевых объектов, направленных на устранение «узких мест», приведенного в разделе 3.2.3 настоящей СиПР;
- предложений ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЯЭСК».

Реализация мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) позволит:

- исключить «узкие места» в энергосистеме, связанные с недопустимыми отклонениями параметров электроэнергетических режимов от области допустимых значений;
- осуществить технологическое присоединение новых потребителей;
- обновить электросетевое хозяйство республики, имеющее высокий процент физически и морально устаревшего оборудования;
- снизить аварийность в электрических сетях;
- обеспечить высокую надежность электроснабжения существующих потребителей, а также возможность подключения новых крупных потребителей.

Оценка прогнозных объёмов капитальных вложений в сооружение/ модернизацию/ реконструкцию объектов электросетевого хозяйства выполнена с разбивкой по собственникам. Стоимость объектов электросетевого хозяйства, отсутствующих в ИП сетевых организаций, принята в соответствии с Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденными приказом Минэнерго России от 17.01.2019 №10. Перевод в цены 2022 года осуществлен с применением индекса 1,2836 в соответствии с приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380.

3.9.1. Перечень объектов, планируемых к вводу в период 2022-2026 годы, в соответствии с СиПР ЕЭС России и ТУ на ТП энергопринимающих устройств

В таблице 3.9.1.1 приведен сводный перечень мероприятий по реконструкции/ модернизации/ сооружению объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше Республики Саха (Якутия) в соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы и ТУ на ТП энергопринимающих устройств.

Таблица 3.9.1.1 – Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) в соответствии с СиПР ЕЭС России и ТУ на ТП энергопринимающих устройств

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование необходимости строительства
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)						
1	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора мощностью 63 МВА (1х63 МВА)	63 МВА	2022	385,56	Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия)	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
2	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар	12 Мвар	2022			СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
3	Строительство газопоршневой электростанции АО «РНГ» максимальной мощностью 13,27 МВт	5,15 МВт	2022	-	АО «РНГ»	ТУ на ТП АО «РНГ» (приложение 3.2.3.1)
		5,8 МВт	2022			
		2,32 МВт	2023			
4	Строительство ПС 110 кВ Маччоба с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	2х40 МВА	2022	810,76	ООО «Саханефть»	ТУ на ТП ООО «Саханефть» (Приложение 3.2.3.2)
5	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Л-135 (Районная – Интернациональная) и ВЛ 110 кВ Л-136 (Районная – Интернациональная) до ПС 110 кВ Маччоба с образованием ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 1 с отпайкой на ПС Маччоба и ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 2 с отпайкой на ПС Маччоба	1,2 км 1,2 км	2022	34,36		
6	Строительство ПП 220 кВ Нюя	-	2022	7851,11	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Приложение 3.2.3.3)
7	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Нюя ориентировочной протяженностью 4 км (4х1 км)	4х1 км	2022			
8	Строительство ПС 220 кВ Чаянда трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)	2х63 МВА	2022			
9	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Нюя – Чаянда I цепь, II цепь ориентировочной протяженностью 74,5 км	2х74,5 км	2022	-	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Приложение 3.2.3.3)
10	Строительство электростанции ЭСН УКПГ-3 с КРУ 10 кВ с установкой шести газотурбинных установок установленной (максимальной) мощностью 12 МВт каждая ¹⁷	72 МВт	2022			
11	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 с установкой шести трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	6х16 МВА	2022			
12	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Чаянда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х0,5 км	2х0,5 км	2022			
13	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА	2х40 МВА	2022	630,40		

¹⁷ Мероприятие реализовано, в соответствии со СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы в 2022 году присоединение к ОЭС Востока.

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование необходимости строительства
14	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х34 км	2х34 км	2022	1401,08		
15	Строительство ПС 220 кВ НПС-10 с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА) ¹	2х40 МВА	2023	1477,60	ООО «Транснефть-Восток»	ТУ на ТП ООО «Транснефть-Восток» (Приложение 3.2.3.4)
16	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, № 2 на ПС 220 кВ НПС-10 ориентировочной протяженностью 10 км (2х5 км)*	2х5 км	2023	318,51		
17	Строительство ПС 110 кВ Иктех	1х4 МВА	2024	358,70	ООО «ИНК»	ТУ на ТП ООО «ИНК» (Приложение 3.2.3.5)
18	Строительство ответвительной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Л-102 (Мирный – Городская) до ПС 110 кВ Иктех	13,7 км		199,15		
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)						
19	Строительство ПС 110 кВ Марха с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	2х16 МВА	2022	334,36	ПАО «Якутскэнерго»	Раздел 3.2.2.
20	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками до ПС 110 кВ Марха с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками	2х0,3 км	2022	82,94		
21	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	2х10 МВА	2022	538,06	ПАО «Якутскэнерго»	ТУ на ТП АО «Жатайская судоверфь» (Приложение 3.2.3.6)
22	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ 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 с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками	2х4,5 км	2022	147,77		
23	Строительство ПС 110 кВ Нежданинская с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый, одного УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар и трех БСК 110 кВ мощность 10 Мвар	2х25 МВА 25 Мвар 3х10 Мвар	2022	1250,68	АО «Южно-Верхоянские Энергосети»	ТУ на ТП АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания» (Приложение 3.2.3.7)
24	Строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская	261 км	2022	4962,23	ПАО «Якутскэнерго»	
25	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хандыга на две линейные ячейки для подключения ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская, установка УШР 110 кВ	25 Мвар 2 ячейки 110 кВ	2022	338,04		
26	Строительство ПС 110 кВ Мостовой переход трансформаторной мощностью 6.3 МВА (1х6.3 МВА)	1х6,3 МВА	2022	364,45	ООО «Восьмая концессионная компания»	ТУ на ТП ООО «Восьмая концессионная компания»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование необходимости строительства
27	Строительство ответвительной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Табага – Майя до ПС 110 кВ Мостовой переход ориентировочной протяженностью 3,6 км (1х3,6 км)	3,6 км		53,21		(Приложение 3.2.3.8)
28	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	1х16 МВА	2023	100,48	ПАО «Якутскэнерго»	ТУ на ТП ООО «Гранд Маркет» (Приложение 3.2.3.9)
Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)						
29	Реконструкция ПС 110 кВ Дежнёвская с заменой двух трансформаторов 110/6,6/6,3 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора мощностью 25 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 18 МВА)	2х25 МВА	2022	200,51	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский»	ТУ на ТП АО «ГОК Денисовский» (Приложение 3.2.3.10)
30	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах (Томмот) со строительством заходов на ПС 220 кВ НПС-19 ориентировочной протяженностью 337,28 км (1х337 км, 2х0,14 км)	ВЛ 337 км КЛ 2х0,14 км	2022	13373,2	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «Транснефть-Восток» (Приложение 3.2.3.11)
31	Расширение ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС на одну линейную ячейку	ячейка выключателя 220 кВ	2022	145,12	АО «ДГК»	
32	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ ЗИФ с установкой дополнительного силового трансформатора мощностью 16 МВ	1х16 МВА	2022	207,42	АО «ДРСК»	ТУ на ТП АО «Полос Алдан» (Приложение 3.2.3.12)
33	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауль с установкой автотрансформатора 220/110/35 мощностью на 125 МВА (1х125 МВА) и установкой управляемого шунтирующего реактора 220 кВ мощностью 100 Мвар (1хУШР 100 Мвар) на ПС 220 кВ Эльгауль	125 МВА, 100 Мвар	2023	18278,5	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «Эльгауль» (Приложение 3.2.3.13)
34	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауль № 2 ориентировочной протяженностью 279 км (1х279 км)	279 км				
35	Строительство ПС 110 кВ Тимир с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	16 МВА	2023	372,77	ЗАО ГМК «Тимир»	ТУ на ТП ЗАО ГМК «Тимир» (Приложение 3.2.3.14)
36	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир ориентировочной протяженностью 7 км	1х7 км	2023	132,85		
37	Замена в РУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС трансформаторов тока (ТТ) КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19	-	2023	18,46	АО «ДГК»	Протокол совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319-пр
38	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) со строительством заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали ориентировочной протяженностью 0,2 км (2х0,1 км)	2х0,1 км	2024	1458,28	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование необходимости строительства
39	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская трансформаторной мощностью 64 МВА (2х32 МВА)	2х32 МВА		864,4	ООО «АнтрацитИнвестПроект»	ТУ на ТП ООО «АнтрацитИнвестПроект» (Приложение 3.2.3.15)
40	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км (1х55 км)	55 км		1109,5		
41	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой однофазных шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 50,1 Мвар (3х16,7 Мвар)	ШР 3х16,7 Мвар	2022	558,3	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
42	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой управляемых шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 50 Мвар (2х25 Мвар) и батарей статических компенсаторов 220 кВ мощностью 78 Мвар (3х26 Мвар)	УШР 2х25 Мвар БСК 3х26 Мвар	2024			СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы ТУ на ТП ООО «АнтрацитИнвестПроект» (Приложение 3.2.3.15)
43	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 383,8 км (2х191,9 км)	2х191,9 км	2025	11112,53	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы

¹ – Электроснабжение указанных объектов планируется от ОЭС Сибири.

3.9.2 Перечень мероприятий, необходимых для устранения «узких мест» в энергосистеме

В таблице 3.9.2.1 приведен сводный перечень мероприятий по устранению «узких мест» электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов.

Таблица 3.9.2.1 – Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия), предусмотренных для устранения «узких мест»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
1	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	-	2022	Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия)	0,85	Расчет электроэнергетических режимов
2	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА (1х63 МВА)	63 МВА	2022	Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия)	385,56	Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы
3	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар	12 Мвар	2022	Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия)		Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы

3.9.3 Перечень мероприятий по созданию (реконструкции) устройств релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ

В таблице 3.9.3.1 приведен перечень мероприятий по созданию (реконструкции) устройств релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ.

Таблица 3.9.3.1 – Перечень мероприятий по созданию (реконструкции) устройств релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость реализации, млн руб. с НДС	Риски неисполнения
1	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ ГПП-6	Создание устройства ПА: – АОСН с действием на отключение нагрузки потребителей на объектах электроэнергетики Айхало-Удачинского энергорайона (ПС 220 кВ ГПП-6)	2022 г.	0,928	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Л-203 (ВЛ 220 кВ Л-208 или ВЛ 220 кВ Л-204) в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Л-208 (ВЛ 220 кВ Л-203 или ВЛ 220 кВ Л-204) происходит снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого значения. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт
2	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Олекминск	Создание РАСП: – СМРП для регистрации электрических параметров: – ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243), – ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244); – ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар, – ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	2022 г.	0,292	Невозможность контроля параметров электроэнергетического режима при возникновении аварийных ситуаций
3	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Олекминск	Создание взаимно резервируемых устройств ПА с функциями: – АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14	2023 г.	5,074	Отсутствие ПА приведет к невозможности увеличения МДП в КС Олекминск – НПС-15 и НПС-15 – Олекминск в нормальной и ремонтных схемах электрической сети на величину до 55 МВт
			Создание взаимно резервируемых устройств ПА с функциями: – АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13; – АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар		10,148	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная – Олекминск» превышает МДП на 31 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) в энергорайоне ограниченном КС «Районная – Олекминск» и «НПС-15 – Олекминск» требуется ввод ГАО в объеме до 31 МВт
4	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание устройства ПА: ЛАПНУ	2023 г.	10,148	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость реализации, млн руб. с НДС	Риски неисполнения
						ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная – Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт
5	Правительство Республики (Якутия)	Саха ПС 220 кВ Сунтар	Создание устройств ПА: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар); – ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар	2023 г.	10,148	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная – Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт
6	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ КС-1	Создание устройств ПА: – ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13; – ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12	2023 г.	10,148	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная – Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт
7	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание устройств ПА: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная №1; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная №2; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	2023 г.	15,222	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная – Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт
8	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Городская	Создание устройств ПА: – ФОЛ на 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	2023 г.	20,296	
9	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-12	Создание устройств ПА: – ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;	2023 г.	15,222	

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость реализации, млн руб. с НДС	Риски неисполнения
			– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь			
10	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Олекминск	Создание устройств ПА: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13	2023 г.	10,148	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт
11	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-13	Создание устройств ПА: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13; – ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13	2023 г.	10,148	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт.
12	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание УТМ.	2023 г.	6,379	
13	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Установка ДМ на ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)	2023 г.	0,073	
14	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-12	Создание УТМ	2023 г.	6,379	
15	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-12	Установка ДМ на ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1	2023 г.	0,073	
16	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Городская	Создание УТМ	2023 г.	6,379	
17	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Олекминск	Создание УТМ.	2023 г.	6,379	
18	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ КС-1	Создание УТМ	2023 г.	6,379	
19	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-13	Создание УТМ	2023 г.	6,379	
20	Правительство Республики Саха (Якутия)	ПС 220 кВ Сунтар	Создание УТМ	2023 г.	6,379	
21	ПАО «Якутскэнерго»	Каскад Виллойских ГЭС 1, 2	Создание устройств ПА: УПАСК на ВЛ 220 кВ Каскад Виллойских ГЭС 1,2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская; - УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Виллойских ГЭС	2023 г.	10,700	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная -

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость реализации, млн руб. с НДС	Риски неисполнения
			1,2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская			Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 31 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений (после выполнения схемно-режимных мероприятий) в энергорайоне ограниченном КС «Районная – Олекминск» и «НПС-15 – Олекминск» требуется ввод ГАО в объеме до 31 МВт
22	ПАО «Якутскэнерго»	Каскад Вилуйских ГЭС 1, 2	Создание устройств ПА: – УПАСК на ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал); – УПАСК на ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал)	2023 г.	6,292	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск
23	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ Айхал	Создание устройств ПА: – УПАСК ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал); – УПАСК ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал); – УПАСК ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6); – УПАСК ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6)	2023 г.	13,059	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск
24	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ ГПП-6	Создание устройств ПА: – УПАСК ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6); – УПАСК ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6)	2023 г.	6,767	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск
25	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание устройств ПА: - УПАСК на ВЛ 220 кВ Каскад Вилуйских ГЭС 1,2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская; -УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилуйских ГЭС 1,2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская	2023 г.	10,700	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная – Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость реализации, млн руб. с НДС	Риски неисполнения
26	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание устройств ПА: - УПАСК ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар); - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1	2023 г.	6,777	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт
27	Правительство Республики (Якутия) Саха	ПС 220 кВ Сунтар	Создание устройств ПА: - УПАСК ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар); - УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар	2023 г.	8,496	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВ.
28	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ КС-1	Создание устройств ПА: – УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13; – УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12.	2023 г.	8,496	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт
29	ПАО «Якутскэнерго»	Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	Создание УОГ	2023 г.	0,928	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1 С 220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная – Олекминск» превышает МДП на 41 МВт с учетом реализации схемно-режимных мероприятий. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт
30	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ Айхал	Создание УОН	2023 г.	0,928	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск
31	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ ГПП-6	Создание УОН	2023 г.	0,928	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость реализации, млн руб. с НДС	Риски неисполнения
32	АО «ДГК»	Нерюнгринская ГРЭС	Модернизация устройств РЗ: – ДФЗ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 (ДФЗ-201), – ДФЗ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19 (ДФЗ-202) на микропроцессорный тип (БЭ2704-085)	2022 г.	0,177	ДФЗ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 (ДФЗ-201), ДФЗ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19 (ДФЗ-202) не отстроены от К.З за трансформаторами на отпайке (нельзя отстроиться от нагрузочного режима)
33	АО «ДГК»	Нерюнгринская ГРЭС	Модернизация АОПЧ*	2025 г.	0	-
34	АО «ДГК»	Нерюнгринская ГРЭС	Создание устройств ПА: – АОПО КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19*; – АОПО ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19*;	2025 г.	10,15	-

*– В соответствии с протоколом заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НПП-249/1пр.

3.9.4 Перечень мероприятий по реализации основных фондов сетевых организаций с учетом их технического состояния (в соответствии с предложениями сетевых организаций)

В таблице 3.9.4.1 приведен перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 – 110 кВ Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации АО «ДРСК», в таблице 3.9.4.2 – перечень мероприятий по развитию электрической сети 0,4 – 10 кВ.

В таблице 3.9.4.3 приведен перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 3.9.4.1 – Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 – 110 кВ Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации АО «ДРСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Год ввода объекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
1	Реконструкция ВЛ-35 кВ Промзона – Левобережная (Л-25) г. Томмот с заменой провода и опор протяженностью 3,297 км	1 цепь, 3,297 км АС-95	1 цепь, 3,297 км АС-120	2022	АО «ДРСК»	39,69	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью, превышающей 750 кВА от 08.11.2012 г. Приложение 3.9.1
2	Реконструкция ПС 35/6 кВ МПС с заменой КРУН 6 кВ -12 ячеек на КРУ 6 кВ - 16 ячеек	12 ячеек	16 ячеек	2022	АО «ДРСК»	42,54	Акт №4 «Обследование технического состояния объекта ПС 35 кВ МПС». Приложение к указанию от 16.06.2017 г. №40. Приложение 3.9.2
3	Сооружение ПС 35 кВ Акин (2х1,6 МВА) с ответвительной ЛЭП 35 кВ от ВЛ 35 кВ Томмот – Безымянка	0	3,2 МВА	2022	АО «Эльконский ГМК»	-	Договор № 2020АЮ 612 от 06.10.20 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям. Приложение 3.9.3
4	Реконструкция ВЛ 35 кВ Верхний Куранах-Селигдар с заменой деревянной опоры - 1шт; установкой разъединителя - 1шт.	-	-	2022	АО «ДРСК»	2,5	Договор № 2021АЮ 379 от 03.08.21 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям. Приложение 3.9.4
5	Модернизация ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с установкой РП 35 кВ - 1 шт., демонтажом ВЛ 110 кВ ТДЭС - 24 км протяженностью 20 км, отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 – ТДЭС протяженностью 9,6 км, ВЛ 35 кВ Алексеевск-ТДЭС протяженностью 1,3 км, демонтажом оборудования ПС 110 кВ ТДЭС, ПС 110 кВ 24 км	110 кВ 20 км АС-120	0	2023	АО «ДРСК»	70,08	Акт №9 «Обследование технического состояния объекта Томмотского узла в связи с переводом эл. снабжения на 35 кВ от ПС 220 кВ Томмот». Приложение к указанию от 16.06.2017 № 40. Приложение 3.9.5
6	Модернизация ВЛ 35 кВ Алексеевск – Укулан с установкой реклоузера 35 кВ - 1 шт., разъединителей 35 кВ - 2 шт., монтажом ВОЛС протяженностью 0,1 км	-	1 шт	2023	АО «ДРСК»	22,20	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью, превышающей 750 кВА от 08.11.2012. Приложение 3.9.1
7	Техническое перевооружение ВЛ 35 кВ Восточная - В.Куранах с заменой провода и деревянных опор на металлические, монтажом грозотроса со встроенным оптическим кабелем, протяженность 14,7 км.	дерево АС-120 14,7 км	металл АС-120, 14,7 км	2025	АО «ДРСК»	345,35	Акт технического обследования от 12.01.2018 № 1, ФАО "ДРСК" "ЮЯЭС". Приложение 3.9.6.

Таблица 3.9.4.2 – Перечень мероприятий по развитию электрической сети 0,4 – 10 кВ Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации АО «ДРСК»

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район, Нерюнгринский район	2022-2026	25,64 км; 0,15 МВА
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район, Нерюнгринский район	2022-2026	4,64 км; 0,7 МВА
Строительство распределительных сетей 6 кВ в г.Алдане для заявителя Фонд поддержки социальных инициатив Газпрома (КТП-6/0,4 кВ мощностью 2*1000 кВА - 1 шт., двухцепная ВЛ 6 кВ протяженностью 0,152 км, линейный разъединитель - 2 шт.)	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	-
Строительство ВЛ-6 кВ г.Алдан протяженностью 0,035 км с установкой линейного разъединителя - 1 шт., прибора учета - 1 шт. (АО "Золото Селигдара")	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	0,35 км
Монтаж прибора коммерческого учета эл.энергии для заявителя АО "Эльконский ГМК", 1 шт.	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	1 шт.
Монтаж прибора коммерческого учета эл.энергии для заявителя ООО "Нирунган" - 1 шт.	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	1 шт.
Строительство двухцепной ВЛ-0,4 кВ г.Алдан протяженностью 0,186 км, установка прибора учета - 2 шт. (ООО "Сервис-Интегратор")	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	0,186 км
Реконструкция ВЛ-6 кВ ф.Алдан-2, Хлебозавод г.Алдан с заменой деревянных опор - 2 шт. (Фонд поддержки социальных инициатив Газпрома)	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2022	-
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф.Смак г.Алдан с установкой ж/б укоса - 1 шт., установкой выключателя 0,4 кВ в ТП 6/0,4 кВ № 39 - 1 шт. (ООО "Сервис-Интегратор")	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	1 шт.
Замена трансформаторной подстанции № 4С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,400 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 5С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,400 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 8С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,400 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 9С КТП-2х250 кВА на КТП-2х250 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,500 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 7С КТП-630 кВА на КТП-630 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,630 МВА

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
Замена трансформаторной подстанции № 7/1С КТП-250 кВА на КТП-250 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,250 МВА
Реконструкция распределительных сетей 6/0,4 кВ ф. «Хлебозавод» г. Алдан Республика Саха (Якутия) с заменой трансформаторных подстанций КТП-100/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП-250/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП 400/6/0,4 в количестве 3 шт., КТП-630/6/0,4 в количестве 9 шт., КТП 2*630/6/0,4 в количестве 5 шт.; с установкой новых трансформаторных подстанций КТП-250/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП 400/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП-630/6/0,4 в количестве 3 шт., КТП 2*630/6/0,4 в количестве 1 шт. и демонтажем трансформаторных подстанций КТП-250/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП 400/6/0,4 в количестве 2 шт., КТП-630/6/0,4 в количестве 3 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2010-2023	-
Реконструкция ТП № 71 г. Алдан с заменой КТП 2*400/6/0,4 кВ в количестве 1 шт. и переустройством заходов 6/0,4 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2026	1 шт.
Реконструкция ТП 6/0,4 кВ № 50, № 51, № 52 с. Хатыстыр с заменой КТП 0,63 МВА на 0,63 МВА - 2 шт., КТП 0,63 МВА на 0,25 МВА - 1 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2026	3 шт.
Техническое перевооружение ТП 10/0,4 кВ № 4, № 68, № 80, № 81 г. Томмот с заменой КТП 0,63 МВА - 3 шт., КТП 2*0,63 МВА - 1 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2026	4 шт.
Техническое перевооружение ТП 6/0,4 кВ № 26, № 28, № 84, № 114 п. Серебряный Бор с заменой КТП 0,63 МВА - 2 шт., 0,4 МВА - 1 шт., 0,25 МВА - 1 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Нерюнгринский район	2026	4 шт.
Реконструкция распределительных сетей 6 кВ ф. «Хлебозавод» г.Алдан Республики Саха (Якутия) с заменой деревянных опор на опоры из композитных материалов и ж/б, неизолированного провода на СИП протяженностью 12,767 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2010-2023	12,767 км
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ г.Алдан для улучшения качества электроэнергии, замена провода АС на СИП, протяженность 2,057 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2018-2022	2,057 км
Реконструкция распределительных сетей 6/0,4 кВ п.Ленинский с заменой КТП 6/0,4 кВ -7 шт., заменой деревянных опор и неизолированного провода-23 км (замена КТП 630 кВА - 3 шт., КТП 400 кВА - 2 шт., КТП 250 кВА - 2 шт., реконструкция ВЛ-6 кВ - 3 км, реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 20 км)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2027	-
Реконструкция распределительных сетей 6/0,4 кВ г.Алдан с заменой КТП 6/0,4 кВ -7 шт., заменой деревянных опор и неизолированного провода-6,19 км (замена КТП 630 кВА - 2 шт., КТП 400 кВА - 4 шт., КТП 2*400 кВА - 1 шт., реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 6,19 км)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2027	-
Реконструкция распределительных сетей ВЛ-6/0,4 кВ п.Лебединый с заменой ЗТП-3 на КТП блочного типа 2*400/6/0,4 кВ - 1 шт., заменой	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2026	-

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
деревянных опор на ж/б, неизолированного провода на СИП протяженностью 3,1 км				
Реконструкция КЛ-6 кВ от ЗРУ-6 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах с установкой металлических опор и монтажом СИП протяженностью 1,45 км, установкой реклоузера- 5 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2025-2027	-
Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. Прогресс г.Алдан с установкой реклоузера в количестве - 1 шт	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2026	1 шт.
Реконструкция ВЛ-6 кВ ф.Дражный п.Нижний Куранах с установкой реклоузера в количестве - 2 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2026	2 шт.
Реконструкция ВЛ-10 кВ ф.Город г.Томмот с установкой реклоузера в количестве - 1 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2026	1 шт.
Реконструкция распределительных сетей 0,4 кВ ф. «Хлебозавод» г.Алдан Республики Саха (Якутия) с заменой деревянных опор на опоры из композитных материалов и ж/б, неизолированного провода на СИП протяженностью 29,95 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2010-2023	29,95 км
Реконструкция ВЛ-6 кВ м-на Солнечный г.Алдан с заменой провода и опор - 13,5 км, монтажом ВОЛС протяженностью 8 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	-
Техническое перевооружение ВЛ-0,4 кВ ф.МПС от ПС № 7 МПС с заменой провода и опор - 10 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	10 км
Установка (замена) приборов учета в количестве 643 единицы при выходе их из строя (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (0,4 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2020-2023	643 шт.
Установка (замена) приборов учета в количестве 1239 единицы при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (0,4 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2020-2023	1239 шт.
Установка (замена) приборов учета в количестве 965 единицы при выходе их из строя (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (0,4 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2028	965 шт.
Установка (замена) приборов учета в количестве 4711 единицы при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (0,4 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2028	4711 шт.
Установка (замена) приборов учета в количестве 27 единиц при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (6 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2020-2023	27 шт.
Установка (замена) приборов учета в количестве 23 единиц при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (6 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2026	23 шт.
Установка (замена) приборов учета в количестве 52 единиц при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (110 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2023	52 шт.

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
Установка (замена) приборов учета в количестве 30 единиц при выходе их из строя (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) по филиалу АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети» 110 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2023	30 шт.
Установка (замена) приборов учета в количестве 50 единиц при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) 110кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024	50 шт.
Установка (замена) приборов учета в количестве 34 единиц при выходе их из строя (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) по филиалу АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети» 110 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2026	34 шт.
Монтаж и наладка 127 комплекта автоматизации для включения приборов учета в интеллектуальную систему сбора и передачи данных на уровне напряжения 0,4 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2023	127 шт.
Монтаж и наладка 221 комплектов автоматизации для включения приборов учета в интеллектуальную систему сбора и передачи данных на уровне напряжения 0,4 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2028	221 шт.
Включение приборов учета в систему сбора и передачи данных (интеллектуальную систему учета электрической энергии) в количестве 21 единицы на уровне напряжения 6 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2023	21 шт.
Включение приборов учета в систему сбора и передачи данных (интеллектуальную систему учета электрической энергии) в количестве 23 единиц на уровне напряжения 6 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2028	23 шт.
Установка трансформаторной подстанции № 10Сн КТП-400/6/0,4 в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,400 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 11Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,400 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 12Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,400 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 13Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,400 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 14Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,400 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 15Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,400 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 16Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,400 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 17Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,400 МВА
Строительство распределительных сетей 6 кВ п.Ленинский протяженностью 3,4 км и установкой КТП 6/0,4 кВ 400 кВА - 6 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2027	-

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
Строительство распределительных сетей 6 кВ г.Алдан протяженностью 1,05 км и установкой КТП 6/0,4 кВ 400 кВА - 3 шт., КТП 160 кВА - 1 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2027	-

Таблица 3.9.4.3 – Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации ПАО «Якутскэнерго»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
1	Реконструкция ВЛ 220 кВ КВГЭС-Айхал-Удачный. 3-й этап	7,891 км (деревянные опоры), АС-240	7,891 км (металлические опоры), АС-240	2022	ПАО «Якутскэнерго»	58,85	Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 3.9.7
2	Модернизация оборудования подстанции 110/35/10 кВ, Нижний Бестях (установка дугогасящих реакторов на 35 кВ)	-	ДГР 2х700 квар	2022	ПАО «Якутскэнерго»	19,11	Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018. Приложение 3.9.8
3	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Мурья (открытое распределительное устройство 35 кВ, в т.ч. ячейки с коммутационной аппаратурой) (1 компл.)	-	РГПЗ СЭЩ-2-П-35-1000, ВВСТ-35-1-1600А	2022	ПАО «Якутскэнерго»	31,64	Акт технического состояния электрооборудования ПС 110/35/10 кВ «Мурья» от 23.09.2013. Приложение 3.9.9
4	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Сунтар-2 (монтаж ячейки 35 кВ)	-	1 ячейка 35 кВ	2022	ПАО «Якутскэнерго»	30,28	Акт обследования технического состояния от 12.06.2016. Приложение 3.9.10
5	Реконструкция перехода линии Л- 35-1К Хандыга-Крест-Хальджай через р. Томпо (установка повышенной металлической опоры на новом месте из-за изменения русла реки)	1,2 км (деревянные опоры)	1,2 км (металлические опоры)	2022	ПАО «Якутскэнерго»	38,75	Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018. Приложение 3.9.11
6	Модернизация системы группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАМ) для подключения к централизованной системе автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) на КВГЭС с ПИР	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	7,31	Требования АО «СО ЕЭС» (заключение к проекту ИПР ПАО "Якутскэнерго" на 2019-2023 гг. и корректировки ИПР на 2016-2018 гг. № В32-ПЗ-19-5918 от 28.05.2018), Письмо № Р66-61-IV-19-838 от 16.05.2019 АО «СО ЕЭС» «О предоставлении информации по АРЧМ КВГЭС», Протокол ИК № ИК-16 от 16.08.2019. Приложение 3.9.12

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
7	Проведение проектно-изыскательских работ для объекта «Реконструкция воздушных линий 220 кВ Айхал-Удачный Л-205, Л-206 с переводом в двухцепную ВЛ на металлических опорах от ПС Айхал до ПС ГПП-6»	две одноцепные 76,36 км (деревянные опоры)	двухцепная 76,36 км (металлические опоры)	2022	ПАО «Якутскэнерго»	12,02	Протокол совещания у министра энергетики РФ №ЧА-350пр от 08.10.2019. Заключение о работе комиссии по мониторингу тех.состояния основного технологического оборудования, обеспечивающего электроснабжение рудника «Удачный» УГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) от 25.07.2019. Приложение 3.9.13
8	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Бриндакит (замена трансформатора, ОРУ 35 кВ, ОПУ) (1 МВА)	1 МВА	1,6 МВА	2022	ПАО «Якутскэнерго»	70,35	Акт об оценке технического состояния от 16.01.2017. Приложение 3.9.14
9	Реконструкция подстанции 220/110/35/6 кВ Сунтар (монтаж дополнительной линейной ячейки 35 кВ на ОРУ 35 кВ) в рамках проекта «Строительство подстанции 35/10 кВ Сунтар-3»	-	1 ячейка 35 кВ	2022	ПАО «Якутскэнерго»	4,85	Акт технического состояния оборудования ПС Сунтар-2 от 12.06.2016. Приложение 3.9.15
10	Реконструкция масляных выключателей ММО и HLD на элегазовые ВГТ-110 на Якутской ГРЭС (замена 4 шт.)	ММО, HLD	ВГТ-110	2022	ПАО «Якутскэнерго»	13,05	Акт-заключение № 2 по результатам технического освидетельствования электрооборудования от 27.08.2015. Приложение 3.9.16
11	Установка выключателя на ОРУ ПС 220 кВ «ГПП-5» (1 шт.)	-	ВЭБ-220	2022	ПАО «Якутскэнерго»	95,81	Протокол совещания у министра энергетики РФ №ЧА-350пр от 08.10.2019. Заключение о работе комиссии по мониторингу технического состояния основного технологического оборудования, обеспечивающего электроснабжение рудника «Удачный» УГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) от 25.07.2019. Приложение 3.9.13
12	Установка выключателя на ОРУ ПС 220 кВ «ГПП-6» (1 шт.)	-	ВЭБ-220	2022	ПАО «Якутскэнерго»	45,33	Технический отчет от декабря 2019г. «Оценка технического состояния и установление причин деформаций фундаментов анкерных опор № 952, 955 перехода ВЛ 110 кВ Л-112;118 через р.Восточная Хандыга». Фото. Акт технического освидетельствования от 09.12.2019. Приложение 3.9.17
13	Проектно-изыскательские работы для реконструкция перехода через реку Восточная Хандыга ВЛ 110 кВ Л-112 «Чурапча-Хандыга» и Л-118 «Хандыга-Джебарики Хая»	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	5,23	Постановление Правительства РФ от 8 декабря 2018 г. № 1496 «О вопросах присоединения Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) к Единой энергетической системе
14	Модернизация системы обмена технологической информацией КВГЭС с автоматизированной системой АО «СО ВЭС» (СОТИАССО КВГЭС) с ПИР (1 компл)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	101,10	

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
15	Модернизация системы обмена технологической информацией ЯГРЭС с автоматизированной системой АО «СО ЕЭС» (СОТИАССО ЯГРЭС) (1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	31,07	России». Приказ ПАО «РусГидро» «О выполнении требований правил оптового рынка к информационному обмену технологической информацией с автоматизированной системой АО «СО ЕЭС»» № 683 от 21.08.2019. Приложение 3.9.18
16	Реконструкция воздушной линии 220/110 кВ Л-212/131 в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ»	5,128 км, АС-240	5,128 км, АС-240	2022	ПАО «Якутскэнерго»	128,09	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика № 3 от 07.09.2013. Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС «Фабрика-3» Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013. Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 3.9.19
17	Реконструкция воздушной линии 220/110 кВ Л-211/132 в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (2-ой этап) с переводом на напряжение 110 кВ»	5,092 км, АС-240	5,092 км, АС-240	2022	ПАО «Якутскэнерго»	111,94	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013. Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС Фабрика-3 Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013. Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 3.9.19
18	Реконструкция релейной защиты, телемеханизации и сетей связи на подстанции 220/110/6 Мирный в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (2-ой этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	11,34	
19	Реконструкция подстанции 110/6 кВ Северная в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (установка оборудования телемеханизации и связи - 1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	8,49	
20	Монтаж оборудования РЗА в диспетчерском пункте ЗЭС в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	3,71	
21	Реконструкция релейной защиты и сетей связи на Мирнинской ГРЭС в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (2-ой этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	10,92	

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
22	Реконструкция ПС 220/110/10 Мирный в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (монтаж ячейки на ОРУ 110 кВ ПС Мирный) (1 компл.)	-	1 ячейка 110 кВ	2022	ПАО «Якутскэнерго»	37,38	Акт обследования технического состояния от 07.08.2013. Приложение 3.9.20
23	Реконструкция одноцепной воздушной линии 35 кВ с заменой на двухцепную воздушную линию 35 кВ Сунтар - Сунтар-3 на участке от ОРУ 35 кВ ПС 220/110/35/6 кВ Сунтар до ПС 35/6 кВ Сунтар-2 (10,7 км) в рамках реализации проекта «Строительство ПС 35/10 кВ Сунтар-3»	одноцепная 10,7 км	двухцепная 10,7 км	2022	ПАО «Якутскэнерго»	127,47	Акт технического состояния оборудования ПС Сунтар-2 от 12.06.2016. Приложение 3.9.15
24	Строительство подстанции 35/10 кВ Южная Нюя	-	1,6 МВА	2022	ПАО «Якутскэнерго»	63,45	Протокол №4 технического совещания по вопросу строительства ПС 35/10 кВ «Южная Нюя». Приложение 3.9.21
25	Модернизация дифференциальной защиты шин 110 кВ и устройства резервирования при отказе выключателей 110 кВ на ЯГРЭС	-		2023	ПАО «Якутскэнерго»	32,57	Приведение в соответствие пункту 151 правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018.
26	Строительство подстанции 35/10 кВ Сунтар-3 с сооружением ОРУ 35 кВ, здания ЗРУ-10 кВ, ячейки комплектной наружной установки ЯКНО-6У1В-В-9, установкой 2-х силовых двухобмоточных трансформаторов 35/10 кВ 2х 16000 кВА (32 МВА) и одного согласующего трансформатора 10/6 кВ 1х4000 кВА	-	32 МВА, 10,60 км	2023	ПАО «Якутскэнерго»	227,93	Акт технического состояния оборудования ПС Сунтар-2 от 12.06.2016. Приложение 3.9.15
27	Реконструкция ПС 35 кВ Югоренок с заменой трансформатора 1Т мощностью 1 МВА на трансформатор мощностью 2,5 МВА и установкой КРМ не менее 2 Мвар	1 МВА	2,5 МВА 2 Мвар	2023	ПАО «Якутскэнерго»	26,56	ТУ на ТП ООО «Гранд Маркет» Приложение 3.2.3.22
28	Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика - 3 (2-ой этап) с переводом на напряжение 110 кВ" (монтаж ячейки на ОРУ 110 кВ для Л-132 - 1 шт., элегазового выключателя - 1 шт., блока разъединителей - 3 компл., блока трансформатора напряжения - 1 шт., оборудования ВЧ связи - 1 компл.)	-	ячейка 110 кВ	2022	ПАО «Якутскэнерго»	47,79	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013. Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС «Фабрика-3» Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013.
29	Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ (монтаж ячейки на ОРУ 110 кВ для Л-131 - 1 шт., замена трансформатора 220 кВ 1АТ х 60 МВА на ТДН	60 МВА	16 МВА	2022	ПАО «Якутскэнерго»	104,1	Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 3.9.19

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
	110/6 кВ x 16 МВА с уменьшением мощности; реконструкция первой секции шин ОРУ 110 кВ - 1 компл.)						
30	Реконструкция релейной защиты, автоматики и сетей связи на Мирнинской ГРЭС в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (1 компл.)	-	-	2023	ПАО «Якутскэнерго»	35,80	
31	Реконструкция перехода ВЛ-35 кВ «Онхой-Верхневиллоиск» через р. Вилой (1,5 км)	1,5 км (деревянные опоры), АС-50	1,5 км (металлические опоры), АС-50	2023	ПАО «Якутскэнерго»	46,64	Акт оценки технического состояния от 28.12.2018. Приложение 3.9.23
32	Реконструкция подстанции 220/110/10 кВ Мирный, 1-ый этап (замена фундаментов сооружений открытого распределительного устройства 220 кВ, замена оборудования открытого распределительного устройства 220 кВ) с разработкой проектной документации	РЛНД-2, У-220	РН П-СЭЩ 220/2000, НКФ-220, ВЭБ-220	2024	ПАО «Якутскэнерго»	255,09	Акт обследования технического состояния от 07.08.2013. Приложение 3.9.20
33	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10кВ, Табага (Замена выключателей ВМТ на вакуумные) (8 шт.)	ВМТ-110	ВБП-110, ВРС-110	2024	ПАО «Якутскэнерго»	37,23	Акт осмотра от 06.06.2016. Приложение 3.9.24
34	Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи с заменой трансформатора 2Т мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА	6,3 МВА	10 МВА	2022 – 2026*	ПАО «Якутскэнерго»	74,50	ТЭО «Обоснование строительства электросетевых объектов Амгинского района»
35	Реконструкция ПС 35 кВ Намцы с заменой трансформаторов мощностью 2х4 МВА на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА	2х4 МВА	2х6,3 МВА	2022 – 2026*	ПАО «Якутскэнерго»	55,24	Раздел 3.2.2
36	Проведение проектно-изыскательских работ для строительства воздушной линии 110 кВ Сунтар – Нюрба (151 км)	–	–	2022	Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия)/ ПАО «Якутскэнерго»	42,19	Раздел 3.2.2
37	Реконструкция ПС 35/10 кВ 2-Нерюктяй с заменой трансформаторов мощностью 2х1,6 МВА на трансформаторы мощностью 2х4,0 МВА	2х1 МВА	2х4 МВА	2022 – 2026*	ПАО «Якутскэнерго»	130,11	Раздел 3.2.2

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализаци и	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
38	Реконструкция ПС 35/10 кВ Каландарашвили с заменой трансформатора мощностью 1х1,6 МВА на трансформатор мощностью 1х4,0 МВА	1 МВА	1х4 МВА	2022 – 2026*	ПАО «Якутскэнерго»	133,01	Раздел 3.2.2

* - Сроки реализации должны быть уточнены исходя из возможностей сетевой компании.

Таблица 3.9.4.4 – Перечень мероприятий по развитию электрической сети 6 кВ и выше Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации ООО «ЯЭСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
1	Расширение ЗРУ 10 кВ ПС 220 кВ Районная	0	4 ячейки 10 кВ	2022	ООО «ЯЭСК»	17,50	ТУ на ТП ООО «Аэропорт «Мирный»

Таблица 3.9.4.5 – Перечень мероприятий по развитию электрической сети 6 кВ и выше в децентрализованной зоне Республики Саха (Якутия) по информации АО «Сахаэнерго»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, без НДС, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2022	2023	2024	2025	2026		Итого
Объекты 6 кВ										
1	Строительство блочно-модульного ЗРУ-6 кВ №1, №2 в п. Тикси Булунского улуса	Вакуумные выключатели ВВ/TEL 5 шт.	2022	46,2					46,2	Согласно заключению технического обследования № ДО-1162-06-19 от 26.06.2019. Дальнейшая эксплуатация неприемлема, так как конструкции находятся в аварийном состоянии и имеют опасность обрушения стеного ограждения и покрытия. Рассмотреть возможность переноса РУ-1 и РУ-2 из аварийного блока.
2	Строительство ВЛ-6кВ Депутатск-Уянди Янского улуса - 47,8 км,(с КТПН 250 кВА)	ВЛ-6 кВ 47,8 км, 2КТПН-250/6/0,4кВ 1 ед.; КТПН-250/6/0,4кВ 1 ед.	2027			10,0	36,71	36,71	83,42	Объект является собственностью Республики Саха (Якутия). Ранее был передан в концессию ПАО "Якутскэнерго", которое передало объект в аренду АО "Сахаэнерго" до истечения срока аренды. В настоящий момент передано АО "Сахаэнерго" на оперативное управление и техническое обслуживание распоряжением ПАО "Якутскэнерго" № 212/331р от 15.12.2017. Существующая линия имеет габариты исполнения 110 кВ в деревянном исполнении без применения изоляции ("голый провод"), имеет предельный износ (периодически происходят перебои, обрывы, аварии). Подлежит реконструкции согласно акту № 125 от 13.03.2017 и по нормативам сроков службы оборудования производственной эксплуатации технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ЗАО "Энергосервис" 1999. Новая линия строится по габаритам 6кВ.

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, без НДС, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2022	2023	2024	2025	2026	Итого	
										В результате лесных пожаров между п.Депутатский и с.Уянди в августе 2019г., сгорели и упали 10 опор линий электропередачи, повреждены 29, что повлекло аварийное отключение электроснабжения в с.Уянди (возбуждено уголовное дело - постановление №11902980015032005 от 13.09.2019г.). Электроснабжение в с.Уянди в настоящее время подается с резервной ДЭС.
Итого по 6 кВ				46,2	0,0	10,00	36,71	36,71	129,62	
Объекты 10 кВ										
3	Реконструкция перехода ВЛ-10кВ через р.Мома Хонуу - Соболах - 6 км Момского улуса	6 км	2022	31,56					31,56	Воздушный переход имеет предельный износ, подлежит реконструкции согласно акту №96 от 05.10.16 года, Правила устройства электроустановок 7 издания (утв. Приказом Минэнерго России от 09.04.2003 № 150), глава 2.5, п.2.5.269. Пересечение воздушных линий с водными пространствами.
Итого по 10 кВ				31,56	0,00	0,00	0,00	0,00	31,56	
Объекты 35 кВ										
4	Строительство ВЛЗ-35 кВ в Тикси - Тикси-3 Булунского улуса - 9,33 км (с установкой трансформаторной подстанции - 2ед. (3,2 МВ×А))	9,33 км 3,2 МВА	2026			73,34		120,74	194,08	Дорожная карта по Тикси-3 Правительства Республики Саха (Якутия) № 247-П/9/1 от 30.07.2013 "Строительство линии электропередачи ВЛ-35кВ "Тикси-Тикси-3" для закрытия ДЭС в п.Тикси-3". Письмо МинЖКХиЭ РС(Я) № 10-3237/09 от 19.05.2015 о необходимости включения в перечень мероприятий ИПР 2016-2018 г строительство ВЛ-35 кВ Тикси-Тикси-3 в Булунском улусе. Данный проект входит в схему и программу развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 г № 2515 от 23.04.2018. Сметная стоимость пересчитана по новым КП и применением обновленных ИПЦ. В связи с необходимостью решения вопроса по увеличению мощности ДЭС п.Тикси реализация проекта сдвинута на 2026 г.
Итого по 35 кВ				0,00	0,00	73,34	0,00	120,74	194,08	

3.10. Уточнение перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети

На основании расчета электроэнергетических режимов (раздел 3.2.1) был проведен анализ проблем, составлен перечень «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше, выполнен анализ необходимости реконструкции существующих и сооружения дополнительных электросетевых объектов 110 кВ и выше, установки средств компенсации реактивной мощности. Данный анализ показал, что необходимость уточнения перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в схему и программу развития ЕЭС России текущего периода, или сроков их реализации не требуется.
