



**УКАЗ**

**ЫЙААХ**

г. Якутск

Дьокуускай к.

**О схеме и программе развития электроэнергетики Республики  
Саха (Якутия) на 2019-2023 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 прилагаемые схему и программу развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2019-2023 годы согласно приложению к настоящему Указу (далее – Схема и Программа).

2. Признать утратившим силу Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 23 апреля 2018 г. № 2515 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 годы».

3. Определить координатором Схемы и Программы Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия).

4. Министерству жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) (Садовников Д.Д.) обеспечить включение мероприятий Программы в инвестиционные программы предприятий электроэнергетики Республики Саха (Якутия).

5. Контроль исполнения настоящего Указа возложить на первого заместителя Председателя Правительства Республики Саха (Якутия) Колодезникова А.З.

6. Опубликовать настоящий Указ в официальных средствах массовой информации.

Глава  
Республики Саха (Якутия)



**А.НИКОЛАЕВ**

30 апреля 2019 года

№ 514



УТВЕРЖДЕНЫ

Указом Главы  
Республики Саха (Якутия)  
от 30 апреля 2019 г. № 514

## СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) НА 2019-2023 ГОДЫ

### ВВЕДЕНИЕ

Целью схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) является:

– 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 Южном энергорайонах энергосистемы 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 2019-2023 годы разработаны 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) и «Методических указаний по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго РФ от 28.08.2018 № 630).

В работе учтены основные принципы, которые определены техническим заданием:

– 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 электростанции (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента 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 2018-2024 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121;

инвестиционные программы генерирующих и электросетевых компаний, одобренные в соответствии с правилами, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977;

документы территориального планирования Республики Саха (Якутия) и органов местного самоуправления и муниципальных районов, в том числе следующие документы:

схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 годы, утвержденная Указом Главы Республики Саха (Якутия) от 23.04.2018 № 2515;

предложения АО «СО ЕЭС» по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, а также предложения сетевых организаций и исполнительных органов государственной власти;

прогноз потребления электрической и тепловой энергии на 2019-2023 годы по данным филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», а также крупных энергопотребляющих предприятий, осуществляющих свою производственную деятельность на территории Республики Саха (Якутия);

«Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденные Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21.06.1999 № ВК 477;

«Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов и бизнес-планов в электроэнергетике». Официальное издание, Москва, 1999;

«Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58057–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем;

Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58058–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования;

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;

укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденные приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10;

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 № АШ - 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% ее территории, 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 км<sup>2</sup>. Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Свыше 40% 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 кубических километров воды – это примерно пятая часть стока рек России, причем около 70% 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 (в том числе 4 национальными), 2 городскими округами, 48 городскими и 361 сельским поселением (в том числе национальным – 46) и 637 населенными пунктами.

Численность населения в Республике Саха (Якутия) по состоянию на 01 января 2018 года составляла 964,3 тыс. чел., что выше показателя предыдущего года на 0,16%. Коэффициент естественного прироста на 1000 человек в 2018 году составил 5,7, против 9,2 в 2014 г. Территория республики характеризуется малой заселенностью. Плотность населения (0,32 ч/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 (65,6%) 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. Численность населения самого крупного (г. Якутска) составляет более 311,76 тыс. чел., суммарная численность населения остальных городов республики свыше 198 тыс. чел. Основной тенденцией демографического развития все еще остается отсутствие значимого роста численности населения и снижение общего коэффициента

рождаемости. По сравнению с 2014 годом в 2018 году общий коэффициент рождаемости снизился с 17,8 до 13,8 (число родившихся на 1000 чел. населения).

Распределение населения республики по муниципальным районам приведено в таблице П.1.1 Приложения 1.1. Перечень наиболее крупных населенных пунктов см. в таблице П.1.2 Приложения 1.1.

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 городскими округами «Город Якутск» и «Поселок Жатай», Амгинским, Горным, Кобяйским, Мегино-Кангаласским, Намским, Таттинским, Усть-Алданским, Хангаласским и Чурапчинским муниципальными районами. Центральная Якутия – наиболее инфраструктурно обустроенная территория с диверсифицированной экономикой, где проживает 54% населения республики. Отрасли специализации: финансовая деятельность, обрабатывающие производства, 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 23,9% 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 (3,1% 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 (12% населения республики), активно разрабатываются месторождения золота и угля. Доля промышленности в экономике Южной Якутии достигает 85%. Ключевую роль в экономическом развитии Южной Якутии играет транспортная доступность, 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% площади территории республики, на которой в условиях арктического и субарктического климата проживает 7,1% населения республики. В арктической зоне преобладают

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

02 января 2019 года Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) вошли в состав Единой энергосистемы России с включением в параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока.

Энергорайоны вошли в операционную зону созданного в 2016 году Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Саха (Якутия)» (Якутское РДУ) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 1496.

Включение двух присоединенных энергорайонов Якутской энергосистемы в состав ОЭС Востока стало первым в новейшей истории России расширением этого энергообъединения. Начиная с 1980 года и вплоть до наших дней в составе ОЭС Востока находился лишь один из энергорайонов республики – Южно-Якутский, расположенный на территории Нерюнгринского и Алданского районов Якутии. Оперативно-диспетчерское управление этим энергорайоном осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Амурской области» (Амурское РДУ).

До присоединения Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) работали изолированно друг от друга и от ОЭС Востока, функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на их территории выполняло ПАО «Якутскэнерго».

## 1.2. Экономика

Экономическое развитие Республики Саха (Якутия) на современном этапе в 2014-2018 годы характеризовалось умеренным, но стабильным ростом такого важнейшего показателя, как валовой региональный продукт (ВРП). Объем валового регионального продукта за указанный период увеличился на две трети и составил более 1 трлн. руб. в текущих ценах, а в сопоставимых ценах 2014 г. – на 111,8 % (таблица 1.2.1, рис. 1.2.1). По уровню производства ВРП на душу населения в 2018 г. (1099,2 тыс. руб.) республика занимала четвертое место по ДФО после Сахалинской, Магаданской областей и Чукотского автономного округа, и девятое место в России.

Таблица 1.2.1. Динамика валового регионального продукта

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Валовой региональный продукт, в текущих ценах, млрд руб.	658,14	747,602	862,7	916,6	1060*
Темп роста ВРП, % к предыдущему году, в сопоставимых ценах	103,2	101,7	104	100,7	105,0
Валовой региональный продукт, в сопоставимых ценах 2014 г., млрд руб.	658,14	669,3	696,1	700,9	736,0
Темп роста ВРП, % к 2014 г., в сопоставимых ценах	100	101,7	105,8	106,5	111,8

Источник: Данные статистики ТОГС по РС(Я) за 2014-2018 гг.

\*оценка

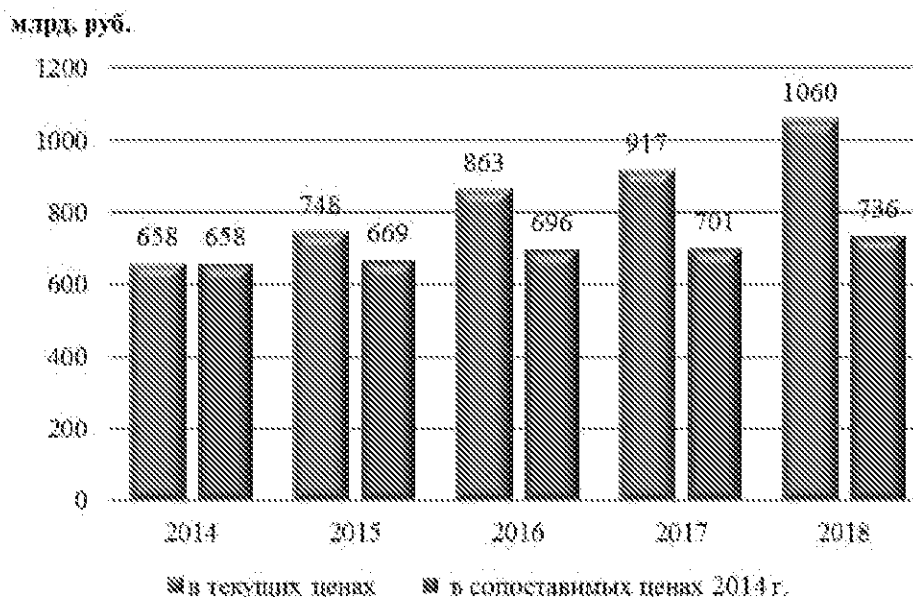


Рис. 1.2.1. Производство ВРП в текущих и сопоставимых ценах, млрд руб.<sup>1</sup>

В структуре валового регионального продукта наибольшую долю в 2018 г. занимает добыча полезных ископаемых – 48,3%. По сравнению с 2014 г. её доля выросла на 4,0 пп., что связано с ростом производства в традиционных отраслях: в золотодобыче, в алмазной и угольной промышленности, а также в развивающейся новой нефтегазовой промышленности. Транспорту и связи приходится 7,6%, строительству – 10,9%. Обрабатывающие производства и сельское хозяйство занимают небольшую долю в ВРП, всего 1,2 и 1,9% соответственно (рис. 1.2.2).

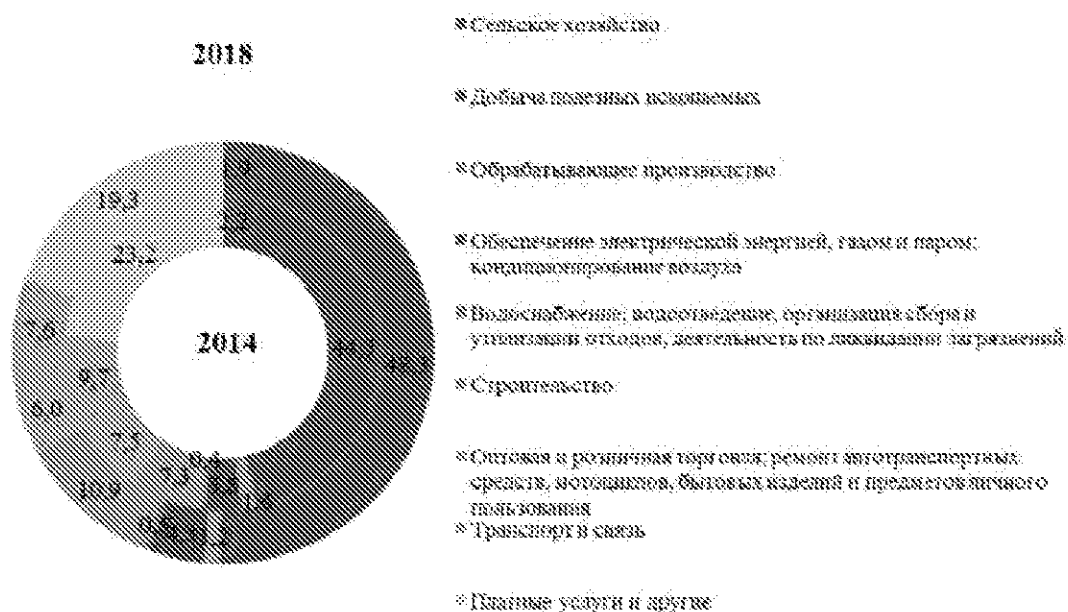


Рис. 1.2.2. Структура валового регионального продукта по видам деятельности (в сопоставимых ценах 2014), %

<sup>1</sup> Источник: Данные статистики ТОГС по РС(Я) за 2014-2018годы

*Промышленность.*

Промышленность является базовой отраслью в экономике республики. Её удельный вес в 2018 г. составил: в общей стоимости основных фондов – 60%, в объеме инвестиций в основной капитал – 51,2%, в численности занятых в экономике – 20,2%, в объеме ВРП – 71,2 % (табл. 1.2.2).

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

Показатель	Годы										
	2014			2015			2016		2017		2018*
	абс.	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%
Валовая добавленная стоимость, млрд руб. в текущих ценах	330	405	54	496	57,1	596	65,0	712	71,2		
Основные фонды (по полной учетной стоимости, на конец года), млрд руб.	1095	1280	72,8	1442	59,4	1384	62,7	1380	60		
Среднегодовая численность занятых в промышленном производстве, тыс. чел.	93,6	94,9	19,7	98,7	20	99,4	20,2	99,5	20,2		
Инвестиции в основной капитал, млрд руб.	91,1	102	51	194,8	70,8	183,1	52,2	183,5	51,2		

Источник: Данные статистики ТОГС по РС(Я) за 2014-2018 гг.

\* оценка

Стоимость основных фондов в промышленности за 2014-2018 годы увеличилась на 26%, инвестиции – в 2 раза, среднегодовой численности работников – на 6,3 %.

Объем промышленного производства в республике в 2018 г. составил 920,8 млрд руб., что в действующих ценах в 1,8 раза выше по сравнению с 2014 г. За последние пять лет в республике наблюдался ежегодный рост промышленного производства, хотя при этом отмечалось замедление темпов роста. Рост производства в основном обеспечивался за счет деятельности добычи полезных ископаемых, продукция которого в сопоставимых ценах за период выросла на 19,2%.

Среднегодовой индекс промышленного производства за период составил 104,1%. В 2018 году индекс достиг 108,5%, против 104,9% в 2014. Рост производства наблюдался в добыче сырой нефти и природного газа (117,3%), металлических руд (125,3%), добыче каменного и бурого угля (111,3%), снижение – в добыче прочих полезных ископаемых (96%). Снижение индекса производства в добыче прочих полезных ископаемых обусловлено сокращением объемов добычи алмазов на 4,1% (таблица 1.2.3).

Таблица 1.2.3. Основные показатели промышленности Республики Саха (Якутия)

	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Объем отгруженных товаров собственного производства, млрд руб.:</i>	510,0	601,8	726,8	724,4	920,8
добыча полезных ископаемых	418,6	503,9	620,7	620,3	817,4
добыча каменного и бурого угля	22,0	40,2	57,1	68,6	77,6
добыча сырой нефти и природного газа, предоставление услуг в этих областях	152,7	176,3	192,8	248,0	396,5
добыча металлических руд	41,4	62,7	69,3	61,7	76,4
добыча прочих полезных ископаемых	202,6	224,8	301,5	242,1	266,9
обрабатывающие производства	33,7	32,5	33,8	34,2	33,8
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	н/д	н/д	н/д	66,1	65,3
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	н/д	н/д	н/д	3,7	4,4
<i>Индекс промышленного производства, % к предыдущему году</i>	104,9	103,9	101,9	101,5	108,5
добыча полезных ископаемых	105,8	104,6	102,2	101,8	109,5
добыча каменного и бурого угля	104,3	94,3	114,9	90,7	111,3
добыча сырой нефти и природного газа, предоставление услуг в этих областях	115,2	108,2	106,9	101,5	117,3
добыча металлических руд	107,2	105,6	95,2	105,1	125,3
добыча прочих полезных ископаемых	95,6	103,8	94,4	105,2	96
обрабатывающие производства	95,1	93,2	94	97,1	97,5
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	н/д	102,3	100,9	99,1	101,8
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	н/д	92,1	104,2	102,6	104,6
<i>Рентабельность проданных товаров, %</i>	33,6	39,4	53,9	43,8	0
добыча полезных ископаемых	49,8	59,1	77,9	66,5	0
обрабатывающие производства	3,2	2,5	1,6	-0,6	0
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	н/д	н/д	н/д	-10,6	н/д
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	н/д	н/д	н/д	25,6	н/д

Источник: Данные статистики ТОГС по РС(Я) за 2014-2018 годы

В структуре промышленного производства основная доля приходится на добычу полезных ископаемых (84,8 %) (рис.1.2.3). При этом наибольшая доля обеспечивается добычей нефти и природного газа (36,4%), прочими полезными ископаемыми и металлическими рудами – 34,7% и 9,5% соответственно. За период наблюдалась тенденция увеличения доли отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК). В 2018 году доля ТЭК в общей структуре промпроизводства составила 50,5%, против 45,1% в 2014.

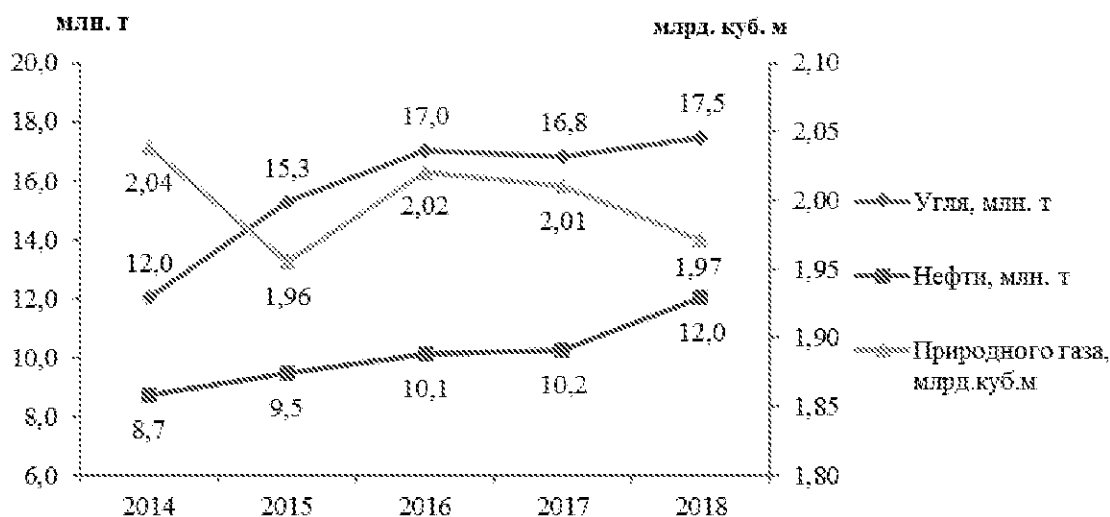


Рис. 1.2.3. Структура производства промышленной продукции в 2018 г. в сопоставимых ценах 2014 г.

В связи со спросом на энергетические ресурсы со стороны стран АТР в республике неуклонно увеличивается их добыча. В 2018 г. объем добычи нефти составил 12,01 млн т., что на 37,7% больше, чем в 2014 г.. Прирост обеспечили в основном ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и ОАО «Сургутнефтегаз». В 2018 г. было добыто 123 тыс. т газового конденсата, что на 18,2% больше по сравнению с 2014 г.

Добыча угля в 2018 г. по сравнению с 2014 г. выросла на 45,3 % и составила 17,472 млн т. Рост произошел за счет реализации инвестиционных проектов ГОК «Инаглинский», ГОК «Денисовский» и освоения Эльгинского угольного комплекса.

Изменения добычи природного газа за период незначительны. В 2018 г. добыто 1,97 млрд куб. м природного газа, что на 3,3% меньше, чем в 2014 г. (рис. 1.2.4).



Источник: Данные статистики ТОГС по РС(Я) за 2014-2018 годы

Рис. 1.2.4. Динамика добычи энергоресурсов

### Строительство.

Объем работ, выполненных собственными силами по строительству в 2018 г., оценивается в 159,7 млрд рублей в текущих ценах. Строительство жилья в Республике Саха (Якутия) имеет относительно высокие темпы роста. В 2018 г. введено жилых домов и общежитий 2364 ед. с жилой площадью 531 тыс. м<sup>2</sup>, что на 16,3% ниже показателя предыдущего года и на 12,0% больше, чем в 2014 г. Всего в 2018 г. построено 8354 квартиры и индивидуальных дома со средней площадью 64 м<sup>2</sup>. На 1000 жителей в среднем по республике введено 550 м<sup>2</sup> жилой площади. Уровень обеспеченности населения жильем увеличился с 21,1 м<sup>2</sup> на человека в 2014 г. до 22,7 м<sup>2</sup> на человека в 2018 г.

Общий жилищный фонд на конец 2018 г. составил 21838 тыс. м<sup>2</sup>, из них городской фонд занимает 64,2%. На долю деревянного жилищного фонда приходится 55,7 %.

Удельный вес ветхого и аварийного жилья по состоянию на 2017 г. составлял 20,1% от общего фонда жилья, что на 6,2% выше показателя 2014 г. На долю аварийного жилищного фонда приходилось 7,5% общей площади жилья, ветхого жилищного фонда – 12,6 %.

Среди объектов социальной инфраструктуры в приоритетном порядке в 2018 г. построено школ (11), детских садов (22), объектов культуры (8), объектов здравоохранения (4) и спортивные объекты (5).

### Транспорт.

Транспортная система является важнейшей инфраструктурной отраслью для экономического развития республики. Плотность дорог в республике остаётся одной из самых низких в России: по автомобильным дорогам с плотным покрытием она составляет 3,89 км на 1000 км<sup>2</sup> территории, что в 16 раз меньше, чем в среднем по России; по железным дорогам – 0,3 км на 1000 км<sup>2</sup> территории (в 25 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 в 2018 г. составила 38,5 тыс. км, в том числе с твёрдым покрытием 11,96 тыс. км. За период 2014-2018 гг.

протяженность автодорог общего пользования выросла на 2529,4 км, в том числе автомобильных дорог с твердым покрытием – на 596 км.

Всеми видами транспорта (без учета трубопроводного транспорта и данных ОАО «РЖД») в 2018 г. перевезено 34,14 млн тонн груза, грузооборот всех видов транспорта составил 5159,02 млн т-км, в том числе автомобильного транспорта – 2333,82, речного – 2160,6, авиационного – 48,8, железнодорожного – 615,8.

Автомобильный транспорт в республике остается одним из значимых видов транспортной инфраструктуры. На его долю приходится 76,7% (26,2 млн т) в общем объеме грузоперевозок, 45,2% (2333,8 млн т-км) грузооборота всеми видами транспорта, 97,9% (96,6 млн пассажиров) в общем объеме пассажироперевозок и 10,2% (456,4 млн пассажиро-км) пассажирооборота всеми видами транспорта общего пользования.

Объем перевозок пассажиров всего в 2018 г. составил 95,6 млн человек, пассажирооборот – 4454,8 млн пассажиро-км.

#### *Сфера обслуживания.*

Республика Саха (Якутия) по объему платных услуг населению среди субъектов Дальневосточного федерального округа занимает 3 место с долей 15,6% после Приморского и Хабаровского краев.

Объем платных услуг в республике в январе-ноябре 2018 г. составил 81,83 млрд руб. в текущих ценах, что в 1,2 раза выше аналогичного показателя в 2014 г. Столь высокий рост объема услуг связан не с количеством, а, в основном, с ростом их стоимости. В сопоставимых ценах они в 2018 г. оказались ниже уровня 2014 г. (таблица 1.2.4). Сохраняется значительная дифференциация объема платных услуг населению по районам республики.

Объем бытовых и жилищно-коммунальных услуг в 2018 г. в республике составлял около 30% от общего объема платных услуг населению.

Таблица 1.2.4. Динамика объема платных услуг в Республике Саха (Якутия)

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Объем платных услуг населению, в текущих ценах, млрд руб.	67,7	70,8	76,8	81,8	88,2
Индекс роста физического объема платных услуг населению, %	100,1	96,1	102,6	97,8	102,6
Объем платных услуг населению, в сопоставимых ценах 2014 г., млрд руб.	67,7	65,1	66,8	65,3	67,0

Источник: Данные статистики ТОГС по РС(Я) за 2014-2018 гг.

В структуре расходов населения на оплату услуг в 2018 г., как и в предыдущие годы, первые четыре места занимали такие услуги, как транспортные (32,3%), жилищно-коммунальные (21,1%), услуги связи (13%) и бытовые услуги (10,6%). Доля данных услуг в структуре расходов населения составила 77%, против 78,9% в 2014 г. В 2018 г. по сравнению с 2014 г. в сопоставимых ценах доля бытовых услуг увеличилась на 2 пп., медицинских – 0,6, жилищных – 0,7, других – на 2,5 (рис. 1.2.5).



Рис. 1.2.5. Отраслевая структура платных услуг населению в 2014 г. и 2018 г. в сопоставимых ценах 2014 г., %<sup>2</sup>

### 1.3. Арктическая зона Республики Саха (Якутия)

Территория арктических и северных районов Республики Саха (Якутия) – 1608,8 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет 52,2% территории республики. К арктическим и северным 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 и северных районов составляют 114,9 млн га, из них более 50% – резервные фонды. Запас древесины оценивается в 1181,1 млн м<sup>3</sup>.

Численность населения арктических и северных районов республики в 2018 г. составила 67,99 тыс. чел. (7,04% населения республики). По сравнению с 2014 г. в 2018 г. численность населения снизилась на 1,26% (868 чел.).

За данный период социально-экономические показатели развития арктических и северных районов ухудшились: численность населения уменьшилась на 1,3%, уровень безработицы вырос на 1,8%, рождаемость снизилась на 29,1%, сохраняется отток населения в трудоспособном возрасте, среднемесячная номинальная начисленная заработная плата не достигла среднего уровня по республике, естественный прирост населения снизился на 65,7% (таблица 1.3.1).

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

<sup>2</sup> Данные статистики ТОГС по РС(Я)

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	Абс. прирост	Ср./год. 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	115	115	115	115	115		
Численность населения на конец года, чел.	68860	68557	68493	68159	67992	-868	-0,32
Естественный прирост, убыль населения, на 1000 чел. населения	10,48	7,51	7,23	6,24	3,59	-7	-22,06
Число родившихся, чел.	821	837	758	803	582	-239	-7,27
Миграционный прирост, чел.	-1195	-791	-491	-700	-411	784	-17,61
Уровень общей безработицы, %	8,68	8,82	8,84	н/д	н/д	н/д	0,88
Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций, тыс. руб.	45,50	50,38	54,45	58,03	64,61	19	9,18
Введено в действие жилых домов, кв. м общей площади	20583	17487	18970	21163	1418	-19165	-22,08
Общая площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя, кв. м общей площади	21,96	22,09	22,52	22,92	н/д	н/д	1,44

Источник: Данные статистики ТОГС по РС(Я) и Министерства по развитию Арктики и делам народов Севера Республики Саха (Якутия)

Самый высокий средний уровень начисленной заработной платы (100,6 тыс. руб) сохраняется в Анабарском районе, где в промышленных масштабах добывается алмаз. Промышленная добыча алмазов также начата с 2018 г. в Оленекском районе в Верхнемунском месторождении с проектной мощностью 3 млн т руды в год.

Северный морской путь является продолжением внутренних водных путей Ленского бассейна, по которому осуществляется завоз необходимых грузов для нужд арктических районов Республики Саха (Якутия) по рекам Яна, Индигирка, Колыма, Анабар и Оленек. В арктические районы через Северный морской путь флотом класса «река-море» прибрежного плавания ежегодно доставляется около 400 тыс. т грузов. В 2017 г. было доставлено 109,7 тыс. т топливно-энергетических ресурсов с гг. Архангельска и Мурманска, в том числе 79,8 тыс. т нефтепродуктов, впервые осуществлен завоз 20,4 тыс. т каменного угля.

## 2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ЗА ПЕРИОД 2014-2018 ГОДЫ

### 2.1. Общая характеристика энергосистемы республики

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) включает в себя зону централизованного и децентрализованного энергоснабжения.

Зона централизованного энергоснабжения состоит из трех районов электроэнергетической системы: Западного, Центрального и Южно-Якутского. Централизованным электроснабжением охвачено 36% территории республики, где проживает 85% населения.

*Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)* (ЗРЭС) (установленная мощность на 31.12.18 с учетом резервных электростанций ПАО «Якутскэнерго» и ПАО «Транснефть» составляет 984,2 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 введена в эксплуатацию в 2008 г.

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

На территории ЗРЭС изолированно функционируют электростанции ОАО «Сургутнефтегаз» (Талаканская ГТЭС, ГПЭС и ДЭС) с суммарной установленной мощностью 176,8 МВт. Талаканская ГТЭС, помимо электроснабжения Талаканского НГКМ, в 2018 г. осуществляла электроснабжение объекта нефтепровода ВСТО (НПС-10) по двум одноцепным ВЛ 110 кВ. В соответствии с информацией ПАО «Сургутнефтегаз», в настоящее время прорабатываются варианты присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС в период 2021-2023 гг. Учитывая отсутствие итогового варианта и заявки на технологическое присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС, подключение Талаканской ГТЭС не учитывается.

В 2016 г. введена в эксплуатацию ВЛ 110 кВ (в габ.220) Пеледуй – Полюс, предназначенная для передачи электрической энергии и мощности золотодобывающим предприятиям Бодайбинского района Иркутской области от сетей Западного энергорайона республики.

В 2017 г. для электроснабжения объектов ВСТО введены ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 с ПС 220 кВ НПС-9 и ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8. В 2018 г. завершено строительство участка от ПС 220 кВ НПС-7 до ПС 220 кВ НПС-8 с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-8.

*Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)* (ЦРЭС) (установленная мощность на 31.12.2018 с учетом резервных электростанций составляет 641,8 МВт) обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных улусов (районов), в том числе заречных. Они связаны с левобережьем построенной через р. Лену линией

электропередачи в габаритах 220 кВ. Основным источником электроснабжения потребителей ЦРЭС является Якутская ГРЭС с установленной мощностью 356 МВт. В 2017 г. введена Якутская ГРЭС Новая с установленной мощностью 193,48 МВт. Для создания условий обеспечения параллельной работы энергорайона с ОЭС Востока построена линия 220 кВ Нижний Куранах-Томмот-Майя с подстанциями 220 кВ Томмот и Майя. Для подключения новой ПС 220 кВ Майя к распределительной сети 110 кВ ЦРЭС реализовано строительство заходов существующих ЛЭП 110 кВ с образованием двухцепной кабельно-воздушной линии (КВЛ) 110 кВ Майя – Табага, КВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, КВЛ 110 кВ Майя – Борогонцы, двухцепной КВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях.

02 января 2019 г. Западный и Центральный энергорайоны вошли в состав Единой энергосистемы России с включением на параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока.

*Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (ЮЯРЭС)* (установленная мощность на 31.12.2018 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 с установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». В настоящее время ЮЯРЭС работает в составе ОЭС Востока: связь осуществляется посредством КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма, ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1 и 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 км<sup>2</sup> (64%) с 15% проживающего в республике населения. Основная часть мощности автономных электростанций (около 200 МВт) расположена на территории так называемого Северного энергорайона.

Электроснабжение административного центра Нижнеколымского улуса п. Черский и ряда населенных пунктов Оймяконского улуса, крупнейшим из которых является п. Усть-Нера в восточной части республики, осуществляется от Чукотской и Магаданской энергосистем соответственно.

Электроснабжение пос. Черский Нижнеколымского улуса Республики Саха (Якутия) осуществляется по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский от Чаун-Билибинского энергорайона.

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

Среднегодовое потребление электроэнергии п. Черский составляет 15–16 млн кВт·ч, Оймяконского улуса, в том числе с п. Усть-Нера, – 130–140 млн кВт·ч.

Энергосбытовую деятельность на территории Республики Саха (Якутия) ведет обособленное подразделение ПАО «Якутскэнерго» - «Энергосбыт».

### 2.1.1. Характеристика генерирующих компаний

Основными генерирующими компаниями на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Дальневосточная генерирующая компания», АО «Вилуйская ГЭС-3», ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Сахаэнерго». Суммарная установленная мощность электростанций этих компаний на 01.01.2017 составляла 2506,7 МВт. По итогам 2016 г. они обеспечивают более 95,7% общей выработки электроэнергии и свыше 45% тепловой энергии в республике.

На территории республики расположено довольно большое количество автономных энергоисточников, принадлежащих АО «Алмазы Анабара» (33,9 МВт), ООО «Бурение» (47,5 МВт), ООО «Газпром Бурение» (15 МВт), ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» (20 МВт), ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (16,2 МВт), ООО «Эльгауголь» (11,5 МВт), и другим горнодобывающим и геологоразведочным компаниям. Их суммарная установленная мощность оценивается более 400 МВт.

Гарантирующими поставщиками электроэнергии на территории республики, кроме ПАО «Якутскэнерго» и АО «Сахаэнерго», являются АО «Вилуйская ГЭС-3», ПАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания», ПАО «Магаданэнерго»<sup>3</sup>.

В 2016 г. суммарная установленная тепловая мощность электростанций в республике составляла 2185,5 Гкал/ч, котельных крупных энергокомпаний – 5527,7 Гкал/ч.

#### (1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является основной электроснабжающей организацией в Республике Саха (Якутия), осуществляющей деятельность в трех энергорайонах: Центральном, Западном, Южно-Якутском.

В Центральном и Западном энергорайонах функционируют производственные филиалы компании, осуществляющие генерацию и распределение электрической энергии, а также энергосбытовое отделение централизованного Энергосбыта. В Южно-Якутском энергорайоне компания осуществляет только энергосбытовую деятельность.

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 Западные), в составе которых эксплуатируется 15 резервных электростанций, суммарная мощность которых в 2018 г. составляла 107 МВт (таблица 2.1.1).

Установленная электрическая мощность электростанций компании на 31.12.2018 составляла 1348,5 МВт. Установленная тепловая мощность Якутской ГРЭС, Якутской ГРЭС Новая и Якутской ТЭЦ в 2018 г. составляла 1045 Гкал/ч. Основными потребителями тепловой энергии ПАО «Якутскэнерго»

<sup>3</sup> Согласно постановлению ГКЦ-РЭК РС (Я) от 31.10.2007 N 279 (ред. от 06.06.2013) «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)

являются население и коммунально-бытовой сектор (образовательные, лечебные учреждения и т.д.) (см. Приложение 2.1).

Изменение установленной мощности электростанций ПАО «Якутскэнерго» в 2017 г. связано с передачей в оперативное управление Якутской ГРЭС Новая (193,48 МВт), снижением мощности Якутской ГРЭС на 12 МВт, демонтажем Мирнинской ГРЭС (24 МВт), а также ДЭС в ЗЭС (1,505 МВт), вводом ДЭС «Кальвица» в ЦЭС (0,195 МВт). Суммарная мощность электростанций компании на 31.12.2018 составила 1241,5 МВт, из них Западные электросети – 26,7 МВт, Центральные электросети – 80,3 МВт.

Таблица 2.1.1. Установленная мощность электростанций и котельных ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 2018 г.)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Каскад Виллойских ГЭС-1-2	680	-
Якутская ГРЭС	356	548
Якутская ГРЭС Новая	193,5	469,6
Якутская ТЭЦ	12	567,7*
Западные электрические сети	26,7	1,8
Центральные электрические сети	80,3	
Всего	1348,5	1587,1

Примечание – \* с учетом котельных

## (2) АО «Дальневосточная генерирующая компания»

Филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» Нерюнгринская ГРЭС функционирует в Южно-Якутском энергорайоне республики и обеспечивает электрической энергией потребителей Нерюнгринского и Алданского районов, значительная ее часть передается в Амурскую область.

В состав филиала входят две электростанции (Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ) и Нерюнгринская водогрейная котельная. Их общая установленная мощность: электрическая – 618 МВт; тепловая – 1364 Гкал/час (таблица 2.1.2, см. Приложение 2.2).

Таблица 2.1.2. Установленная мощность электростанций и котельных филиала АО «ДГК» (по состоянию на 2018 г.)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Нерюнгринская ГРЭС	570	1220*
Чульманская ТЭЦ	48	144
Всего	618	1364

Примечание – \* включая Нерюнгринскую водогрейную котельную  
Источник: составлено по отчетным данным АО «ДГК» за 2018 г.

Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом предприятие АО «Якутуголь», а также население и коммунально-бытовой сектор г.Нерюнгри. Для покрытия пиковой тепловой нагрузки г.Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркамит 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 400 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.

### (3) АО «Сахаэнерго»

АО «Сахаэнерго», являющееся 100% 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, кроме того, имеет собственный производственный центр в г. Якутске. Из 17 улусов этой зоны 14 условно относятся к Северному энергорайону, где расположено основное количество ДЭС.

На конец 2017 г. в состав АО «Сахаэнерго» входило 164 электростанции, из которых 136 дизельных, 3 газопоршневых, 4 газотурбинных. В ведении компании находятся мини-ТЭЦ в п. Депутатский (электрической мощностью 7,5 МВт), 1 ветровая (ВЭС) в п. Быков Мыс (40 кВт) Булунского улуса и 19 солнечных (СЭС) электростанций. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов АО «Сахаэнерго» в 2018 г. составляла 210,6 МВт, из них возобновляемых источников энергии – 1,614 МВт (таблица 2.1.3). Более 82% мощности (163,7 МВт) электростанций АО «Сахаэнерго» эксплуатируется в северных и арктических районах республики.

Таблица 2.1.3. Установленная мощность электростанций и котельных АО «Сахаэнерго» (по состоянию на 2018 г.)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
ДЭС	201,5	17,9*
ВИЭ	1,614	-
мини-ТЭЦ	7,5	68,9
Котельные	-	8,0
Всего	210,6	94,8

Примечание – \* теплоутилизационные установки

Источник: составлено по отчетным данным АО «Сахаэнерго» за 2018 г.

Установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в 2018 г. составляла 94,8 Гкал/ч, из них мини-ТЭЦ в п. Депутатский 68,9 Гкал/ч. Компании принадлежат четыре котельные суммарной тепловой мощностью 8 Гкал/ч, расположенные в г. Олекминске, п. Депутатский, уч. Куйдусун, с. Ситта. Производство тепловой энергии осуществляется теплоутилизационными установками дизельных электростанций, их суммарная мощность оценивается в 17,9 Гкал/ч (Приложение 2.3.). 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.

**(4) АК «АЛРОСА» (ПАО)**

Основные генерирующие мощности компании в 2018 г. переданы в ООО «ЯГК». Электростанции Мирнинской горно-буровой экспедиции также выведены из баланса в связи с выводом структурного подразделения в дочернее зависимое общество ООО «АЛРОСА-Спецбурение». В настоящий момент компания эксплуатирует на промышленных участках небольшие дизельные электростанции с суммарной установленной мощностью 2,1 МВт.

**(5) ПАО «Сургутнефтегаз»**

Компания ПАО «Сургутнефтегаз» занимается добычей нефти и газа на Талаканском НГКМ в юго-западной части Республики Саха (Якутия). Для обеспечения потребностей нефтепроводной системы ВСТО функционирует Талаканская ГТЭС с установленной мощностью 135 МВт. Суммарная установленная мощность электростанций ОАО «Сургутнефтегаз» в 2018 г. составляла 178,7 МВт (с учетом Талаканской ГТЭС, ГПЭС и ДЭС в Мирном, Олекминске и с. Сунтары)<sup>4</sup>.

Потребность в тепловой энергии на промышленных объектах ПАО «Сургутнефтегаз» обеспечивается собственными источниками: утилизаторами тепловой энергии на Талаканской ГТЭС и 15 котельными с суммарной мощностью 82,3 Гкал/ч (см. Приложение 2.6).

**(6) ООО «Якутская генерирующая компания»**

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

География деятельности. ООО «ЯГК» осуществляет операционную деятельность в зоне децентрализованного электроснабжения в Анабарском, Булунском, Жиганском, Мирнинском (п. Моркока), Нюрбинском (п. Накын), Кобяйском и Оленекском районах Республики Саха (Якутия).

По состоянию на 31 декабря 2018 г. в состав ООО «Якутская генерирующая компания» входят 34 электростанции с суммарной установленной электрической мощностью 55,989 МВт, в т.ч.:

- 28 дизельных электростанций с суммарной установленной мощностью 29,756 МВт, снабжающих электроэнергией производственные объекты АО «Алмазы Анабара» по добыче алмазов на рассыпных месторождениях на территории Анабарского, Булунского, Жиганского, Оленекского районов Республика Саха (Якутия);

- 1 дизельная электростанция с установленной мощностью 20,250 МВт, снабжающей производственные объекты Нюрбинского ГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) в п. Накын, Нюрбинского района РС (Я);

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

- 4 дизельные электростанции с установленной мощностью 5,608 МВт, снабжающей производственные объекты АО «Прогноз» на месторождении «Вертикальное» в Кобяйском районе РС (Я).

<sup>4</sup> По данным ОАО «Сургутнефтегаз», включая Талаканскую ГТЭС, ГПЭС и ДЭС.

С 01 февраля 2019 г. ООО «ЯГК» осуществляет электроснабжение золотодобывающих предприятий на прииске «Кристалл» ООО «АДК» в Усть-Янском районе РС (Я) и горнорудном комплексе «Лунное» АО «Золото Селигдара» в Алданском районе РС (Я).

Под управлением ООО «ЯГК» находится АО «Виллойская ГЭС-3» (Светлинская ГЭС), осуществляющая выработку и передачу электроэнергии предприятиям Западного энергорайона. Установленная мощность Светлинской ГЭС составляет 277,5 МВт.

### 2.1.2. Характеристика электросетевых компаний

Существующая схема электроснабжения потребителей республики электросетевыми компаниями представлена на рисунке 2.1.1.

Общая протяженность линий электропередачи всех уровней напряжения – более 29 тыс. км, из них находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго» – 21368,4 км, АО «Сахаэнерго» – 2202,3 км, АО «ДРСК» – 1690,7 км, ПАО «Сургутнефтегаз» – 282,6 км, ПАО «ФСК ЕЭС» – 3960,25 км.

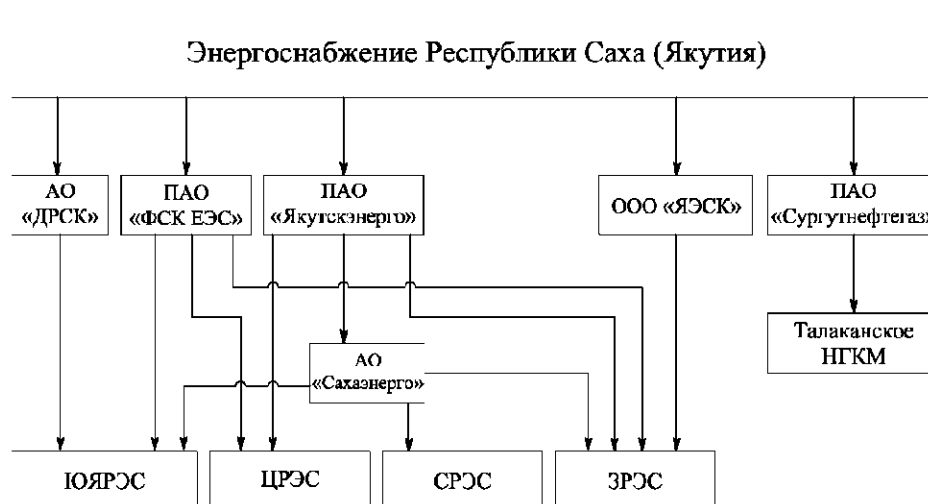


Рисунок 2.1.1 – Схема электроснабжения потребителей основными электросетевыми компаниями

#### (1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является и генерирующей, и электросетевой компанией. В качестве электросетевой компания обслуживает электрические сети напряжением 0,4–220 кВ. Общая протяжённость на территории Западного и Центрального энергорайонов находящихся на балансе компании высоковольтных линий электропередачи по состоянию на 2017 г. составляет по цепям 21368,4 км, в том числе: ВЛ 220 кВ – 2044,4 км, ВЛ 110 кВ – 2416 км, ВЛ 35 кВ – 3571,1 км, ВЛ 0,4-6-10 кВ – 13334,9 км. Основная часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах.

Уменьшение протяженности линий электропередачи компании в 2017 г. по сравнению с 2016 г. составило 816,3 км.

**(2) АО «Сахаэнерго»**

По состоянию на 2018 г. в ведении АО «Сахаэнерго» находятся электрические сети различных классов напряжения общей протяженностью 2188 км, в том числе:

– 2067,3 км воздушных линий электропередачи, из них: ВЛ 10кВ – 294,2 км, ВЛ 6 кВ – 479,0 км, ВЛ 0,4 кВ – 1294,1 км;

– 150,3 км кабельных линий, из них: КЛ 0,4 кВ – 120,7 км, КЛ 6 кВ – 28,4 км, КЛ 10 кВ – 0,5 км.

За 2017 г. общая протяженность воздушных линий электропередачи увеличилась на 16,3 км. Все линии выполнены в одноцепном исполнении исключительно на деревянных опорах.

**(3) ООО «Якутская сетевая электросетевая компания»**

В Западном энергорайоне, помимо ПАО «Якутскэнерго», электросетевую деятельность осуществляет крупнейший потребитель электрической энергии – ООО «Якутская сетевая электросетевая компания». В ведении компании находятся ЛЭП напряжением 0,4-35 кВ общей протяженностью 103,6 км, в том числе: ВЛ 35 кВ – 37,9 км, ВЛ 6 кВ – 48,8 км, ВЛ 0,4 кВ – 16,9 км<sup>5</sup>.

**(4) АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»**

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

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети», составляет 1690,7 км, из них ВЛ 110 кВ – 514,6 км, ВЛ 35 кВ – 287,4 км, ВЛ 0,4 – 10 кВ – 888,7 км<sup>6</sup>. Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (78,5 % опор ВЛ 110 кВ, 89,7 % опор ВЛ 35 кВ). (см. Приложение 2.7)

**(5) ПАО «Сургутнефтегаз»**

С 2009 г. компания ПАО «Сургутнефтегаз», кроме собственных потребностей, обеспечивает электроснабжение НПС №10 ПАО «АК «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 12 ПС 35 кВ общей трансформаторной мощностью 571 МВА. Линии электропередачи 35 кВ протяженностью 300,2 км выполнены в одноцепном исполнении.

**(6) ПАО «ФСК ЕЭС»**

<sup>5</sup> Данные АК «АЛРОСА» (ОАО) за 2012

<sup>6</sup> Данные филиала «ЮЯЭС» АО «ДРСК» на 01.01.2018

В собственности компании находятся ЛЭП напряжением 110-220 кВ общей протяженностью 3960,25 км, в том числе: ВЛ 220 кВ – 3959,68 км, ВЛ 110 кВ – 0,562 км. (см. Приложение 2.8)

## 2.2. Отчетная динамика и структура электропотребления за 2014-2018 гг.

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) в разные периоды характеризуется различной динамикой развития. В послевоенный советский период с 1950 по 1990 гг. среднегодовые темпы роста производства и потребления электроэнергии находились на очень высоком уровне и составляли примерно 111%, а в отдельные пятилетки доходили до 119%. 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%. В отдельные годы этого периода наблюдался небольшой рост электропотребления, но кризисы 1998 и 2008 годов не позволяли выйти на показатели стабильного прироста производства и потребления электроэнергии вплоть до 2010 г. В период с 2014 по 2018 гг. наблюдается устойчивый рост производства и потребления электроэнергии. Прирост производства электроэнергии в республике за период составляет 1087,8 млн кВт·ч и среднегодовые темпы роста электропотребления составляют 4,4%. В 2014 г. объем электропотребления превысил показатель 1990 г. и составил 6333,4 млн кВт·ч, а с 2015 г. уровень электропотребления превышает все предыдущие максимальные уровни, достигнутые в электроэнергетике республики (рис. 2.2.1).

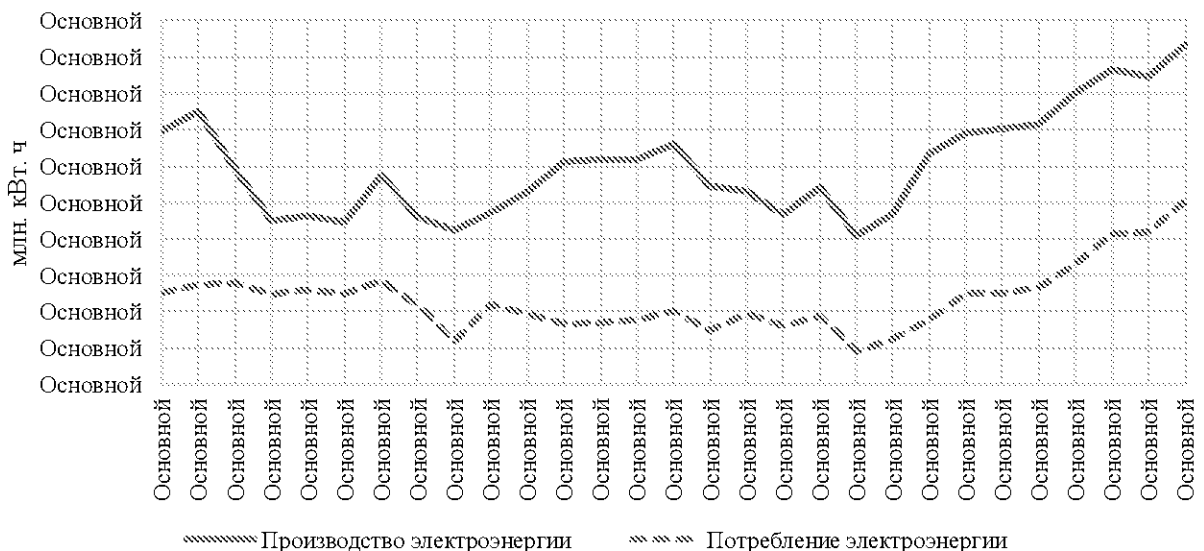


Рис. 2.2.1. Динамика производства и потребления электроэнергии за 1990-2018 гг., млн кВт·ч<sup>7</sup>

<sup>7</sup> По данным ИФТПС СО РАН без учета потерь электроэнергии в сетях общего пользования

В современной структуре электропотребления наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 32,2%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 19,5%, транспорт и связь – 14,2%. На население приходится 10,4% от потребляемой в республике электроэнергии. Сопоставима с этим показателем и доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования (11,1%) (рис. 2.2.2).

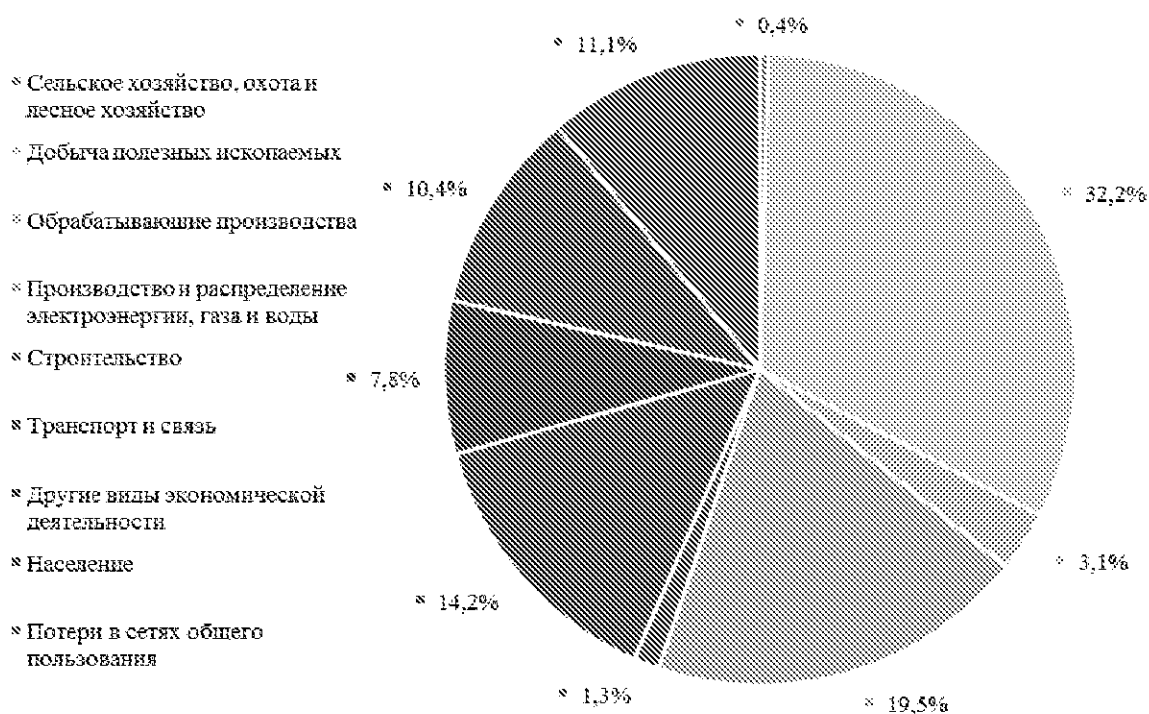


Рис. 2.2.2. Структура потребления электроэнергии (по состоянию на 2018 г.), %

За период 2014-2018 гг. среднегодовой абсолютный прирост электропотребления в республике составил 267,9 млн кВт·ч, абсолютный прирост электропотребления в республике составил 1144,0 млн кВт·ч, а среднегодовой темп прироста – 3,7 % (таблица 2.2.1).

Таблица 2.2.1. Динамика электропотребления за 2014-2018 гг.

Показатель	Год					2014-2018 г
	2014	2015	2016	2017	2018	
Электропотребление*, млн кВт·ч	7378,2	7659,2	8070,2	8129,3	8522,2	-
Абсолютный прирост, млн кВт·ч	195,6	281,0	411,0	59,1	392,9	267,9
Темпы роста, %	102,7	103,8	105,4	100,7	104,8	103,7

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

Источник: Данные Росстата и ТОГС по РС(Я) за 2014-2018 гг.

В целом, за 2014-2018 гг. электропотребление по республике стабильно растёт. Динамика электропотребления и её структура по видам экономической деятельности представлена ниже, в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2. Электропотребление по основным группам потребителей за 2014-2018 гг.

	2014		2015		2016		2017		2018			
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	потребление		прирост	
									млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
<i>Электропотребление по видам экономической деятельности, всего, в том числе</i>	5434,4	73,7	5757,3	75,2	6155,2	76,2	6147,0	75,6	6529,2	76,6	382,2	97,3
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	29,9	0,4	33,2	0,4	30,1	0,4	33,0	0,4	36,3	0,4	3,3	0,8
добыча полезных ископаемых	2694,7	36,5	2172,7	28,4	2367,2	29,3	2523,4	31,0	2588,8	30,4	65,4	16,6
обрабатывающие производства	236,5	3,2	241,9	3,2	241,0	3,0	242,4	3,0	266,9	3,1	24,5	6,2
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1242,3	16,8	1524,1	19,9	1556,2	19,3	1524,2	18,7	1628,5	19,1	104,3	26,5
строительство	90,3	1,2	99,5	1,3	99,2	1,2	102,7	1,3	113,1	1,3	10,4	2,6
транспорт и связь	510,8	6,9	1104,9	14,4	1237,0	15,3	1108,3	13,6	1220,5	14,3	112,2	28,5
другие виды экономической деятельности	629,9	8,5	581,0	7,6	624,5	7,7	613,0	7,5	675,0	7,9	62,0	15,8
<i>Население</i>	899,1	12,2	901,0	11,8	924,0	11,4	953,3	11,7	989,3	11,6	36,0	9,2
<i>Потери в сетях общего пользования</i>	1044,8	14,2	1000,9	13,1	1001,0	12,4	1029,0	12,7	1003,8	11,8	-25,2	-6,4
<b>ИТОГО</b>	<b>7378,3</b>	<b>100,0</b>	<b>7659,2</b>	<b>100,0</b>	<b>8080,2</b>	<b>100,0</b>	<b>8129,3</b>	<b>100,0</b>	<b>8522,2</b>	<b>100,0</b>	<b>392,9</b>	<b>100,0</b>

Источник: Данные ТОГС по РС(Я) и Министерства экономики РС(Я) за 2014-2018 гг.

За период наибольший прирост электропотребления наблюдается в 2016 г. и 2018 г. и составляет соответственно 421,0 млн кВт·ч с темпом прироста к предыдущему году на 5,4% и 392,9 млн кВт·ч (4,8 %).

За счет постоянного роста электропотребления в добыче топливно-энергетических ресурсов снижение спроса на электроэнергию в алмазной и золотодобывающей промышленности в общих показателях по добыче топливно-энергетических ресурсов отражается лишь в начале периода резким снижением электропотребления на 19,4%. В 2018 г. данный показатель не достигает уровня 2014 г. на 3,9% и составляет 2588,8 млн кВт·ч. Электропотребление по всем остальным видам деятельности увеличивается, средние темпы за период которых составляют: по обрабатывающему производству – 3,2%, по обеспечению электроэнергией, паром и газом и водоотведению – 7,4%, по строительству – 5,9%, по транспортированию и связи – 32,0%, по торговле – 11,1%, а также электропотребление населения – 2,4%. Рост электропотребления в электро- и теплоэнергетике связан, в основном, с ростом затрат электроэнергии на производство и отпуск тепла, на транспорте – с развитием нефтепроводной системы, в строительстве – с ростом объемов производства, в торговле – с расширением производственных мощностей, у населения – с улучшением качества жизни.

Необходимо отметить, что потери в сетях за период в натуральных величинах колеблются до 4%, но их доля в электропотреблении постепенно сокращается и в 2018 г. достигла 11,8% против 14,2% в 2014 г.

В децентрализованной зоне республики, обслуживаемой разными энергоснабжающими организациями, в 2017 г. и 2018 г. потреблено 1107 и 1102 млн кВт·ч электроэнергии соответственно. При этом 467,0 млн кВт·ч (42,4%) электроэнергии в децентрализованной зоне в 2018 г. израсходовано на технологические нужды ПАО «Сургутнефтегаз» на Талаканском месторождении (Приложение 2.6).

25,5% электроэнергии децентрализованной зоны – 281 млн кВт·ч потребляется коммунально-бытовым сектором в северных и труднодоступных районах республики от электростанций АО «Сахаэнерго» (Приложение 2.3).

Более 27% электроэнергии децентрализованной зоны приходится на небольшие предприятия добывающей промышленности, изолированные от энергосистемы горно-обогатительные комбинаты АК «АЛРОСА» (ПАО) – 7,5 млн кВт·ч (0,7%) (Приложение 2.4), нефтедобывающее предприятие ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» – 100,79 млн кВт·ч (9,1%), ОАО «Алмазы Анабара» – 27,0 млн кВт·ч (2,5%).

Исходя из современных прогнозов, перспективный этап развития республики будет связан с дальнейшим освоением ресурсной базы и, соответственно, с ростом производства и потребления электроэнергии.

### 2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии по энергорайонам республики представлен в таблице 2.3.1.

*Центральный район электроэнергетической системы РС(Я).* Основными промышленными потребителями энергорайона являются АО ПО «Якутцемент», ГУП «ЖКХ РС (Я)». Суммарное потребление в 2018 г. составило 126,6 млн кВт.ч.

Ежегодное снижение электропотребления АО «Водоканал» обусловлено снижением объема потребления воды вследствие установки потребителями приборов учета.

Снижение объемов электропотребления на разрезе Кангаласский и шахте Джебарики-Хая (АО ХК «Якутуголь») в 2014–2015 гг. было вызвано переходом с подземного на открытый способ добычи угля. С 2016 г. подземная добыча угля на шахте Джебарики-Хая полностью прекращена.

*Западный район электроэнергетической системы РС(Я).* Основными потребителями Западного энергорайона являются предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО). Снижение объемов потребления электроэнергии в 2017- 2018 гг. связано с закрытием рудника «Мир», в связи с аварией, произошедшей в руднике летом 2017 г. (Приложение 2.4).

Устойчивый рост потребления электроэнергии ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Транснефть» обусловлен ежегодным ростом добычи нефти и, соответственно, увеличением объемов ее транспортировки (Приложения 2.6, 2.9).

*Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я).* Как отмечалось выше, неуклонный рост электропотребления в нефтепроводном транспорте связан с ростом добычи нефти и её транспортировки.

Среди предприятий угольной промышленности значительный объем электропотребления приходится на АО ХК «Якутуголь».

Небольшие колебания в объемах электропотребления наблюдаются в цветной металлургии, что связано с динамикой отработки старых и ввода новых золоторудных месторождений.

Снижение электропотребления ОАО «Нерюнгринский городской водоканал» также, как и в АО «Водоканал», связано со снижением объема потребления воды вследствие использования приборов учета и модернизации объектов водоснабжения.

*Зона децентрализованного электроснабжения.* Рост электропотребления ОАО «Алмазы Анабара» связан с развитием предприятия и наращиванием объемов добычи алмазов.

Приведенные в таблице максимальные нагрузки увязаны с объемами потребления электроэнергии, представленными в таблице 2.3.1. Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии по энергорайонам республики представлены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2014	2015	2016	2017	2018
<i>Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)</i>						
АО ПО «Якуцемент»	Строительные материалы	53,8	53,3	45,9*	51,5*	53
МУП «Теплоэнергия»	Теплоснабжение	31,3	0,0	0,0	27,3	26,9
АО «Водоканал» Якутск	Водоснабжение	41,9	37,3	34,1	38,2	22,7
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский + Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	8,7	4,3	6,3	3,6	4,0
ФКП «Аэропорты Севера»	Транспорт	19,5	14,6	15,0	17,7	17,4
АО «Якутский хлебокомбинат»	пищевая промышленность	6,2	7,7	7,7	6,4	5,8
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	12,0	10,3	9,9	8,2	8,3
ООО «Артель старателей «Дражник»*	Цветная металлургия	17,4	15,4	16,3	14,5	0,0
ООО «Рудник «Дуэт»*	Цветная металлургия	7,3	7,5	8,2	8,6	0,0
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	9,177*	8,87*	8,448*	21,2	21,3
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Теплоснабжение	70,4	72,0	72,7	75,6	73,6
ПАО «ЛЮРП»	Водный транспорт	9,2	8,9	9,2	9,0	7,8
<i>Западный район электроэнергетической системы РС(Я)</i>						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	1557,9	1460,0	1460,0	1059,0	1016,5
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	345,5	421,2	433,0	432,4	467,0
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти	371,3	318,3	318,3	377,6	658,2
в том числе:						
НПС-10		100,7	114,5	114,5	120,0	154,9
НПС-11		50,0	59,1	59,1	58,2	94,5
НПС-12		63,9	42,5	42,5	59,7	129,3
НПС-13		70,5	47,2	47,2	64,2	135,6
НПС-14		86,2	55,0	55,0	75,5	143,9
ОАО «ЯТЭК»	Добыча газа	3,8	5,0	7,6	7,7	8,3
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	Добыча нефти и газа	37,6	64,4	97,5	134,4	224,6
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	124,336*	110,451*	115,704*	97,1	103,5
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Теплоснабжение	27,7	27,6	27,6	27,9	27,4
ПАО «Газпром»	Добыча и транспортировка газа	0	0	0	0	0,7
<i>Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)</i>						

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2014	2015	2016	2017	2018
АО ХК «Якутуголь» Нерюнгри»	Угольная промышленность	299,3	279,76	295,0	268,5	260,9
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти	283,7	364,7	400,9	406,9	611,8
в том числе:						
НПС-15		75,6	85,0	85,0	86,9	131,1
НПС-16		66,0	85,1	96,1	95,8	135,3
НПС-17		71,6	88,3	98,4	102,0	138,0
НПС-18		60,1	53,9	65,3	65,2	112,8
НПС-19		10,4	52,4	56,1	57,0	94,6
АО «Полос Алдан» ГРК»**	Цветная металлургия	143,6	141,4	137,9	149,0	155,6
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	35,7	34,5	32,7	30,9	29,0
ООО «Айгуль»	Оптовая и розничная торговля	4,5	4,4	4,6	6,1	7,2
АО АК «Железные дороги Якутии»	Грузо- и пассажироперевозка	5,0	5,7	8,3	9,9	8,7
ООО «МЕЧЕЛ- РЕМСЕРВИС»**	Техсервис	10,1	7,7	8,1	8,0	7,5
ОАО «Золото Селигдара»**	Цветная металлургия	34,8	24,6	39,0	49,7	93,5
ОАО «УК Нерюнгриуголь»**	Угольная промышленность	н/д	н/д	33,8	44,2	80,9
АО «ГОК «Инаглинский»**	Угольная промышленность	н/д	н/д	н/д	12,6	14,7
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	н/д	н/д	н/д	34,5	32,3
ПАО «Газпром»	Добыча и транспортировка газа	0	0	0	0	0
<i>Зона децентрализованного электроснабжения</i>						
ОАО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	20,7	28,9	26,7	27,5	27,0
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Теплоснабжение	44,9	46,7	48,5	48,1	46,6
АО «Теплоэнергосервис»*	Теплоснабжение	н/д	н/д	н/д	3,4	2,9

Таблица 2.3.2. Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2014	2015	2016	2017	2018
<i>Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)</i>						
АО ПО «Якуццемент»	Строительные материалы	12	12	н.д.	0	0
МУП "Теплоэнергия"	Теплоснабжение	0	0	н.д.	0	0
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	1	0,53	0,7	0,4	0,4

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2014	2015	2016	2017	2018
ФКП «Аэропорты Севера»	Воздушный транспорт	2,4	1,8	н.д.	0	0
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	0	0	0	16,3	15,4
<i>Западный район электроэнергетической системы РС(Я)</i>						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	320	363,1	303	168	167
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	59,285	69,069	н.д.	0	0
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти					
в том числе:						
НПС-10		12,9	12,9	14,2	19,9	35
НПС-11		8,2	6,4	7,3	9,7	23,5
НПС-12		8,5	8,2	5,3	9,9	33,6
НПС-13		9,9	9	5,8	10,6	34,2
НПС-14		11	11,1	6,8	12,6	31,5
ОАО «ЯТЭК»	Добыча газа	0	2,9	3,1	3,2	0
ПАО «Газпром»	Добыча и транспортировка газа	0	0	0	0	0,1
<i>Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)</i>						
АО ХК «Якутуголь» Нерюнгри"	Угольная промышленность	32,1	30	31,7	27,7	27,1
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти					
в том числе:						
НПС-15		9,7	9,7	10,4	16,8	26,1
НПС-16		12,5	10,9	11,8	15,9	30,3
НПС-17		15,4	11,3	13,5	16,9	29,1
НПС-18		12,5	6,9	7,8	10,8	30,9
НПС-19		10,8	6,7	6,9	9,5	23,5
АО «Полос Алдан» ГРК»	Цветная металлургия	18,5	18,5	н.д.	22,06	22,59
ООО "МЕЧЕЛ-РЕМСЕРВИС"	Техсервис	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
ПАО «Газпром»	Добыча и транспортировка газа	0	0	0	0	0
<i>Зона децентрализованного электроснабжения</i>						
ОАО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	7	7	н.д.	0	0

Примечание – \* по данным ПАО «Якутскэнерго»

\*\* по данным АО «АТС»

Источник: данные предприятий (Приложения к разделу 2)

## 2.4. Динамика изменения максимума нагрузки

### *Западный район электроэнергетической системы РС(Я)*

Особенностью ЗРЭС является специализация промышленности, электроснабжение которой осуществляется от энергосистемы, фактически на одной отрасли – алмазодобыче. Крупнейшим потребителем электроэнергии выступают предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), доля которых составляет около 60% от общего электропотребления ЗРЭС. Вследствие этого изменение электропотребления АК «АЛРОСА» (ПАО) оказывает значительное влияние на динамику электропотребления всего ЗРЭС.

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в ЗРЭС за 2014-2018 гг. приведена в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1. Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Западном районе электроэнергетической системы РС(Я)

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум нагрузки, МВт	589	596	594	569	623
Годовое изменение, %	3,37	1,17	-0,30	-4,27	9,42
Электропотребление, млн кВт·ч	2872	2994	2992	2951	3225
Годовое изменение, %	2,83	4,23	-0,04	-1,40	9,32
Число часов использования максимума нагрузки, час.	4873	5021	5034	5186	5177

Источник: Данные Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (Приложение 2.10)

Как следует из таблицы 2.4.1, в период 2015-2017 гг. в ЗРЭС наблюдалась тенденция снижения как максимума нагрузки (рисунок 2.4.1 а), так и электропотребления (рисунок 2.4.1 б), после, в 2017 г. и максимум нагрузки, и электропотребление выросли.

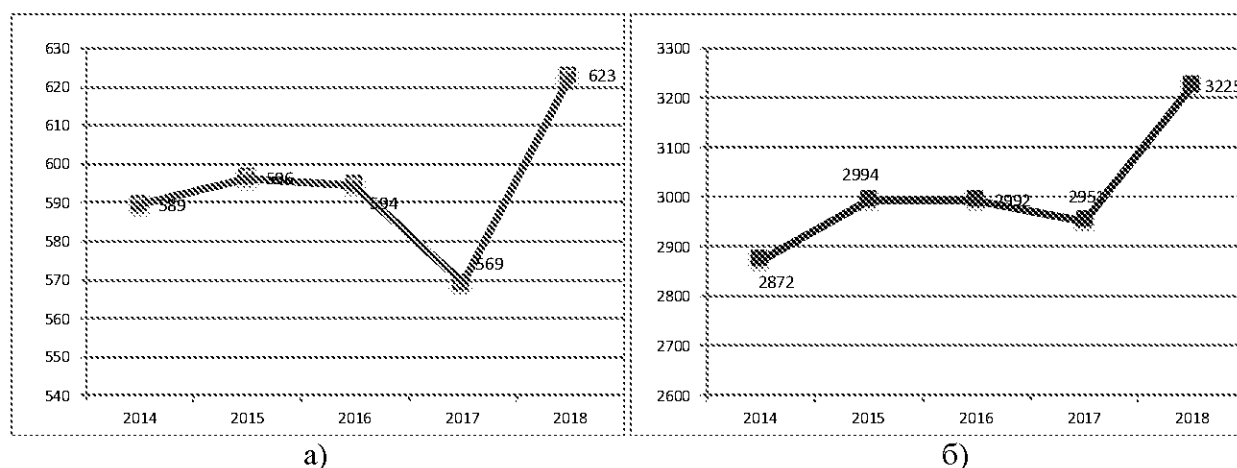


Рисунок 2.4.1 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Западном районе электроэнергетической системы РС(Я)

### *Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)*

Динамика электропотребления и максимальных электрических нагрузок потребителей в ЦРЭС за период 2014–2018 гг. приведена в таблице 2.4.2. Анализ приведенной динамики показывает, что в ЦРЭС за период 2014–2018 г наблюдалась тенденция небольшого снижения максимума нагрузки (рисунок 2.4.2 а) и стабильного уровня электропотребления (рисунок 2.4.2 б).

Таблица 2.4.2. Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Центральном районе электроэнергетической системы РС(Я)

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум нагрузки, МВт	323	304	301	308	304
Годовое изменение, %	1,41	-5,97	-0,82	2,22	-1,22
Электропотребление, млн кВт·ч	1679	1659	1660	1649	1692
Годовое изменение, %	0,62	-1,19	0,02	-0,63	2,61
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5198	5462	5508	5354	5566

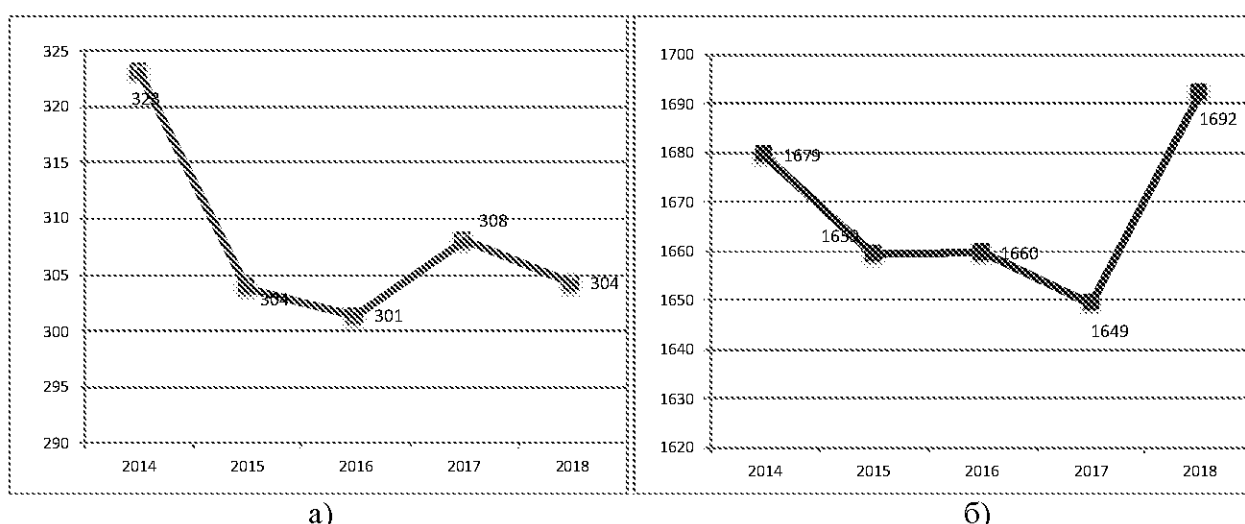


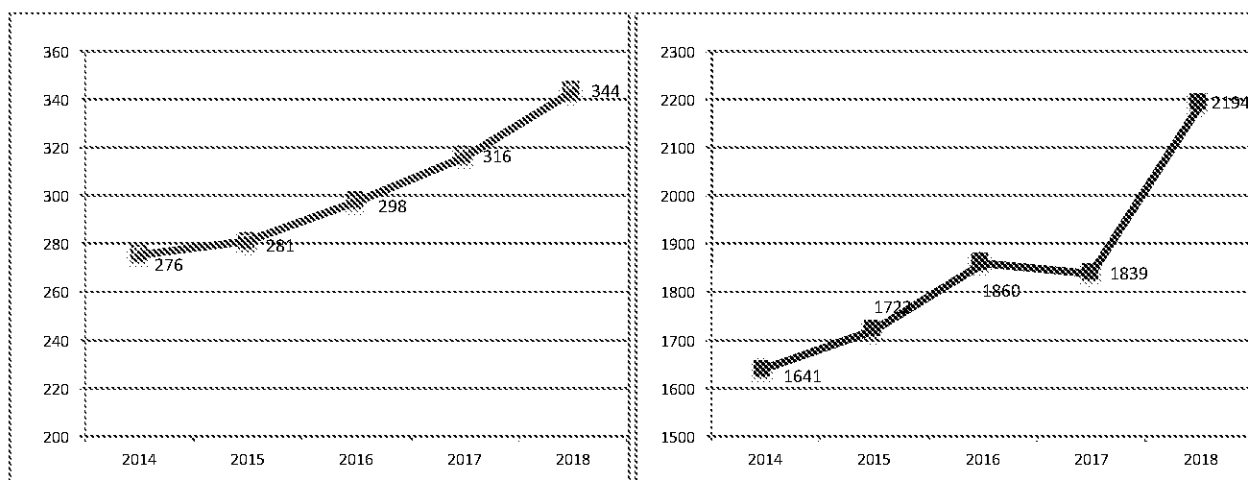
Рисунок 2.4.2. Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Центральном районе электроэнергетической системы РС(Я)

### *Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)*

Динамика электропотребления и собственного максимума нагрузки в ЮЯРЭС за период 2014–2018 гг. приведена в таблице 2.4.3. Максимум нагрузки (рисунок 2.4.3 а) в энергорайоне возрастает, как и электропотребление (рисунок 2.4.3 б).

Таблица 2.4.3. Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы РС(Я)

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум нагрузки, МВт	276	278,6	298	316	344
Годовое изменение, %	1,62	1,10	6,8	6,21	8,60
Электропотребление, млн кВт·ч	1667	1722	1913	1909	2194
Годовое изменение, %	-2,2	3,3	11,1	-0,2	14,9
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6040	6172	6420	6041	6377



а)

б)

Рисунок 2.4.3. Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы РС(Я)

## 2.5. Динамика потребления тепловой энергии, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных.

Потребление тепловой энергии в 2017 г. в республике составило 12,0 млн Гкал, что на 6,1% выше показателя предыдущего года, в 2018 г. по оценке потребление тепловой энергии составляет около 12,4 млн Гкал. В таблице 2.5.1 представлена динамика изменения теплоснабжения за период 2014-2018 гг.

Таблица 2.5.1. Динамика потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2014-2018 гг.

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018*
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	11249,9	11089,0	11324,1	12018,6	12318,7
Абсолютный прирост теплоснабжения, тыс. Гкал		-160,9	235,1	694,5	300,1
Средние темпы прироста, %		-1,4%	2,1%	6,1%	2,5%

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2014-2017 гг.»

\* 2018 г. оценка разработчика

За период с 2014 по 2017 гг. потребление тепловой энергии в республике повысилось на 6,8%, с 2014 по 2018 гг. повышение оценивается в 9,5%. В сфере промышленного производства рост теплоснабжения составил около 24,0% за 2014-2017 гг., в то же время теплоснабжение на добывающих предприятиях сократилось на 20,1%, в отрасли обрабатывающих производств сокращение составило 15,1%. Теплоснабжение населением за рассматриваемый период практически не изменилось, сокращение составило 2,0%. Аналогичная ситуация наблюдалась в сельском хозяйстве, где потребление тепловой энергии в период с 2014 по 2017 гг. уменьшилось на 7,0%. Значительное сокращение теплоснабжения (на 29,9%) произошло в сфере строительства. Потребление тепла

в прочих отраслях (образование, здравоохранение, государственное управление) уменьшилось за рассматриваемый период на 9,4%. В таблице 2.5.2 представлена структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2014 по 2018 гг.

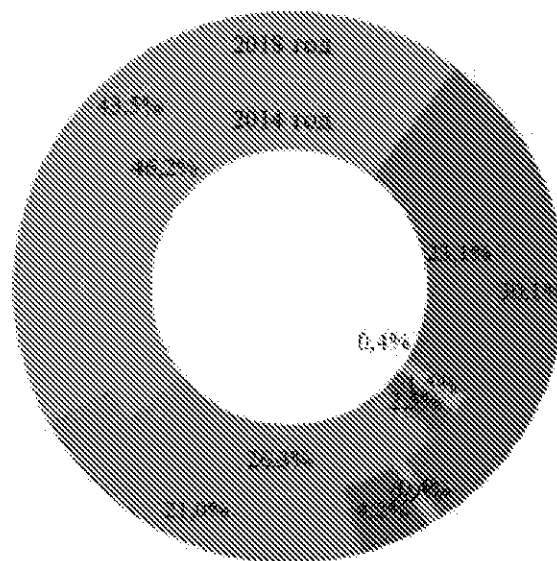
Таблица 2.5.2. Динамика потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2014 по 2018 гг., тыс. Гкал.

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018*
Потребление всего, в том числе:	11249,9	11089,0	11324,1	12018,6	12318,7
Промышленность всего, в том числе:					
<i>добыча полезных ископаемых</i>	1662,3	1235,3	1300,4	1327,1	1146,2
<i>обрабатывающие производства</i>	244,3	229,7	274,8	207,5	222,8
<i>производство и распределение электроэнергии, воды и газа</i>	790,3	812,5	1842,0	1809,3	2335,2
Сельское хозяйство, рыболовство, рыбоводство	44,6	49,3	49,5	41,5	44,0
Строительство	173,7	200,9	141,7	121,7	105,7
Транспорт и связь	290,3	417,1	423,5	451,8	518,4
Сфера услуг и прочие виды деятельности	3070,1	2463,4	2687,9	2780,1	2589,0
Население	5385,6	5411,5	5541,3	5279,6	5357,5

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2014-2017 гг.»

\* 2018 г. оценка разработчика

В структуре теплопотребления в республике за 2014-2018 гг. произошли некоторые изменения. Ожидается, что доля теплопотребления населением сократится с 46,2% в 2014 г. до 43,5% в 2018 г. За рассматриваемый период рост доли теплопотребления промышленностью оценивается с 23,1% в 2014 г. до 30,1% в 2018 г. Осталась на одном уровне доля теплопотребления в сельском хозяйстве. Ожидаемая доля теплопотребления на предприятиях транспорта и связи увеличилась с 2,5% в 2014 г. до 4,2% в 2018 г. На рисунке 2.5.1 представлено сравнение структуры теплопотребления в Республике Саха (Якутия) в 2014 и 2018 гг.



- ※ Промышленность
- ※ Сельское хозяйство, рыболовство, рыбоводство
- ※ Строительство
- ※ Транспорт и связь
- ※ Сфера услуг и прочие виды деятельности
- ※ Население

\* 2018 оценка разработчика

Рисунок 2.5.1. Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2014 по 2018\* гг.

Суммарная установленная тепловая мощность электростанций крупных энергокомпаний в 2018 г. составила 2521,5 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 1467,6 Гкал/ч, филиал «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 5590,34 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 70,70 Гкал/ч, АО «Теплоэнергосервис» – 613,49<sup>8</sup> Гкал/ч, ГУП «ЖКХ РС (Я)»<sup>2</sup> – 2672,21 Гкал/ч, филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» – 400,00 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 8,04 Гкал/ч, ООО «ПТВС» – 701,14 Гкал/ч, ООО «Ленское ПТЭС» – 175,54 Гкал/ч, АО «ДСК» – 142,04 Гкал/ч, АО «Теплоэнергия» – 594,50 Гкал/ч, АК «Алроса» (ПАО) – 268,25 Гкал/ч (таблица 2.5.3). Более подробная информация об установленной тепловой мощности энергоисточников представлена в Приложении 2.14.

<sup>8</sup> Здесь и далее данные АО «Теплоэнергосервис» указаны без учета Охотского филиала

<sup>2</sup> Здесь и далее данные ГУП «ЖКХ РС (Я)» за 2018 ожидаемые

Таблица 2.5.3. Установленная тепловая мощность крупных энергокомпаний Республики Саха (Якутия) в 2018 году

Энергокомпания	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПАО «Якутскэнерго»	1582,3
АО «Сахаэнерго»	84,9
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	1385,0
АО «Теплоэнергосервис»	703,1
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	2672,2
ООО «ПТВС»	913,2
ООО «Ленское ПТЭС»	175,5
АО «Теплоэнергия»	594,5
АО «ДСК»	142,0
АК «АЛРОСА» (ПАО)	293,2
Итого	8537,5

Источник: Данные предприятий (Приложения к разделу 2)

Производство тепловой энергии в республике в 2018 г. ожидается 15,6 млн Гкал. Структура производства тепловой энергии в 2018 г. представлена в таблице 2.5.4.

Таблица 2.5.4. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2018 г.

№ п/п	Энергокомпания, энергоисточник	Производство тепловой энергии, тыс.Гкал	Вид топлива
1	2	3	4
<b>Электростанции</b>			
Всего от ТЭС, в том числе:		4451,7	
1	ПАО «Якутскэнерго», всего, в том числе:	2389,6	
	Якутская ГРЭС	1055,2	природный газ
	Якутская ГРЭС-2	539,2	природный газ
	Якутская ТЭЦ	795,2	природный газ
2	Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», всего, в том числе:	2003,9	
	Нерюнгринская ГРЭС	1713,9	каменный уголь
	Чульманская ТЭЦ	290,0	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго», всего, в том числе:	58,2	
	Депутатская ТЭЦ	58,2	каменный уголь
<b>Котельные</b>			
Всего от котельных, из них:		10720	
1	ПАО «Якутскэнерго»	15,6	природный газ, дизельное топливо, дрова
2	Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	25,9	каменный уголь

3	АО «Сахаэнерго»	6,0	природный газ, дизельное топливо, уголь
4	АО «Теплоэнергосервис»	913,1	природный газ, дизельное топливо, уголь
5	ООО «ЛТВС»	1134,8	природный газ, нефть, уголь
6	ООО «Ленское ПТЭС»	233,4	природный газ, нефть
7	АК «АЛРОСА» (ПАО)	179,5	природный газ, нефть, уголь, дизельное топливо
8	АО «ДСК»	119,6	природный газ
9	АО «Теплоэнергия»	738,0	природный газ
10	ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3755,6	природный газ, дизельное топливо, уголь
<b>Электробойлерные</b>			
Всего от электробойлерных, из них:		346,1	
1	АО «Теплоэнергосервис»	81,6	
2	ООО «ЛТВС»	254,1	
3	АК «АЛРОСА» (ПАО)	10,37	
<b>Вторичные энергоносители</b>			
Всего от вторичных энергоносителей, из них:		67,2	
1	АО «Сахаэнерго»	18,1	

Источник: Данные предприятий (Приложения к разделу 2); формы статистической отчетности 6-ТП за 2018

Основную долю в структуре производства тепловой энергии в республике занимают котельные. За рассматриваемый период с 2014 по 2018 гг. доля котельных в общей структуре производства тепла оценочно увеличилась на 9,6% и в 2018 г. составила 74,2%. Доля электростанций в производстве тепловой энергии снизилась, с 31,5% в 2014 г. до 28,6% в 2018 г. Доля электробойлерных сократилась с 3,2% в 2014 г. до 2,2% в 2018 г. Доля тепловой энергии, производимой вторичными энергоносителями, за рассматриваемый период снизилась с 0,6% до 0,4%. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2014-2018 гг. представлена на рисунке 2.5.2

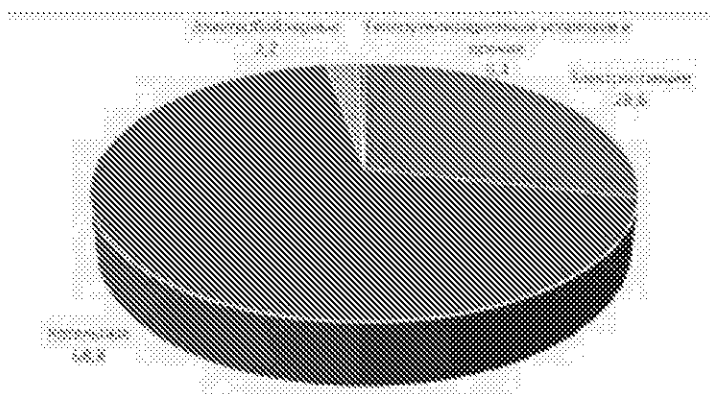


Рисунок 2.5.2. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2018 г.

Баланс производства и потребления тепловой энергии выполнен по уточненным данным согласно годовым отчетам энергокомпаний (ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», ГУП «ЖКХ РС(Я)», АО «Теплоэнергосервис», АК «АЛРОСА» (ПАО), ООО «ПТВС»). В структуру производства тепловой энергии включен объем тепловой энергии, произведенной с помощью вторичных энергоносителей. Баланс тепловой энергии республики за период 2014-2018 гг. приведен в таблице 2.5.5.

Таблица 2.5.5. Баланс тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2014 г. по 2018 г., тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Производство тепловой энергии, всего	14581,7	14236,4	14447,0	15213,4	15593,3
в том числе:					
Электростанции	4600,0	4429,7	4511,8	4345,5	4451,7
в том числе:					
ПАО "Якутскэнерго"	2348,9	2278,9	2335,6	2386,2	2389,6
АО "Сахаэнерго"	70,8	75,1	63,2	56,7	58,2
АО "ДГК"	2180,3	2075,7	2113,0	1902,6	2004,0
Котельные, из них:	9420,0	9235,9	9455,2	10499,9	10722,1
ПАО "Якутскэнерго"	144,6	135,7	138,2	101,1	15,6
АО "Сахаэнерго"	5,7	5,8	5,7	5,9	6,0
АО "ДГК"	8,9	15,8	2,3	72,4	25,9
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	3613,3	3497,9	3649,6	3677,6	3755,6
АО "Теплоэнергосервис"	1318,6	1280,0	1003,2	1122,4	913,1
Электробойлерные, в том числе:	471,8	486,5	414,1	365,1	346,1
АО "Теплоэнергосервис"	90,8	103,6	84,9	75,5	81,6
АК "АЛРОСА" (ПАО)	356,1	359,9	306,2	13,7	10,37
ООО «ПТВС»	-	-	-	254,1	254,2
Вторичные энергоносители	89,9	84,3	65,9	66,0	67,2
Потери тепловой энергии, всего	3765	3085,3	3032,5	3194,8	3274,6
Потребление тепловой энергии, всего	11249,9	11089,0	11324,1	12018,6	12318,7*

Источник: формы статистической отчетности 6-ТП, 11-ТЭР за 2014-2018 г; Данные предприятий (Приложения к разделу 2), ТЭБ Республики Саха (Якутия) за 2014-2018 гг.

\* оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

### Потребление и производство тепловой энергии в Якутске

Суммарное потребление тепловой энергии в Якутске в 2018 г. ожидается 2,6 млн Гкал. Ожидается за период 2014-2018 гг. рост теплоснабжения на 2,2% (таблица 2.5.6). В структуре потребления наибольшую долю составляют: население - порядка 65% , сфера услуг - 30% (рисунок 2.5.3).

Таблица 2.5.6. Динамика потребления тепловой энергии в Якутске, тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018*
Потребление тепловой энергии, всего	2578,8	2561,5	2624,2	2570,2	2634,4
в том числе: промышленность	78,0	85,6	79,5	47,5	40,6
строительство	24,2	20,1	24,3	29,8	40,0
транспорт и связь	59,0	53,2	49,1	26,0	26,1
население	1534,5	1572,1	1642,8	1694,9	1717,4
сфера услуг и прочие виды деятельности	883,1	830,5	828,5	763,9	801,5

Источник: Приложение 2.23

\* ожидаемые данные



\* Ожидаемые данные

Рисунок 2.5.3. Динамика структуры потребления тепловой энергии в Якутске

Структура производства теплоснабжающими предприятиями в пределах городской территории Якутска представлена в таблице 2.5.8. Наиболее крупными производителями тепловой энергии являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Теплоэнергия», АО «ДСК» и ГУП «ЖКХ РС(Я)».

Наибольшую долю (около 68%) в производстве тепловой энергии в 2018 г. составили источники ПАО «Якутскэнерго», из них: 67,5% – электростанции, 0,5% – котельные компании. На котельных АО «Теплоэнергия» произведено около 21% от общего объема, АО «ДСК» 3,1%, немногим более 4,8% - ГУП «ЖКХ РС(Я)» и около 3,5% - на остальных предприятиях.

Таблица 2.5.8. Производство тепловой энергии в Якутске, тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Всего, в том числе:	3363, 512	3466, 6	3409, 7	3443, 7	3517, 6	3527, 1
Электростанции ПАО «Якутскэнерго»	2310, 1	2348, 9	2278, 9	2335, 6	2316, 7	2381, 6
в том числе: Якутская ГРЭС	1394, 4	1397, 7	1355, 6	1419, 8	1455, 5	1026, 7
Якутская ГРЭС-2					92,8	565,5
Якутская ТЭЦ	915,7	951,2	923,3	915,8	768,4	789,4
Котельные, всего	1053, 412	1117, 7	1130, 8	1108, 1	1200, 9	1145, 5
в том числе: ПАО «Якутскэнерго»	135,1	144,6	135,7	138,2	80,5	15,6
АО «Теплоэнергия»	721,3	749,0	791,6	746,1	732,1	727,0
АО «ДСК»	144,4	151,4	137,0	124,5	115,9	110,7
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	95,8	121,9	101,6	109,2	166,9	169,0
ГАУ РС(Я) "Республиканская больница № 1-Национальный центр медицины"	45,3	42,4	42,4	43,6		
ООО "Сахаэлектрогаз"	5,2	5,9	6,3	3,3		
МУП "Пригородная теплосетевая компания"	50,7	53,9	52,6	52,2		
ООО "Северные коммунальные системы"	0	0	0,6	15,5		

Источник: Письмо №346 от 14.12.2018 МКУ «Окружная администрация Якутска» – Приложения 2.23.

## 2.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2017 с указанием теплоснабжающей организации приведен в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1. Перечень основных потребителей тепловой энергии (2018)

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2018, 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, Мирный, ул. Ленина, 6	539,07	219,66	ООО «ПТВС»	Котельные, эл/бойлерные	701,1 212,1	1985,2007, 2012,2015
				ООО «Ленское ПТЭС»	Котельные	175,5	1968,1981, 1999,2009, 2015
				АК «АЛРОСА» (ПАО)	Котельные Эл/бойлерные	266,5 26,6	н/д
АО «ДСК»	677002, Якутск, Покровский тракт, 6 км	55,00	55,00	АО «ДСК»	Котельные	142,0	1987,2016

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2018, тыс. Гкал		Источник покрытия тепловой нагрузки			
		Всего	Из них: от собст. ист.	Теплоснабжающая организация	Тип источника	Уст. тепл. мощность, Гкал	Год ввода в эксплуатацию
АО «Алмазы Анабара»	677027, Якутск, ул. Кирова, д. 18, блок «Б»	21,63	21,63	АО «Алмазы Анабара»	Котельные	18,6	2006, 2009-2017
ПАО «Транснефть»	119180, Москва, ул. Большая Полянка, д. 57	37,56	37,56	ПАО «Транснефть»	Котельные	69,6	н/д
ФКП «Аэропорты Севера»	677904, Якутск, с. Маган, ул. 40 лет Победы, д. 1	39,20	19,59	АО «Теплоэнергосервис»	Котельные Эл/бойлерные	613,5 89,6	н/д
				ГУП «ЖКХ РС (Я)»	Котельные	2672,2	1956,1968, 1970,1973-1976, 1978,1980-2018
				АО «ДГК»	ТЭС	985,0	1962,1983
				ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
				ФКП «Аэропорты Севера»	Котельные	32,1	1976,1987, 2001,2004, 2007,2011, 2013,2016
АО «Водоканал»	677001, Якутск, ул. Богдана Чижика, 19	97,78	69,79	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
				АО «Теплоэнергия»	Котельные	594,5	1958,1970, 1975-1988, 1997,2002, 2004-2016, 2018
				АО «Водоканал»	Котельные	14,5	2010,2012 2014
АО "АК "ЖДЯ"	678900, Алдан, ул. Маяковского, 14	16,43	11,67	ООО «Ассоциация строителей АЯМ»	Котельные	н/д	н/д
				АО "АК "ЖДЯ"	Котельные ГТУ	11,9 3,03	н/д
АО «Золото Селигдара»	678900, Алдан, ул. 26 Пикет, д. 12	28,20	28,20	АО «Золото Селигдара»	Котельные	12,6	2016,2017
ООО "Таас-Юрях Нефтегазодобыча"	678144, Ленск, ул. Первомайская, д. 32а	117,55	117,55	ООО "Таас-Юрях Нефтегазодобыча"	Котельные	77,4	2013,2017
ПАО «ЯТЭК»	677015, Якутск, ул. П. Алексеева, д. 76	21,51	20,75	ГУП «ЖКХ РС (Я)»	Котельные	2672,2	1956,1968, 1970,1973-1976, 1978,1980-2018
				ПАО «ЯТЭК»	Котельные	18,9	1983,2001, 2002,2013
АО ХК «Якутуголь»	678960, Нерюнгри, пр. Ленина, 3/1	189,98	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ООО "Прометей+"	677008, Якутск, ул. Чехова, 35	174,68	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС Котельные	1467,6 70,7	1937,1970
ООО УК по ОЖФ "ЖКХ Губинский"	677000, Якутск, ул. Богатырева, 11/3	108,7	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
				АО «Теплоэнергия»	Котельные	594,5	1958,1970, 1975-1988, 1997,2002,

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2018, тыс. Гкал		Источник покрытия тепловой нагрузки			
		Всего	Из них: от собст. ист.	Теплоснабжающая организация	Тип источника	Уст. тепл. мощность, Гкал	Год ввода в эксплуа- тацию
ООО УК ЖКХ "Бюджетник"	677009, Якутск, ул. Жорничского 7/32а	29,08	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	548,0	1970
ООО "ЖКХ Строительное"	677009, Якутск, ул. К. Цеткин, 25	37,78	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
ООО "ЦАДС"	677000, Якутск, ул. Курашова, 43	46,20	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	450,0	1937
ГБУ РС (Я) НПЦ "Фтизиатрия"	677015, Якутск, ул. П. Алексеева, 93	14,61	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	548,0	1970
ФГАОУВО "СВФУ им.М.К.Аммосова "	677000, Якутск, ул. Белинского, 58	20,51	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС Котельные	1467,6 70,7	1937,1970
				АО «Теплоэнергия»	Котельные	594,5	1958,1970, 1975-1988, 1997,2002, 2004-2016, 2018
ФКУ «ЦХиСО МВД по РС (Я)»	677004, Якутск, ул. Очиченко, 1	19,55	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
ФКУ УИИ УФСИН по РС (Я)	677000, Якутск, ул. П. Алексеева, 21/4	16,89	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
ООО «Солидарность+»	677000, Якутск, ул. Пушкина, 24 Б	40,11	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
ООО "УК ДСК"	677000, Якутск, ул. Б- Марлинского, 12	28,76	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС Котельные	1467,6 70,7	1937,1970
Группа жилых домов мкр. Арктика	п. Депутатский, мкр. Арктика	22,81	0	АО «Сахаэнерго»	ТЭС	68,9	2010
АО "Нерюнгринский городской водоканал"	678960, Нерюнгри, ул. Кравченко, 1	12,69	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ООО "Мечел- Ремсервис"	678960, Нерюнгри, ул. Заводская, 10	38,3	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ГБУ РС (Я) «Мирнинская ЦРБ»	678175, Мирный, ул. Павлова, 1	11,50	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
АНО ДО «Алмазник»	678175, Мирный, ул. Ленина, 14 А	22,08	0	ООО «ПТВС»	Котельные	701,1	1985,2015
ПАО «Сургутнефтегаз»	628415, Тюменская область, ХМАО_Югра, Сургут, ул. Григория Кукуевидского, 1	134,99	134,99	ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельные	82,3	н/д

Источник: Данные предприятий (Приложения к разделу 2)

## 2.7. Структура установленной электрической мощности

Данные по суммарной установленной мощности на конец 2018 г. отсутствуют, т.к. сводная информация за 2018 г. разрабатывается Федеральной службой государственной статистики Республики Саха (Якутия) в мае 2019 г. Суммарная установленная мощность электростанций на территории республики на конец 2017 г. составляет 3098,5 МВт, по сравнению с 2016 г. возросла на 179,1 МВт. Основу электроэнергетики составляют тепловые и гидроэлектростанции (таблица 2.7.1). Их доля в суммарной мощности электростанций оценивается в 43 и 31% соответственно (рисунок 2.7.1). Дизельные электростанции (стационарные и передвижные) в структуре установленной мощности занимают 26%. Их суммарная мощность в 2017 г. по сравнению с 2016 г. возросла на 9,5 МВт, в 2018 г. по сравнению с 2017 г. снизилась на 4,1 МВт. На возобновляемые источники энергии в структуре мощности приходится незначительная доля – 0,05%. Увеличение мощности тепловых электростанций в 2017 г. связано с вводом первой очереди Якутской ГРЭС Новая мощностью 193,48 МВт, снижение мощности тепловых электростанций в 2018 г. связано с выводом из строя ГТУ мощностью 12 МВт.

Таблица 2.7.1. Изменение установленной мощности по типам электростанций, МВт

Тип электростанции	Год		
	2016	2017	2018
Установленная мощность, всего	2919,4	3098,5	н/д
в том числе:			
ГЭС	957,5	957,5	957,5
ТЭС	1178	1347,5	1343,4
ДЭС	782,4	791,9	н/д
ВЭС	0,04	0,04	0,94
СЭС	1,47	1,614	1,617

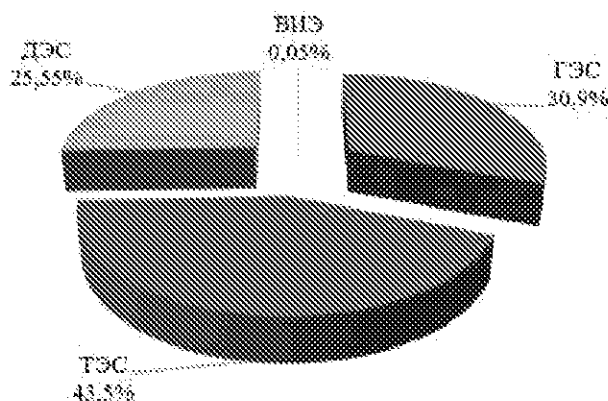


Рисунок 2.7.1. Структура установленной мощности по типам электростанций (состояние 2017 г.)

Основной электроснабжающей компанией в республике является ПАО «Якутскэнерго» (таблица 2.7.2). После ввода в 2017 г. первой очереди Якутской ГРЭС Новая суммарная мощность электростанций, находящихся под оперативным управлением ПАО «Якутскэнерго», возросла до 1360,45 МВт и его доля в

структуре генерирующих мощностей республики увеличилась до 43,9% (рисунок 2.7.2). АО «Дальневосточная генерирующая компания» в структуре генерирующих мощностей занимает 19,9%, АО «Виллойская ГЭС-3» – 9,0%.

Почти 75% мощности электростанций функционирует в составе Центрального, Западного и Южно-Якутского энергорайонов. В 2016 г. их мощность снизилась по сравнению с 2015 г. на 27,4 МВт, в 2017 г. возросла по сравнению с 2016 г. на 168,2 МВт.

Таблица 2.7.2. Изменение установленной мощности электростанций генерирующих компаний, МВт

Генерирующая компания	Год		Изменение 2018/2017, %
	2017	2018	
Установленная мощность, всего, в том числе:	3098,5	н/д	-
ПАО «Якутскэнерго»	1360,5	1348,5	99,1
АО «ДГК»	618	618	100,0
АО «Виллойская ГЭС-3»	277,5	277,5	100,0
АО «Сахаэнерго»	199,6	210,6	105,5
ПАО «Сургутнефтегаз»*	178,7	178,7	100,0
ПАО «Транснефть»	90	90	100,0
АК «АЛРОСА» (ПАО)**	42,3	18,6	44,0
ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	20	20	100,0
ООО «Якутская генерирующая компания» (кроме Светлинской ГЭС)	-	56,0	-
ОАО «ЯТЭК»	15,0	15,0	100,0
ПАО «Селигдар»	6,2	6,2	100,0
Прочие	224,4	н/д	-

Примечание - \* включая Талаканскую ГТЭС, Талаканскую ГПЭС и дизельные электростанции

\*\* часть мощности в 2018 г. перешла ООО «Якутская генерирующая компания»

Источник: Формы Росстата 6-ТП, данные предприятий (Приложения к разделу 2).

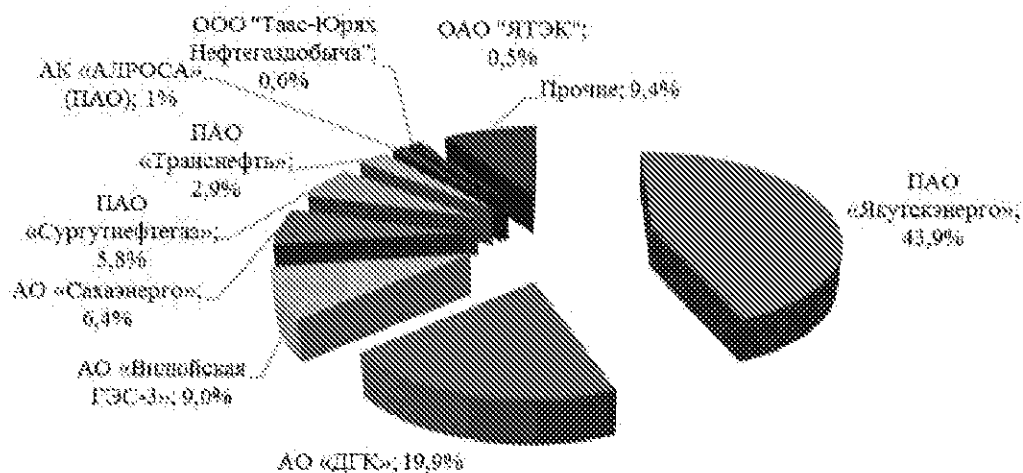


Рисунок 2.7.2. Структура установленной мощности электростанций (состояние 2017 г.)

Остальные электростанции эксплуатируются в зоне децентрализованного электроснабжения в северных и труднодоступных районах республики. Их суммарная установленная мощность на конец 2017 г. оценивается в 752,5 МВт (таблица 2.7.3).

Основная часть автономных электростанций находится в ведении АО «Сахаэнерго» – 199,6 МВт, ПАО «Сургутнефтегаз» – 178,7 МВт, ООО «Якутская генерирующая компания» - 56 МВт.

Таблица 2.7.3. Изменение установленной мощности электростанций в зонах электроснабжения, МВт

Зона электроснабжения, генерирующая компания	Год		Изменение 2018/2017, %
	2017	2018	
Установленная мощность, всего, в том числе:	3098,5	н/д	-
в зоне централизованного электроснабжения, всего	2346,0	2334,0	99,5
в том числе:			
ПАО «Якутскэнерго»	1360,5	1348,5	99,1
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	618	618	100,0
АО «Виллойская ГЭС-3»	277,5	277,5	100,0
ПАО «Транснефть»	90	90	100,0
в зоне децентрализованного электроснабжения, всего	752,5	н/д	-
в том числе:			
АО «Сахаэнерго»	199,6	210,6	105,5
ПАО «Сургутнефтегаз»*	178,7	178,7	100,0
АК «АЛРОСА» (ПАО)	42,3	18,6	44,0
ООО "Таас-Юрях Нефтегаздобыча"	20,0	20	100,0
ООО "Якутская генерирующая компания" (кроме Светлинской ГЭС)	-	56,0	-
ОАО "ЯТЭК"	15,0	15,0	100,0
ПАО "Селигдар"	6,2	6,2	100,0
Прочие	290,7	н/д	-

Примечание - \* включая Талаканскую ГТЭС, Талаканскую ГПЭС и дизельные электростанции  
Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, данные предприятий (Приложения к разделу 2).

Суммарная мощность электростанций в зоне децентрализованного электроснабжения в 2017 г. возросла по сравнению с 2016 г. на 12,92 МВт (1,7%). В основном, это связано с ростом количества и мощности электростанций, эксплуатируемых в этой зоне и принадлежащих различным компаниям, например, АО «Сахаэнерго», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Селигдар» и др.

Изменение установленной мощности электростанций ПАО «Якутскэнерго» в 2018 г. связано со снижением мощности Якутской ГРЭС на 12 МВт, Изменение установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» в 2017 г. по сравнению с 2016 г. произошло за счет ввода мощности 4,181 МВт (ввод новой ДЭС Хатыннах – 0,320 МВт, ввод 5 новых солнечных электростанций, общей мощностью 0,236 МВт, ввод ВЭУ, мощностью 0,04 МВт, установка дополнительных и замена старых ДГ), а также демонтажа основного оборудования – 3,531 МВт.

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 2017–2018 гг. приведен в таблице 2.7.4.

Таблица 2.7.4. Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы	
		2017	2018
1	2	3	4
ПАО «Якутскэнерго», всего		1360,5	1348,5
в том числе:	Якутская ГРЭС	368	356
	Якутская ГРЭС Новая	193,5	193,5
	Якутская ТЭЦ	12	12
	Каскад Виллойских ГЭС-1,2	680	680
	Западные электрические сети, всего	26,7	26,7
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	24,7	24,7
	Нюрбинская ДЭС (резервная)	6,5	6,5
	Виллойская ДЭС (резервная)	10,7	10,7
	Верхне-Виллойская ДЭС (резервная)	7,5	7,5
	Центральные электрические сети, всего	80,3	80,3
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	76,9	76,9
	ДЭС п. Эльдикан (резервная)	11,2	11,2
	ДЭС п. Солнечный (резервная)	16,0	16,0
	ДЭС с. Борогонцы (резервная)	10,0	10,0
	Таттинская ДЭС (резервная)	7,5	7,5
	Амгинская ДЭС (резервная)	5,7	5,7
	Бердигестяхская ДЭС (резервная)	7,5	7,5
	Хандыгская ДЭС (резервная)	13,4	13,4
	Чурапчинская РЭС (резервная)	5,6	5,6
АО «Дальневосточная генерирующая компания»	Нерюнгринская ГРЭС (включая Чульманскую ТЭЦ)	618	618
АО «Виллойская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	277,5	277,5
АК «АЛРОСА» (ПАО), всего		42,3	18,6
из них:	ДЭС Нюрбинского ГОКа	21,5	2,2
АО «Сахаэнерго», всего		199,6	205,4
в том числе: электростанции мощностью > 5 МВт		101	104,1
	ДЭС п. Тикси	10,1	10,1
	ДЭС п. Батагай	12,4	12,1
	ДЭС п. Жиганск	7,4	7,4
	ДЭС п. Зырянка	7,6	7,7
	ДЭС п. Угольное	5,5	6,5
	ДЭС п. Сангар	10,5	10,5
	ДЭС п. Черский	6,2	8,7
	ДЭС Среднеколымск	6,7	6,6
	ДЭС п. Чокурдах	7,8	7,8
	ДЭС п. Депутатский	7,6	8,6
	ТЭЦ п. Депутатский	7,5	7,5
	ДЭС п. Усть-Куйга	6,7	5,6
	ДЭС с. Оленек	5,0	5,0
	электростанции мощностью ≤ 5 МВт	98,6	101,3
	из них: возобновляемые источники энергии, всего	1,654	1,661
ПАО «Сургутнефтегаз»		178,7	178,7
в том числе:	Талаканская ГТЭС	135,0	135,0
	Талаканская ГПЭС	13,5	13,5
ПАО «Транснефть»	ДЭС	90	90
АО «Алмазы Анабара»	ДЭС	-	4,8

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы	
		2017	2018
1	2	3	4
ООО "Таас-Юрях Нефтегаздобыча"	ДЭС	20	20
ООО "Якутская генерирующая компания" (кроме Светлинской ГЭС)	ДЭС	-	56,0
ОАО "ЯТЭК"	ДЭС	15	15
ПАО "Селигдар"	ДЭС	6,2	6,2
ТОР "Индустриальный парк "Кангалассы"		-	5,3
АО "АК"ЖДЯ"	ГТУ	-	2,9
Прочие компании	ведомственные электростанции	290,8	-*
ИТОГО по республике		3098,5	-*

Примечание - \* Сводная информация за 2018 г. разрабатывается Федеральной службой государственной статистики РС(Я) в мае 2019 г.

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», отчетные данные АО «ДТК», «АК «АЛРОСА» (ПАО), ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», ООО «Якутская генерирующая компания», АО «Алмазы Анабара», ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча», ОАО «ЯТЭК», ПАО «Селигдар», ООО «Эльгауголь», ТОР «Индустриальный парк «Кангалассы», АО «АК»ЖДЯ» за 2017-2018 гг.

Состав основного генерирующего оборудования по электростанциям с установленной мощностью более 5 МВт приведен в Приложении 2.15.

## 2.8. Структура выработки электроэнергии

Выработка электроэнергии всеми электростанциями на территории республики в 2018 г. по сравнению с 2014 г. увеличилась на 12,7% и составила 9665,8 млн кВт·ч. При этом электростанции, работающие в составе якутской энергосистемы, включая резервные энергоисточники, в 2018 г. выработали 8386 млн кВт·ч электроэнергии, что составляет 86,8% от суммарной выработки по республике (таблица 2.8.1). Увеличение выработки электроэнергии наблюдалось всеми основными тепловыми электростанциями, работающими в энергосистеме. Значительное увеличение произошло в гидроэлектростанциях. За период выработка увеличилась на 27%. Начало эксплуатации в 2017 г. Якутской ГРЭС Новой не компенсировало сокращение выработки Якутской ГРЭС. Продолжает снижаться выработка ДЭС ПАО «Транснефть».

Таблица 2.8.1. Изменение выработки электроэнергии в зоне централизованного и децентрализованного электроснабжения

Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Структура 2018, %
	2014	2015	2016	2017	2018	
<i>Электростанции, работающие в энергосистеме, всего, в том числе:</i>	7627	7945,6	8098,3	7926,3	8386	86,8
Якутская ГРЭС	1608,1	1591,8	1601,8	1472,2	1031,9	12,3
Якутская ГРЭС Новая	-	-	-	112,5	536,1	6,4
Якутская ТЭЦ	56,9	52,8	54,9	53,7	51,4	0,6
Нерюнгринская ГРЭС + Чульманская ТЭЦ	2998,8	3231,1	3279,5	3200,9	3305,1	39,4

Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Структура 2018, %
	2014	2015	2016	2017	2018	
Виллойские ГЭС-1,2	2131,8	2236	2290,7	2268,8	2708,1	32,3
Светлинская ГЭС	734,4	753,8	750,4	732,3	743,4	8,9
Центральные электросети	14,4	14,8	2,9	8,8	7,9	0,1
Западные электросети	5,7	3,8	1,3	2,4	1,8	0,0
ДЭС ПАО «Транснефть»*	76,9	61,5	116,8	70,3	0,1	0,0
<i>Децентрализованные электростанции, всего</i>	951	1060,5	1228,5	1301,7	1279,8	13,2
в том числе:						0,00
Электростанции АО «Сахаэнерго»	270,7	270	278	281,4	280,9	21,9
Талаканская ГТЭС	435,7	503,8	579,7	599,1	625	48,8
Талаканская ГПЭС	13,9	13	12,1	14,8	15,6	1,2
ДЭС ПАО «Сургутнефтегаз»	11,8	10,8	10,8	14,3	8,4	0,7
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	74,1	73,9	71,3	74	7,5	0,6
Электростанции ООО «ЯГК»	-	-	-	-	89,0	7,0
ДЭС ОАО «ЯТЭК»	15	15,9	16,1	16,3	15,5	1,2
ДЭС ПАО «Селигдар»	8	8,6	8,6	8,2	9,3	0,7
Прочие электростанции	64,2	85,5	124,9	125,8	228,6	17,9
<b>ИТОГО</b>	<b>8578</b>	<b>9006,1</b>	<b>9326,8</b>	<b>9228</b>	<b>9665,8</b>	<b>100</b>

Примечание - \* ДЭС для собственных нужд НПС-12,13,14, подключенных к энергосистеме  
Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс данные предприятий (Приложения к разделу 2)

В зоне децентрализованного электроснабжения республики за прошедший пятилетний период наблюдается устойчивая тенденция роста выработки электроэнергии, обусловленного увеличением производства на всех электростанциях. Наиболее существенный рост наблюдается электростанциями ПАО «Сургутнефтегаз», ДЭС ПАО «Селигдар» и др.

Изменение выработки электроэнергии по типам генерирующих источников представлено в таблице 2.8.2. За рассматриваемый период значительно возросла выработка электроэнергии гидроэлектростанциями, дизельными электростанциями и возобновляемыми источниками энергии.

Таблица 2.8.2. Изменение выработки электроэнергии по типам электростанций, млн кВт·ч

Электростанция	Год					Изменение 2018/2014 г, %
	2014	2015	2016	2017	2018	
Выработка электроэнергии, всего	8578	9006,1	9326,8	9225,8	9665,8	113
в том числе:						
ГЭС	2866,2	2989,8	3041,1	3001,1	3451,5	120
ТЭС	5121	5404	5538	5460	5571	109
ДЭС	591	612	747	764	642	109
ВИЭ	0,1	0,2	0,95	1,07	1,474	1389

Более 57% выработки электроэнергии приходится на тепловые электростанции (рисунок 2.8.1). Гидроэлектростанции в структуре выработки занимают 35,7%, автономные дизельные электростанции – 6,6%, ВИЭ – 0,02%.

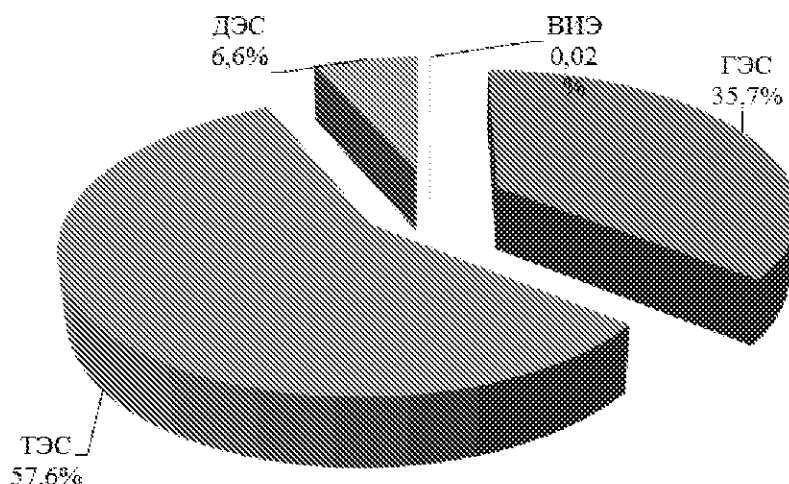


Рисунок 2.8.1. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций: (по состоянию 2018 г.)

Основными генерирующими компаниями являются ПАО «Якутскэнерго» и Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК». На их долю в структуре выработки электроэнергии приходится 44,9% и 34,2% соответственно (рисунок 2.8.2). Выработка электроэнергии АО «Виллойская ГЭС-3» составляет 7,7%, ПАО «Сургутнефтегаз» - 6,8% от суммарной в республике.

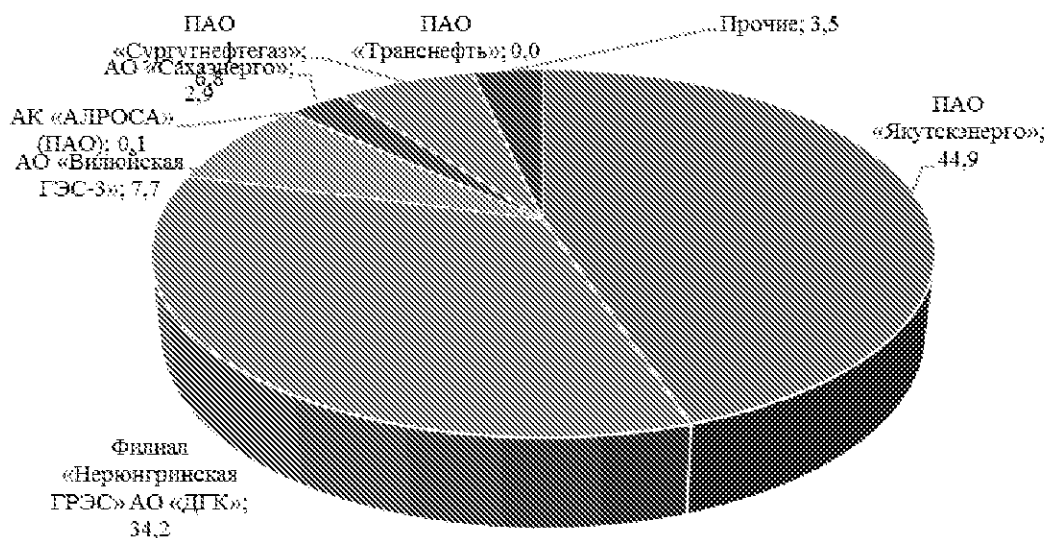


Рисунок 2.8.2. Структура выработки электроэнергии по генерирующим компаниям (по состоянию 2018 г.)

Увеличение выработки электроэнергии в 2018 г. по сравнению с 2017 г. наблюдалось электростанциями крупных генерирующих компаний: ПАО

«Якутскэнерго», филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», АО «Виллойская ГЭС-3», а также ПАО «Сургутнефтегаз» (таблица 2.8.3). При этом наблюдался рост производства электроэнергии автономными электростанциями генерирующих компаний, функционирующих на территории республики (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (2017) и ООО «Бурэнерго» (2017).

Таблица 2.8.3. Изменение выработки электроэнергии генерирующими компаниями, млн кВт·ч

Генерирующая компания	Год					Изменение 2018/2017 гг., %
	2014	2015	2016	2017	2018	
Выработка электроэнергии, всего,	8578	9006,1	9326,8	9225,8	9665,8	104,8
в том числе:						
ПАО «Якутскэнерго»	3816,9	3899,2	3951,6	3920,5	4337,1	110,6
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	2998,8	3231,1	3279,5	3200,9	3305,1	103,3
АО «Виллойская ГЭС-3»	734,4	753,8	750,4	732,3	743,4	101,5
АК «АЛРОСА» (ПАО)	74,1	73,9	71,3	74	7,5	10,1
АО «Сахаэнерго»	270,7	270	278	281,4	280,9	99,8
ПАО «Сургутнефтегаз»*	461,4	527,6	602,6	628,2	649,1	103,3
ПАО «Транснефть»	76,9	61,5	116,8	70,3	0,1	0,1
ООО «Бурэнерго»	16,2	16,8	47	63,4	н.д.	н.д.
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	41,4	43,6	71,5	101	н.д.	н.д.
Прочие	87,2	128,6	158,1	153,8	н.д.	н.д.

Примечание - \* включая Талаканскую ГТЭС, Талаканскую ГПЭС и ДЭС

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, данные предприятий (Приложения к разделу 2).

## 2.9. Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности

Производство электроэнергии в республике за период 2014–2018 гг. имеет положительную динамику и возросло на 13,9% – с 8,6 млрд кВт·ч в 2014 г. до 9,8 млрд кВт·ч в 2018 г. (таблица 2.9.1).

Таблица 2.9.1. Баланс электроэнергии в республике, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Производство электроэнергии, всего, в том числе:	8578	9006	9327	9226	9780
- ПАО «Якутскэнерго»	3817	3899	3952	3921	4337
- Нерюнгринская ГРЭС (ПАО «ДГК»)	2999	3231	3280	3201	3305
- ПАО «Виллойская ГЭС-3»	734	754	750	732	743
- АО «Сахаэнерго»	271	270	278	281	281
- ПАО «Сургутнефтегаз»	461	528	603	628	649
- Прочие электростанции	296	324	464	463	464*
Поступление электроэнергии, всего, в том числе:	159	163	163	195	194
- Магаданская область	143	147	149	181	180

Статья баланса	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
- Чукотский АО	15	15	15	14	14
Отпуск за пределы республики, всего	1358	1510	1470	1415	1274
- отпуск в ОЭС Востока	1358	1510	1420	1362	1046
- отпуск в Иркутскую область			50	53	228*
Потребление, всего, в том числе:	7378	7659	8020	8006	8700*
- собственные нужды электростанций	474	481	496	499	540*
- потери в электросетях	1045	1001	1001	1029	1095
- полезное потребление	5859	6178	6523	6478	7065*

Источник: формы Росстата Электробаланс и 6-ТП за 2014-2018 гг.,\* - оценки ИСЭМ СО РАН

Темпы роста внутреннего потребления электроэнергии совпадают с темпами роста ее производств: за прошедший пятилетний период потребление электроэнергии в республике увеличилось на 17,6% – с 7,4 млрд кВт·ч в 2014 г. до 8,7 млрд кВт·ч в 2018 г. (рисунок 2.9.1).

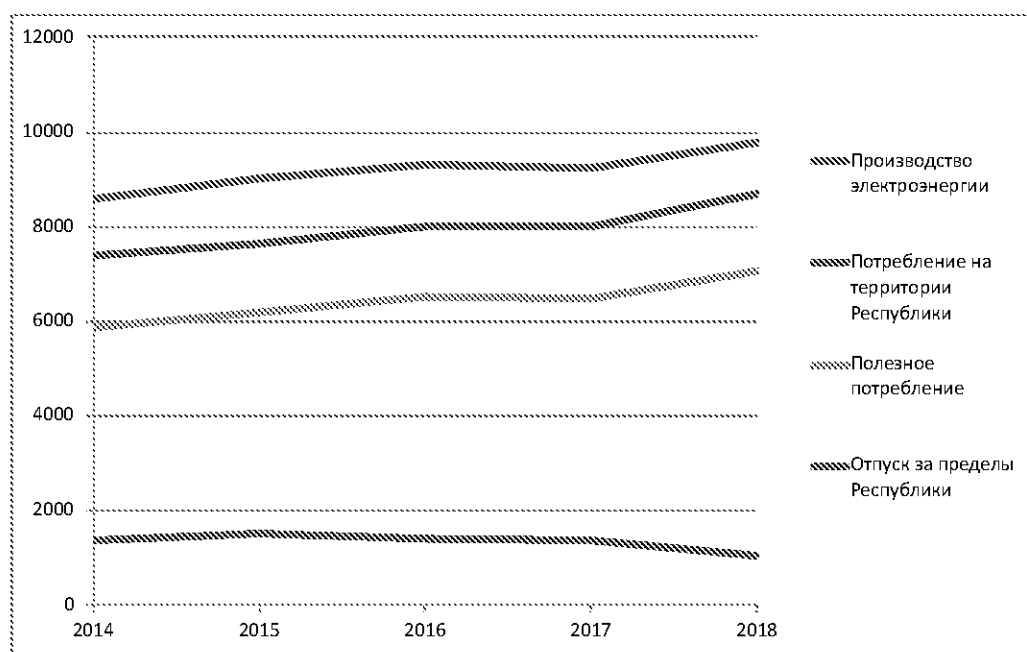


Рисунок 2.9.1. Динамика производства и потребления электроэнергии, млн кВт·ч

Доля потерь в электрических сетях общего пользования в 2014–2018 г составила 11–13%.

### **Западный район электроэнергетической системы РС(Я)**

Балансы мощности и электроэнергии ЗРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.9.2 и 2.9.3 соответственно.

В период 2014–2017 гг. ЗРЭС оставался избыточным по электрической мощности. Мирнинская ГРЭС до 2017 г. находилась в холодном резерве, выведена из эксплуатации с 01.11.2017.

Таблица 2.9.2. Балансы мощности ЗРЭС на собственный час максимума, МВт

Мощность	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Установленная мощность	1108,1	1036,6	1009,7	984,2	984,2

Мощность	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Ограничения установленной мощности	77,2	75,5	75,5	85,5	110,1
Располагаемая мощность	1030,9	960,1	934,2	898,7	874,1
Ремонтное снижение мощности	0,0	12,0	0,0	80,8	154,0
Мощность в консервации	24,0	0,0	24,0	0,0	0,0
Нагрузка электростанций	589,3	596,2	610,5	586,3	664,2
в том числе, превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
максимум потребления	589,3	596,2	594,4	569,3	622,6
Западные электросети	127	66	28	27	0
сальдо перетоков	0,0	0,0	-16,1	-17	-41,62
дефицит (-)/избыток (+)	417,6	351,9	315,8	248,6	97,5

Таблица 2.9.3. Балансы электроэнергии ЗРЭС, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Выработка всего, в том числе:</i>	2872	2994	3042	3003	3453
<i>ГЭС, всего, в том числе:</i>	2866	2990	3041	3001	3451
Виллойские ГЭС 1-2	2132	2236	2291	2269	2708
Светлинская ГЭС	734	754	750	732	743
<i>Прочие источники</i>	6	4	1	2	2
<i>Выдача в Иркутскую область</i>			-76	-53	-228
<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	2871	2994	2966	2950	3226
- собственные нужды	51,2	48	37	35	35

**Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)**

Балансы мощности и электроэнергии в ЦРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.9.4, 2.9.5 соответственно.

Таблица 2.9.4. Балансы мощности ЦРЭС, МВт

Статья баланса	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Установленная мощность	468,4	468,1	460,1	653,74	641,74
Ограничения установленной мощности	0,6	2,0	2,0	13,48	100,24
Располагаемая мощность	510,0	492,3	496,9	655,46	552,02
Ремонтное снижение мощности	67,6	39,7	41,0	133,7	146,5
Рабочая мощность	442,4	452,6	455,9	521,76	405,52
Мощность в резерве	119,3	148,8	154,6	213,36	180,3
Нагрузка электростанций	323,1	303,8	301,3	308,4	225,22
В том числе, превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	42,2	26,2	38,8	15,2	10,52
Максимум потребления	323,1	303,8	301,3	308,4	304,23
Сальдо перетоков	0,0	0,0	0,0	0,0	79,01
Дефицит (-)/избыток (+)	119,3	148,8	154,6	213,36	101,29

Таблица 2.9.5. Балансы электроэнергии ЦРЭС, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Выработка, всего, в том числе:</i>	1679	1659	1660	1649	1627
<i>ТЭС, всего, в том числе:</i>	1665	1645	1657	1649	1627
Якутская ГРЭС	1608	1592	1602	1474	1032
Якутская ТЭЦ	57	53	55	54	51
Якутская ГРЭС Новая				113	536
Прочие источники	14	15	3	9	8
<i>Поступление из Южно-Якутского энергорайона</i>					65
<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	1679	1659	1660	1649	1692
- собственные нужды	79	78	68	82	105

В период 2014–2018 гг. ЦРЭС оставался избыточным по электрической мощности.

### ***Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)***

Балансы мощности и электроэнергии ЮЯРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.9.6 и 2.9.7 соответственно.

В период 2014–2018 гг. ЮЯРЭС оставался избыточным по электрической мощности.

Таблица 2.9.6. Балансы мощности ЮЯРЭС, МВт

Статья баланса	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Установленная мощность	618	618	618	618	618
Ограничения установленной мощности	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность	622,1	618	618	618	618
Ремонтное снижение мощности	212,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Рабочая мощность	410,1	618,0	618,0	618,0	618,0
Мощность в резерве	31,4	116,3	137,4	85,8	158,6
Нагрузка электростанций	378,7	501,8	480,6	532,2	459,4
В том числе, превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум потребления	275,7	278,6	297,8	316,3	343,5
Сальдо перетоков	-103,0	-223,2	-182,8	-215,9	-115,9
Дефицит (-)/избыток (+)	134,4	339,4	320,2	301,7	274,5

Таблица 2.9.7. Балансы электроэнергии ЮЯРЭС, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Выработка, всего, в том числе:</i>	2999	3231	3280	3201	3305
<i>ТЭС, всего, в том числе:</i>	2999	3231	3280	3201	3305
Нерюнгринская ГРЭС*	2999	3231	3280	3201	3305
<i>Выдача за пределы энергорайона, всего, в том числе:</i>	1332	1510	1420	1362	1111
- в энергосистему Амурской области	1332	1510	1366	1254	1019
- в Центральный энергорайон					65

- в Западный район					
- в энергосистему Забайкальского края	44	36	29	39	27
<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	1667	1722	1913	1908	2194
- собственные нужды	355	370	383	368	381
- потери в сетях	40	37	54	61	58
- полезное потребление	1272	1315	1476	1479	1755

Примечание.\* - с учетом Чульманской ТЭЦ

## 2.10. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности

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 2014–2018 гг. приведена в таблице 2.10.1.

Наблюдается ежегодный рост ВРП. Среднегодовой темп роста ВРП за период составил 103%.

Таблица 2.10.1. Исходные данные и основные показатели энергоэффективности в республике

Показатель	Ед. изм.	Годы					Абсолютный прирост, снижение (+, -)	Среднегодовой темп роста, %
		2014	2015	2016	2017	2018		
ВРП в сопоставимых ценах (2014)	млрд руб.	658	669	696	718	741	82,5	103,0
Численность населения на конец года	тыс. чел.	956,9	959,7	962,8	964,3	962,6	5,7	100,1
Среднегодовая численность занятого населения	тыс. чел.	482,1	482,7	483,4	492,1	493	10,4	100,5
Энергопотребление	тыс. т у.т.	8673	8669	9033	9100	8846	173,3	100,6
Электропотребление	млн кВт·ч	7378	7659	8070	8129	8522	1143,9	103,7
Энергоёмкость ВРП	кг у.т. /тыс. руб	13,2	13,0	13,0	12,7	11,9	-1,2	97,6
Электроёмкость ВРП	кВт·ч / тыс. руб.	11,2	11,4	11,6	11,3	11,5	0,3	100,7
Потребление электроэнергии на душу населения	тыс. кВт·ч /чел	7,7	8,0	8,4	8,4	8,9	1,1	103,5
Электровооружённость труда	тыс. кВт·ч / чел	15,3	15,9	16,7	16,5	17,3	2,0	103,1

### Энергоемкость

Энергопотребление в республике в целом имеет тенденцию роста. К концу периода оно выросло на 173,3 тыс. т у.т. и составило 8846 тыс. т у.т. Но на фоне опережающих темпов роста ВРП (103%) над темпами роста энергопотребления (100,6%) энергоёмкость ВРП к концу периода снизилась на 2,4 % и составила 11,9 кг у.т./тыс. руб. (рис. 2.10.1).

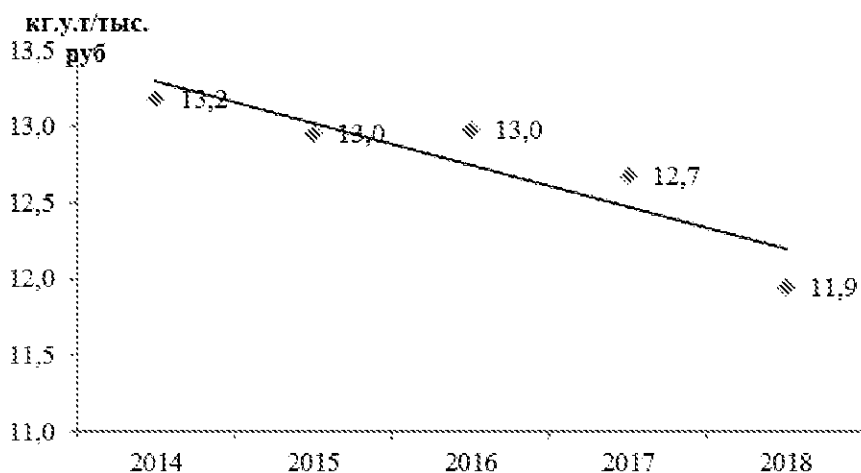


Рис. 2.10.1. Динамика энергоёмкости ВРП республики, кг у.т. на 1000 руб.

### Электроёмкость

Уровень электроёмкости производства валового регионального продукта в целом по республике за период 2014–2018 гг. вырос на 2,6 %. Значительный её рост произошёл в 2016 г. (до 11,6 кВт·ч на 1000 руб.), что связано с расширением производственной деятельности и услуг в таких электроёмких отраслях, как нефтепроводный транспорт, производство теплоэнергии с использованием электроотопления, жилищно-коммунальное хозяйство и др. (рис. 2.10.2).

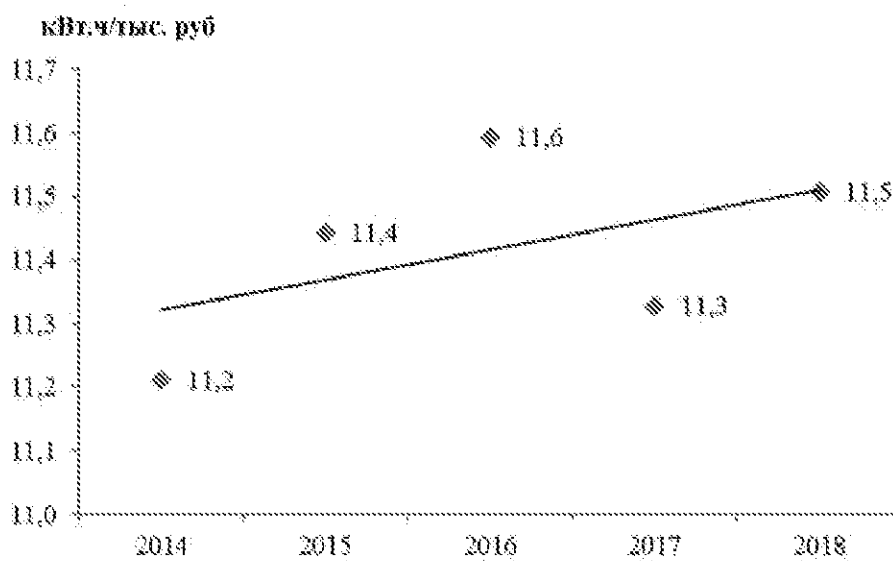


Рис. 2.10.2. Динамика изменения электроёмкости ВРП, кВт·ч на 1000 руб.

Наиболее электроемким становится транспорт и связь. Электропотребление по отрасли за период выросло на 38% при общем снижении вклада в валовый региональный продукт на 31%. Снижение электроемкости в целом по промышленности происходит за счет роста вклада в ВРП добычи полезных ископаемых, а также опережения роста вклада в ВРП над электропотреблением. Снижение электроемкости составило 11,7%.

За период наблюдается рост электроемкости в сельском хозяйстве. Это происходит на фоне неизменности ВРП и увеличения электропотребления на 21%. Электроемкость производства в строительной отрасли за первые два года рассматриваемого периода имела тенденцию к росту, но с 2016 г. показала снижение на 23,6 %. По оптовой торговле имеется тенденция роста электроемкости за счет роста электропотребления. За период электропотребление выросло в 1,5 раза.

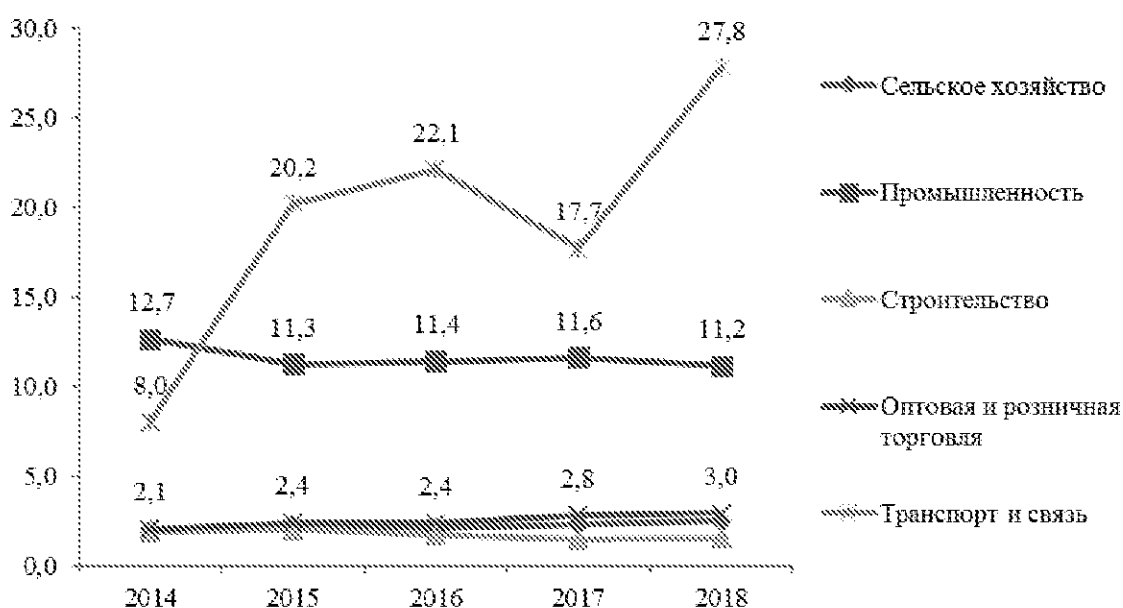


Рис. 2.10.3. Динамика изменения электроемкости по видам экономической деятельности, кВт·ч на 1000 руб.

#### *Потребление электроэнергии на душу населения*

За рассматриваемый период население в республике увеличилось на 5,7 тыс. чел. и составило 962,6 тыс. чел. Если на начало периода на одного человека приходилось 7,7 тыс. кВт·ч в год, то к концу периода это значение повысилось на 14,2% и составило 8,9 тыс. кВт·ч в год. На фоне невысокого прироста населения электропотребление в целом по республике в 2018 г. значительно выросло (15,5 %). Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии на душу населения составил 103,7 % (рис. 2.10.4).

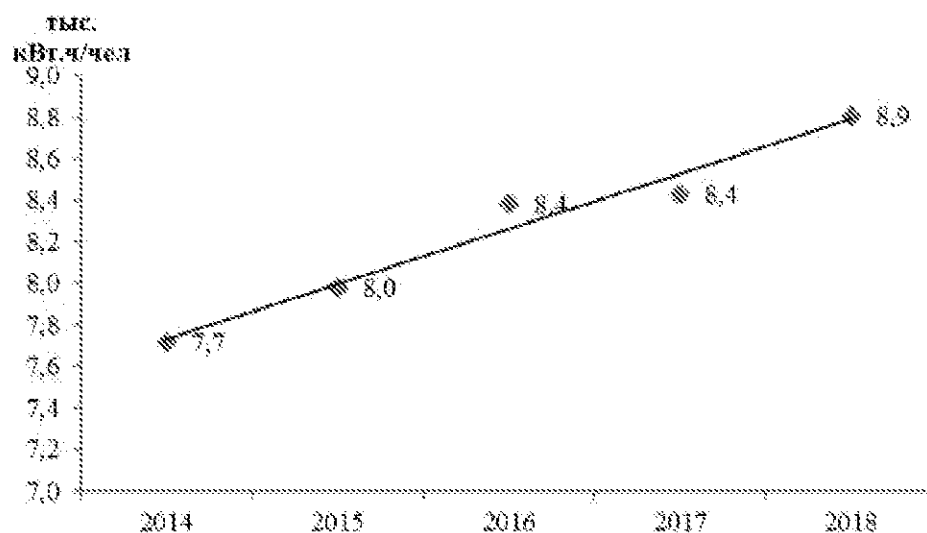


Рис. 2.10.4. Динамика потребления электроэнергии на душу населения, тыс. кВт·ч/чел.

### *Электровооруженность труда в экономике*

Электровооруженность труда в экономике растет за счет увеличения роста электропотребления при относительно неизменном количестве среднесписочной численности занятых в экономике. Среднегодовой темп роста занятого населения в экономике за период составил 100,5%. За рассматриваемый период электровооруженность труда выросла на 13,1 % и достигла 17,3 тыс. кВт·ч (рис. 2.10.5).

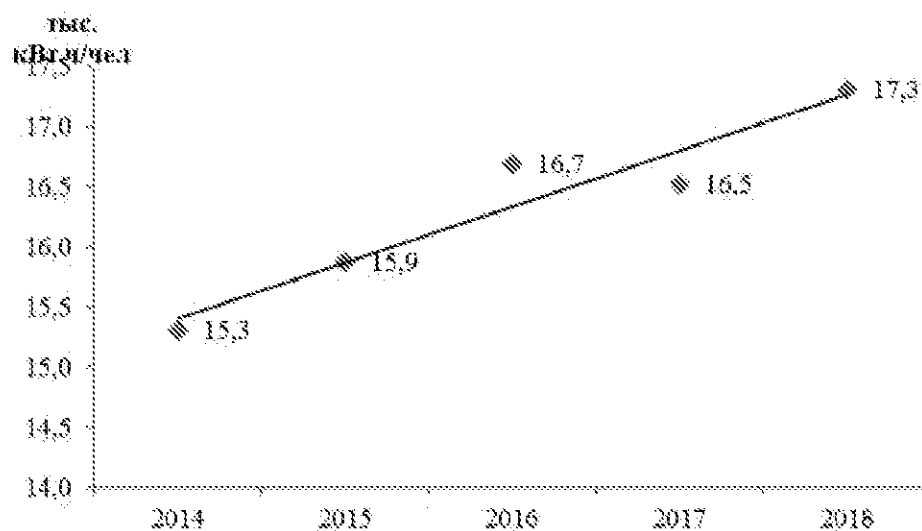


Рис. 2.10.5. Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч на 1 занятого в экономике

Наиболее высокая электровооруженность труда сохраняется по добыче полезных ископаемых, хотя в 2018 г. показатель снизился за период на 8%. (рис. 2.10.6). По остальным видам деятельности кроме строительства наблюдается рост электровооруженности труда.

По транспорту и связи за первые три года наблюдалось резкое увеличение вооруженности труда с последующим постепенным снижением. За период

показатель вырос в 2,2 раза. Это связано с перевозкой грузов для строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» на территории республики.

Электровооруженность по производству электро-, теплоэнергии, водоснабжению, по-прежнему, остается наиболее высокой. По данным видам деятельности за период показатель вырос на 19%.

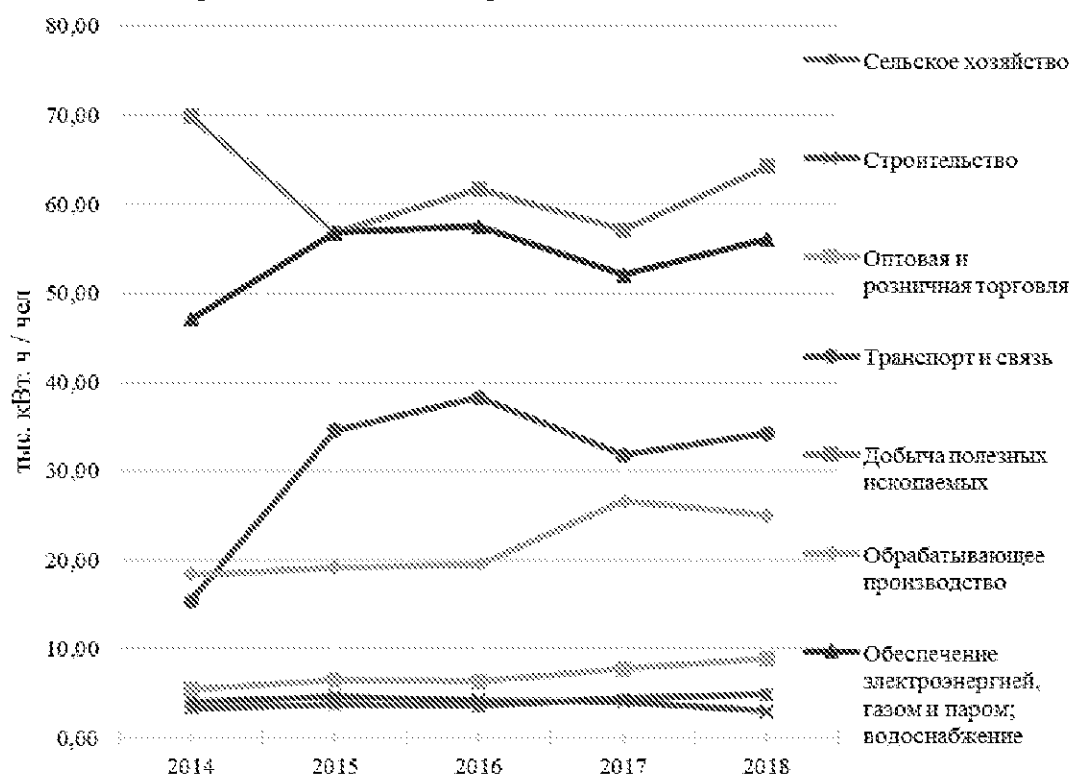


Рис. 2.10.6. Электровооруженность труда по видам экономической деятельности, тыс. кВт·ч на 1 среднесписочной численности работников организаций

## 2.11. Основные характеристики электросетевого хозяйства Республики Саха (Якутия) 35 кВ и выше

В настоящем разделе приведены основные характеристики электросетевого хозяйства централизованной зоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) напряжением 35 кВ и выше.

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

- ПАО «Якутскэнерго»;
- Филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»;
- ООО «ЯЭСК»;
- ПАО «ФСК ЕЭС»;
- ПАО «Транснефть».

Перечень ЛЭП 35-220 кВ энергосистемы республики с указанием сводных данных по ним приведен в Приложении 2.29.

Перечень подстанций 35-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием сводных данных по ним приведен в Приложении 2.29.

Общая протяженность линий электропередачи 0,4-6-10 кВ и выше в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 27280,46 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ и выше составляет 7805,616 МВА. Сводные данные приведены в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1. Протяженность линий электропередачи и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения (по состоянию на 01.01.2019)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
0,4-6-10 кВ	14224,72	1424,23
35 кВ	3858,5	636,1
110 кВ	2931,162	3089,3
220 кВ	6264,083	2656

Одной из основных проблем, характерных для энергосистемы республики, является изношенность электросетевого оборудования. Значительная часть оборудования введена в эксплуатацию более 30-40 лет назад, ВЛ и ПС имеют высокий процент износа.

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;
- значительные объемы потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях (17,86% в электрических сетях ПАО «Якутскэнерго» в 2017 году).

Основными проблемами, характерными для энергосистемы республики, являются:

- наличие большого количества энергоисточников и ДЭС малой мощности, работающих изолированно;
- 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.

## **2.12. Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС) 35 кВ и выше**

### ***ПАО «Якутскэнерго»***

В таблице 2.12.1 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.12.1. Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2019)

ПАО «Якутскэнерго»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС, км	Протяженность, км	2080,9	1307,5	522,8*	12494
	% износа фактический	30	5	5	25
ЗЭС, км	Протяженность, км	1490,2	1108,5	1521,6	8872,4
	% износа фактический	40	25	55	34
Итого по ПАО «Якутскэнерго»	Протяженность, км	3571,1	2416	2044,4	21368,4
	% износа фактический	34	18	35	30

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

\* - Общая протяженность ВЛ в габаритах 220 кВ, работающих на напряжении 110 кВ.

Средний процент износа ЛЭП на балансе ПАО «Якутскэнерго» исходя из нормативного срока службы и фактического срока эксплуатации составляет свыше 60%. Фактический износ ЛЭП по результатам обследований специалистов ПАО «Якутскэнерго» с учетом выполненных ремонтных и восстановительных работ составляет 30%.

В таблице 2.12.2 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.12.2. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2019)

ПАО «Якутскэнерго»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС	мощность, МВА	246	756,9		1824,65
	количество	78	29		3030
	% износа фактический	35	35		37
ЗЭС	мощность, МВА	272,0	1778	999,0	3522,88
	количество	46	40	5	1608
	% износа фактический	40	35	40	38
Итого ПАО «Якутскэнерго»	мощность, МВА	518	2534,9	999,0	5347,53
	количество	124	69	5	4638
	% износа фактический	38	35	40	38

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Подстанции и электрооборудование ПАО «Якутскэнерго» имеют высокий процент износа – около 40 %.

#### *АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»*

В таблице 2.12.3 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.12.3. Протяженность и техническое состояние ЛЭП филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2019)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км		287,4	514,6	-	1690,7
% износа	Факт.	76,97	79,44	-	75,7

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

87,3% линий филиала «Южно-Якутские ЭС» 110 кВ и 94,7% линий 35 кВ выполнены на деревянных опорах.

Процент износа ВЛ и ПС составляет:

линии электропередачи 110 кВ – 79,4%;

линии электропередачи 35 кВ – 77%.

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

В таблице 2.12.4 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.12.4. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2019)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	118,1	554,4	-	801,086
количество	17	19	-	317
% износа фактический	62,29	71,9	-	72,3

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Подстанции и электрооборудование на территории Южно-Якутского энергорайона (АО «ДРСК») имеют высокий процент износа – 72 %.

### **ПАО «ФСК ЕЭС»**

В таблице 2.12.5 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.12.5. Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «ФСК ЕЭС» (по состоянию на 01.01.2019)

ПАО «ФСК ЕЭС»		110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км		0,562	3959,68	3960,25
% износа	Факт.	5,5	7,543	7,538

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

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

В таблице 2.12.6 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.12.6. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «ФСК ЕЭС» (по состоянию на 01.01.2019)

ПАО «ФСК ЕЭС»		220 кВ	Всего
мощность, МВА		1417	1417
количество		17	17
% износа фактический		8,663	8,663

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

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

### **ПАО «Транснефть»**

В таблице 2.12.7 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.12.7. Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2019)

ПАО «Транснефть»		220 кВ	Всего
Протяженность, км		260	260
% износа	Факт.	-	-

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

Ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2 был осуществлен в 2017 г., соответственно износ отсутствует.

В таблице 2.12.8 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.12.8. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2019)

ПАО «Транснефть»		220 кВ	Всего
мощность, МВА		240	240
количество		3	3
% износа фактический		-	-

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

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

### **2.13. Вводы новых и расширение существующих электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше за последние 5 лет**

Вводы новых и расширяемых электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше за период 2014–2018 годы с разбивкой по классам напряжений представлены в таблице 2.13.1.

Таблица 2.13.1 – 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
<b>Западный район электроэнергетической системы РС(Я)</b>					
1.	220 кВ	ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ Городская ВЛ 220 кВ Мирный – Городская – Пеледуй	АО «ДВЭУК»	2014	2х63 МВА 2х63 МВА 458 км
2.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-11 с отп. от ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА 2х1,85 км
3.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
4.	220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск с отп. на НПС-14 №1 и №2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х100 км
5.	110 кВ	Внешнее электроснабжение подземного рудника "Удачный" 2-ой этап: ПС 110/6 кВ ГПП-1 ВЛ 110 кВ ГПП-6 – ГПП-1	ПАО «Якутскэнерго»	2014	4х25 МВА 2х16 МВА
6.	110 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Нюрба	ПАО «Якутскэнерго»	2015	2х25 МВА
7.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-12	АО «ДВЭУК»	2017	2х63 МВА
8.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-13	АО «ДВЭУК»	2017	2х40 МВА
9.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
10.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-14	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
11.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-9	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
12.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2	ПАО «Транснефть»	2017	2х260 км
13.	110 кВ	ПС 110 кВ РНГ с отп. от ВЛ Заря – Таас-Юрях (Л-124)	АО «РНГ»	2017	2х25 МВА
14.	220 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 220 кВ Олекминск	АО «ДВЭУК»	2018	1х40 МВА
15.	220 кВ	Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС с переводом ПС 110 кВ Виллой на напряжение 6 кВ	ПАО «Якутскэнерго»	2018	-
<b>Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)</b>					
16.	220 кВ	ПС 220 кВ Майя	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х125 МВА 2х16 МВА
17.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Чурапча	ПАО «Якутскэнерго»	2014	16 МВА
18.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ Павловск	ПАО «Якутскэнерго»	2015	1 МВА
19.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ Михайловка	ПАО «Якутскэнерго»	2015	1 МВА
20.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Хатын-Урях	ПАО «Якутскэнерго»	2015	25 МВА
21.	110 кВ	ПС 110/10 кВ Намыв	МИЗО РС(Я)	2017	2х25 МВА
22.	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 «РАО Энергетические системы Востока»	2017	2х9,94 км
23.	110 кВ	Строительство участка с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	АО «РАО Энергетические системы Востока»	2017	2х5,63 км
24.	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 «РАО Энергетические системы Востока»	2017	2х31,72
25.	110 кВ	Строительство участка от опоры №46А до ПС Табага с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага	АО «РАО Энергетические системы Востока»	2017	2х24,39

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
26.	110 кВ	Строительство участка с образованием одноцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Бердигестях с отпайками	АО «РАО Энергетические системы Востока»	2017	0,84
27.	110 кВ	Переключение ПС 110 кВ Северная на ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	АО «РАО Энергетические системы Востока»	2017	-
28.	110 кВ	Расширение ПС 220 кВ Майя и строительство заходов ЛЭП для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО «Якутскэнерго»: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Заход ВЛ 35 кВ Майя – ГНС (Н.Бестях)</li> <li>– Заход ВЛ 35 кВ Майя – НС-2</li> <li>– Заход ВЛ 35 кВ Майя – Табага, Майя – Бедеме</li> <li>– Заход ВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях</li> <li>– Заход ВЛ 110 кВ Майя – Табага (в габаритах 220 кВ)</li> <li>– Заход ВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, Майя – Борогонцы</li> </ul>	ПАО «Якутскэнерго»	2018	25,895 В т.ч.:  4,49 2,18 6,03  4,41 8,785
29.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I и II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х436,6 км
<b>Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)</b>					
30.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отп. на НПС-16 №1 и №2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	263,16 км 262,86 км
31.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-19 с отп. ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА 2х4,3 км
32.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ ЗИФ	АО «ДРСК»	2015	2,5 МВА
33.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя	ПАО «ФСК ЕЭС»	2016	482,1 км
34.	110 кВ	ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	2х16 МВА
35.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	7,5 км
36.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	7,5 км
37.	110 кВ	замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	16 МВА
38.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км
39.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км
40.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-16	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
41.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-17	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
42.	220 кВ	ПС 220 кВ Томмот	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
43.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I и II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2x45,5 км
44.	220 кВ	ПС 220 кВ Эльгауголь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	1x125 МВА
45.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	272 км
46.	110 кВ	Перевод ПС 110/35/6 кВ Нижнеякокитская на напряжение 35 кВ с отсоединением от ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ТДЭС с отпайкой на ПС Нижнеякокитская отпайки 110 кВ на ПС Нижнеякокитская	АО «ДРСК»	2018	-

#### 2.14. Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС) 6-10/0,4 кВ

В настоящем разделе приведены основные характеристики электросетевого хозяйства централизованной зоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) напряжением 6-10/0,4 кВ.

##### *ПАО «Якутскэнерго»*

В таблице 2.14.1 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.14.1. Протяженность и техническое состояние ЛЭП 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2019)

ПАО «Якутскэнерго»		0,4-6-10 кВ
ЦЭС, км	Протяженность, км	8582,8
	% износа фактический	40
ЗЭС, км	Протяженность, км	4752,1
	% износа фактический	30
Итого ПАО «Якутскэнерго»	Протяженность, км	13334,9
	% износа фактический	37

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

Фактический износ ЛЭП 6-10/0,4 кВ по результатам обследований специалистов ПАО «Якутскэнерго» с учетом выполненных ремонтных и восстановительных работ составляет 37%. Большое количество ЛЭП 6-10/0,4 кВ, построенных на деревянных опорах, имеют предельные объемы загнивания опор.

В таблице 2.14.2 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.14.2. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2019)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10)/0,4 кВ
ЦЭС	мощность, МВА	821,75
	количество	2923
	% износа фактический	40
ЗЭС	мощность, МВА	473,88
	количество	1517
	% износа фактический	45

Итого ПАО «Якутскэнерго»	мощность, МВА	1295,63
	количество	4440
	% износа фактический	40

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС Подстанции и электрооборудование 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» имеют высокий процент износа – около 40 %.

### *АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»*

В таблице 2.14.3 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.14.3. Протяженность и техническое состояние ЛЭП 6-10/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2019)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		0,4-6-10 кВ
Протяженность, км		888,7
% износа	Факт.	70,63

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

Фактический износ ЛЭП 6-10/0,4 кВ АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» составляет 71%.

Наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи 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 2.14.4 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.14.4. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС 6-10/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2019)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		6(10)/0,4 кВ
мощность, МВА		128,6
количество		283
% износа фактический		39,5

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Подстанции и электрооборудование 6-10/0,4 кВ на территории Южно-Якутского энергорайона (АО «ДРСК») имеют высокий процент износа – 40 %.

## **2.15. Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Саха (Якутия)**

В настоящее время Республика Саха (Якутия) имеет внешние электрические связи с Амурской, Иркутской и Магаданской энергосистемами, а также с Чаун-Билибинским энергоузлом Чукотского автономного округа. Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 2.15.1.

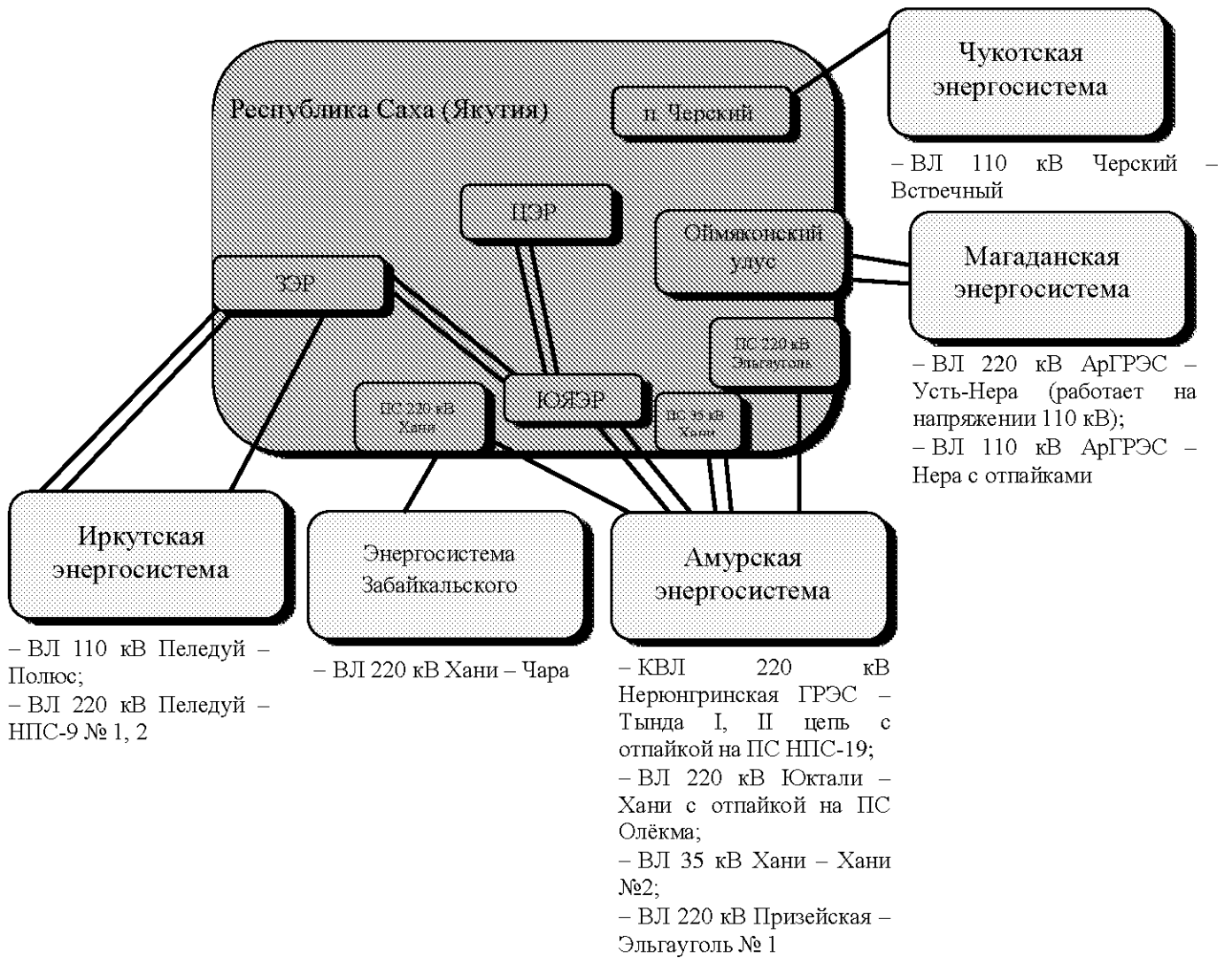


Рисунок 2.15.1. Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия)

ЮЯРЭС имеет связь с ОЭС Востока по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 (Амурская энергосистема) протяженностью 192,06 км и 191,99 км соответственно. По данным КВЛ осуществляется передача части электрической мощности, вырабатываемой Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ (до 238 МВт по данным зимних контрольных замеров 2017 (38,5% от установленной мощности)) на оптовый рынок энергии и мощности Дальнего Востока, и передача мощности в Южно-Якутский энергорайон из энергосистемы Амурской области. Динамика поставок электроэнергии из ЮЯРЭС в Амурскую энергосистему ОЭС Востока в рассматриваемый период приведена в таблице 2.15.1.

Республика Саха (Якутия) имеет электрическую связь с энергосистемой Амурской области по линии ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС 220 кВ Олёкма, линии ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1 и ВЛ 35 кВ Хани – Хани № 2. Географически указанные подстанции расположены на территории Республики Саха (Якутия), технически ПС 220 кВ Хани, ПС 220 кВ Эльгауголь, ПС 35 кВ Хани работают в энергосистеме Амурской области.

Таблица 2.15.1. Динамика передачи электроэнергии из Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в Амурскую энергосистему ОЭС Востока

Показатель	Год					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Передача в ОЭС Востока, млн кВт·ч	1424	1332	1509	1366,1	1265,6	1111,2
Прирост передачи, млн кВт·ч	-64	-92	177	-140	-100,5	-154,4
Годовые темпы прироста, %	-4,3	-6,5	13,3	-9,3	-7,3	-12,2

С 2013 по 2014 гг. ежегодно происходило незначительное снижение объемов поставок электроэнергии из ЮЯРЭС в ОЭС Востока (в 2013 г. – на 4,3%, в 2014 г. – на 6,5%). Передача электроэнергии в ОЭС Востока в 2015 г. составила 177 млн кВт·ч, прирост 13,3 %. В период 2016-2018 гг. вновь фиксируется снижение передачи.

В 2014 г. после завершения строительства ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 с отпайками на ПС НПС-14 № 1,2 и ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайками на ПС НПС-16 № 1, 2 выполнена электрическая связь ЗРЭС и ЮЯРЭС. ЦРЭС и ЮЯРЭС имеют электрическую связь по транзиту Нижний Куранах – Томмот – Майя с подстанциями 220 кВ Томмот и Майя. Для подключения новой ПС 220 кВ Майя к распределительной сети 110 кВ ЦРЭС ПАО «Якутскэнерго» в 2018 г. реализовано строительство заходов существующих ЛЭП 110 кВ с образованием двухцепной кабельно-воздушной линии (КВЛ) 110 кВ Майя – Табага, КВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, КВЛ 110 кВ Майя – Борогонцы, двухцепной КВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях. В 2016 г. состоялись испытания по включению на параллельную синхронную работу ОЭС Востока и ЗРЭС. В апреле 2018 г. был успешно проведен натурный эксперимент, доказавший возможность восстановления электроснабжения потребителей ЦРЭС от ОЭС Востока путем переноса точки раздела между ними. Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) 02 января 2019 года с включением в параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока вошли в состав Единой энергосистемы России. Присоединение новых энергорайонов ко второй синхронной зоне ЕЭС России предусматривает их параллельную синхронную работу на единой частоте электрического тока, что означает принятие функций по управлению энергетическими объектами в новой части ЕЭС России Системным оператором Единой энергетической системы в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 1496, а также распространение на нее принятых в ЕЭС России единых принципов диспетчерского технологического управления и единой технической политики Системного оператора. Новые энергорайоны вошли в операционную зону созданного в 2016 г. Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Саха (Якутия)» (Якутское РДУ).

В марте 2016 г. осуществлен ввод в эксплуатацию ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полус. ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полус до площадки строительства ПС 220 кВ Сухой Лог выполнена в габаритах 220 кВ. В 2019 г. планируется строительство второй ВЛ

220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог, подключение ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос на ПС 220 кВ Сухой Лог с переводом участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос на проектное напряжение 220 кВ, строительство ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан № 1, 2. После ввода в эксплуатацию вышеуказанного электросетевого комплекса завершится формирования восточной стороны кольца 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Таксимо – Мамакан – Усть-Кут – Пеледуй.

В 2017 г. выполнено расширение ПС 220 кВ Пеледуй для подключения ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9, строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 с ПС 220 кВ НПС-9. Кроме того, в 2017 году ПС 110 кВ НПС-8, расположенная на территории Иркутской области, которая ранее обеспечивалась электроэнергией от Талаканской ГТЭС по двум одноцепным ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Талаканская ГТЭС – НПС-8, переведена на проектное напряжение 220 кВ и подключена от ПС 220 кВ НПС-9 по ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8. Со стороны ПС 500 кВ Усть-Кут осуществлен ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 с ПС 220 кВ НПС-6. В 2018 году завершено строительство ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 с ПС 220 кВ НПС-7 и участка от ПС 220 кВ НПС-7 до ПС 220 кВ НПС-8 с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-8. Таким образом транзит от ПС 500 кВ Усть-Кут до ПС 220 кВ Пеледуй сформирован. С учетом строительства в 2019 году второй ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог и ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан № 1, 2, предусмотрено замыкание кольца 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Мамакан – Таксимо – Усть-Кут – НПС-9 – Пеледуй. Работа ПС 220 кВ Пеледуй после замыкания кольца предусмотрена в составе ОЭС Сибири.

Электроснабжение п. Черский на крайнем северо-востоке Республики Саха (Якутия) осуществляется от ПС 110 кВ Черский (110/6 кВ) 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» (рисунок 2.15.1).

От энергосистемы Магаданской области по двум одноцепным ВЛ 110 кВ Аркагаалинская 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 Аркагаалинская ГРЭС – Усть-Нера осуществляется собственником объектов - ПАО «Магаданэнерго».

## **2.16. Топливный баланс электростанций и котельных**

Суммарный объем потребления топлива электростанциями и котельными в 2017 г. составил около 5,1 млн т у.т., в том числе угля 2,3 млн т у.т., природного и попутного газа – около 2,3 млн т у.т. (таблица 2.16.1). В структуре потребления топлива 45,7% приходится на уголь, 44,6% – на природный газ.

На тепловых электростанциях в 2017 г. потреблено 2 855,2 тыс. т у.т. топлива, из которых 47 % приходится на газ (природный и попутный), 48 % – на уголь. Нефть и нефтепродукты в структуре потребления топлива электростанциями занимают 5% (рисунок 2.16.1).

Таблица 2.16.1. Потребление топлива электростанциями и котельными, тыс. т у.т. (состояние 2017\*)

Вид топлива		ТЭС	котельные
Уголь	2307,50	1372,2	935,29
Нефть (включая газоконденсат) и нефтепродукты (кроме дизельного топлива)	256,62	8,4	248,19
Дизельное топливо	152,48	128,9	23,61
Природный газ	1877,43	1017,6	859,85
Попутный газ	475,94	328,1	147,84
Древесина	19,49	0	19,49
Всего	5089,47	2855,20	2234,26

\* Сведения за 2018 г. будут предоставлены Федеральной службой государственной статистики в конце второго квартала 2019 года.

Источник: по данным формы Росстата 4-ТЭР, 6-ТП за 2017 г.

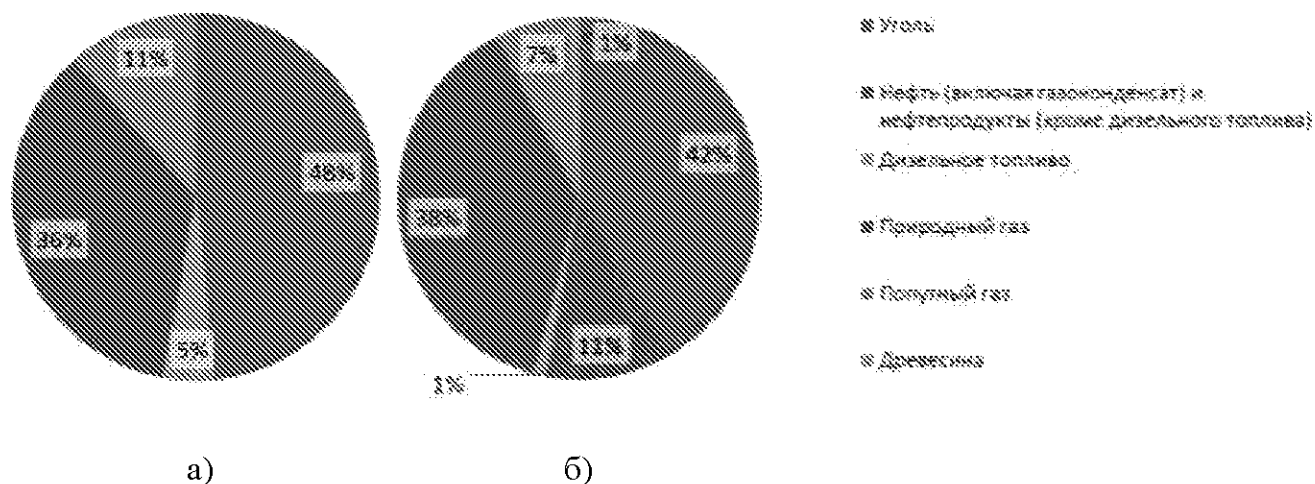


Рисунок 2.16.1. Структура потребления топлива в 2017 г. а) ТЭС, б) котельные, %

В котельных в 2017 г. было потреблено 2 234,26 тыс. т у.т. топлива, из которых 42% приходится на уголь, 45% – на газ (природный и попутный), 13% – на нефтепродукты и прочие виды топлива.

На тепловых электростанциях в 2018 г. потреблено 2 824,4 тыс. т у.т. топлива, из которых 46% приходится на газ (природный и попутный), 50% – на уголь. Нефть и нефтепродукты в структуре потребления топлива электростанциями занимают 5 % (таблица 2.16.2 и рисунок 2.16.1).

Таблица 2.16.2. Потребление топлива электростанциями, тыс. т у.т. (по состоянию 2018 г.)

Вид топлива	тыс.т. ут.
Уголь	1424,4
Нефтяное топливо (в том числе мазут топочный)	14,6
Дизельное топливо	129,3
Природный газ	923,0
Попутный газ	333,1
Всего	2824,4

Источник: сведения, предоставленные компаниями в Приложениях к разделу 2.

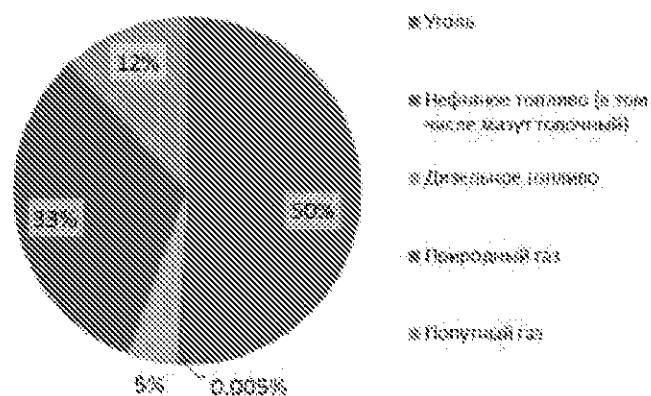


Рисунок 2.16.2. Структура потребления топлива на тепловых электростанциях в 2018 г. в %.

### 2.17. Единый топливно-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) (ЕТЭБ) за 2014-2018 г.

Добыча (производство) первичных энергоресурсов в республике за период 2014-2018 гг. увеличивается на 36,1 % – с 27 289 до 37 143 тыс. т у.т. Значительный рост производства обеспечивается за счет увеличения добычи нефти и угля в 1,38 и 1,45 раза соответственно.

Структурные изменения происходят в сторону увеличения добычи угля с 40,3 до 43,0 % и нефти с 46,3 до 46,7 %. При этом доля природного газа снижается с 11,9 до 9,0 %. За счет этого в структуре добычи идет снижение доли производства гидроэнергии (на 0,15 процентных пункта). Важно отметить, что за данный период объемы выработки электроэнергии нетрадиционными возобновляемыми источниками энергии достигли 1,3 млн. кВт·ч против объемов выработки в размере 0,1 млн. кВт·ч в 2014 году.

Потребление первичных топливно-энергетических энергоресурсов (ТЭР) в республике увеличивается на 2,0 % – с 8 673 до 8 846 тыс. т у.т, в том числе угля – на 2,5 % (средний темп прироста – 0,66%) и природного газа – на 3,1 %, в основном за счет увеличения потребления природного и попутного нефтяного газов как котельно-печного топлива на электростанциях (рост составил 8,0 %). Объемы потребления нефтепродуктов ежегодно варьируются, но в среднем остаются на одном уровне, рост за период составляет 0,3 %. Потребление сырой нефти и газоконденсата с каждым годом сокращается в среднем на 1,31 %, причиной чему является уменьшение их использования в качестве котельно-печного топлива на котельных в среднем на 13,3 % за период.

В таблицах 2.17.1-2.17.5 приведены годовые топливно-энергетические балансы республики по утвержденной форме ТЭБ<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Приказ Министерства энергетики РФ от 14.12.2011 г. №600 «Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований»

Таблица 2.17.1. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2014 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	10988	12623		3260	66	353			27289
Ввоз	2	73		1996				19		2089
Вывоз	3	-8655	-11924					-167		-20747
Изменение запасов	4	-152	5	106	0	-1	0	0	0	-42
Потребление первичной энергии	5	2558	694	1890	3260	66	353	-148	0	8673
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-946	-5	-152	-937	0	-353	1055	0	-1337
Производство тепловой энергии	8	-1152	-234	-18	-1068	-9		-78	2085	-473
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-371		-2	-366				683	-57
<i>Котельные</i>	8.2.	-780	-234	-16	-702	-9			1335	-406
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-78	67	-10
Преобразование топлива	9		-158	105	-23					-76
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-158	82						-76
<i>Переработка газа</i>	9.2.			23	-23					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-76		-76
Потери при передаче	11	-175						-129	-476	-780
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-619					-619
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	285	297	1825	613	57	0	625	1609	5311
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	2,1	0,0	7,6	3,2	0,9	0,0	3,7	6,4	24
Промышленность	15	219,8	246,7	567,6	268,2	1,1	0,0	359,5	326,8	1990
Строительство	16	3,9	0,2	42,6	1,4	0,0	0,0	11,1	24,8	84
Транспорт и связь	17	25,6	37,3	339,8	16,6	0,2	0,0	62,8	41,5	524
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	32,8	12,6	514,1	42,8	10,7	0,0	77,5	439,0	1130
Население	19	1,0	0,0	353,2	280,8	44,2	0,0	110,6	770,1	1560

Таблица 2.17.2. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2015 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	13595	13665		3247	40	368			30914
Ввоз	2	81		1842				20		1943
Вывоз	3	-11033	-12935					-186		-24154
Изменение запасов	4	-28	13	50	0	-1	0	0	0	34
Потребление первичной энергии	5	2671	717	1792	3247	41	368	-166	0	8669
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1029	-5	-171	-1037	0	-368	1108	0	-1502
Производство тепловой энергии	8	-1141	-242	-14	-1024	-8		-80	2036	-474
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-355		-3	-356				659	-55
<i>Котельные</i>	8.2.	-785	-242	-11	-668	-8			1308	-408
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-80	70	-10
Преобразование топлива	9		-162	121	-26					-67
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-162	96						-67
<i>Переработка газа</i>	9.2.			25	-26					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-50		-50
Потери при передаче	11	-220						-123	-450	-793
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-557					-557
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	281	307	1727	603	33	0	689	1586	5225
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	2,5	0,0	7,3	3,6	0,8	0,0	4,1	7,1	25
Промышленность	15	213,7	257,4	504,8	223,9	1,1	0,0	314,2	364,2	1879
Строительство	16	3,0	0,1	60,1	21,2	0,1	0,0	12,2	28,7	126
Транспорт и связь	17	30,2	30,1	378,9	47,3	0,5	0,0	135,9	59,6	683
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	30,7	19,1	438,9	41,0	11,3	0,0	111,5	352,3	1005
Население	19	0,7	0,0	337,4	266,1	19,0	0,0	110,8	773,8	1508

Таблица 2.17.3. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2016 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15604	14615		3397	37	374			34027
Ввоз	2	69		1942				20		2031
Вывоз	3	-12860	-13827					-175		-26861
Изменение запасов	4	85	11	68	0	-1	0	0	0	164
Потребление первичной энергии	5	2728	776	1874	3397	38	374	-155	0	9033
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1085	-39	-167	-1118	0	-374	1147	0	-1635
Производство тепловой энергии	8	-1151	-242	-20	-1065	-6		-67	2053	-499
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-365		-2	-364				669	-62
<i>Котельные</i>	8.2.	-786	-242	-18	-702	-6			1326	-429
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-67	59	-9
Преобразование топлива	9		-193	114	-12					-91
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-193	102						-91
<i>Переработка газа</i>	9.2.			12	-12					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-74		-74
Потери при передаче	11	-222						-123	-448	-792
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-655					-655
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	270	303	1801	547	32	0	728	1606	5287
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	1,8	0,0	6,0	5,6	0,7	0,0	3,7	7,1	25
Промышленность	15	206,2	237,9	475,3	133,9	1,3	0,0	330,7	354,7	1740
Строительство	16	1,9	0,0	102,3	27,3	0,0	0,0	12,2	20,3	164
Транспорт и связь	17	33,7	45,9	395,4	75,5	0,5	0,0	152,2	60,6	764
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	25,9	18,8	490,7	9,7	12,7	0,0	116,1	370,8	1045
Население	19	0,8	0,0	331,1	295,2	16,8	0,0	113,7	792,4	1550

Таблица 2.17.4. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2017 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15444	14798		3458	34	369			34103
Ввоз	2	124		1902				33		2059
Вывоз	3	-12790	-14129					-168		-27086
Изменение запасов	4	57	-26	-54	0	-1	0	0	0	-24
Потребление первичной энергии	5	2721	695	1957	3458	35	369	-135	0	9100
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1035	-17	-167	-1113	0	-369	1135	0	-1566
Производство тепловой энергии	8	-1136	-221	-20	-1003	-4		-53	2029	-408
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-323		-2	-345				662	-9
<i>Котельные</i>	8.2.	-812	-221	-18	-658	-4			1324	-389
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-53	43	-10
Преобразование топлива	9		-200	100	-13					-113
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-200	88						-112
<i>Переработка газа</i>	9.2.			13	-13					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-111		-111
Потери при передаче	11	-295						-127	-449	-870
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-710					-710
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	256	257	1870	619	31	0	710	1580	5322
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	1,6	0,0	6,6	3,4	0,6	0,0	4,1	5,9	22
Промышленность	15	168,2	212,6	577,5	251,1	1,1	0,0	252,8	403,9	1867
Строительство	16	1,9	0,0	134,3	20,9	0,0	0,0	12,6	17,4	187
Транспорт и связь	17	34,7	29,7	357,0	14,1	0,8	0,0	130,2	57,4	624
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	48,9	14,7	514,3	49,7	13,6	0,0	192,7	340,3	1174
Население	19	0,6	0,0	280,4	279,7	14,9	0,0	117,3	755,0	1448

Таблица 2.17.5. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2018 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15967	17357		3361	33	425			37143
Ввоз	2	122		1859				27		2009
Вывоз	3	-13530	-16702					-168		-30399
Изменение запасов	4	-62	5	-37	0	1	0	0	0	-93
Потребление первичной энергии	5	2621	651	1896	3361	32	425	-140	0	8846
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1076	-1	-163	-1012	0	-425	1189	0	-1487
Производство тепловой энергии	8	-1132	-210	-20	-1022	-4		-52	1979	-461
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-323		-2	-350				649	-27
<i>Котельные</i>	8.2.	-809	-210	-18	-672	-4			1287	-426
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-52	43	-9
Преобразование топлива	9		-187	100	-13					-100
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-187	87						-100
<i>Переработка газа</i>	9.2.			13	-13					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-122		-122
Потери при передаче	11	-142						-123	-459	-724
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-700					-700
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	271	253	1813	614	28	0	752	1520	5252
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	1,5	0,0	7,4	3,3	0,5	0,0	4,5	6,4	24
Промышленность	15	188,7	211,0	596,9	222,5	1,1	0,0	263,9	336,0	1820
Строительство	16	1,8	0,0	134,5	20,8	0,0	0,0	13,9	21,5	192
Транспорт и связь	17	34,1	30,0	359,6	15,0	0,8	0,0	143,3	57,2	640
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	43,8	12,0	438,9	70,1	13,4	0,0	204,7	341,0	1124
Население	19	0,6	0,0	276,2	282,7	12,5	0,0	121,7	757,9	1452

Объем конечного потребления за период сокращается на 1,1 %. Преобладающими видами ТЭР в конечном потреблении являются нефтепродукты и тепловая энергия, и в меньшей мере, электроэнергия и природный газ. Потребление нефтепродуктов за период уменьшается на 0,6 %, но в структуре незначительно растет с 34,4 до 34,5 %, потребление тепловой энергии сокращается на 5,5 %, соответственно и в структуре потребления происходит значительное снижение, с 30,3 до 28,9 % за период. Потребление природного газа увеличивается незначительно, всего на 0,2 % в общей динамике и 0,1 % в структуре потребления. Наиболее значительно увеличивается потребление электроэнергии, прирост равен 21,9 %, в структуре потребления растет с 11,6 до 14,3 %.

По видам экономической деятельности основную долю в структуре конечного потребления занимают промышленное производство и потребление населением. Доля промышленности за период сокращается с 37,4 до 34,7 %, населения с 29,4 до 27,6 %. По остальным видам доля потребления не меняется или растет: сельского хозяйства – не меняется; строительства – с 1,6 до 3,7 %; транспорта и связи – с 9,9 до 12,2 %; а также сферы услуг и прочих видов деятельности – с 21,3 до 21,4 %.

Основу потребления нефтепродуктов составляет промышленное производство, к тому же его доля в структуре растет с 31,1 до 32,9 %, также растут доли строительства с 2,3 до 7,4 % и транспорта и связи с 18,6 до 19,8 %. Поэтому доли потребления нефтепродуктов населением, сферой услуг и прочими видами деятельности заметно сокращаются.

В структуре электропотребления по видам экономической деятельности значительную долю также занимает промышленность, но заметно сокращается за период с 56,9 до 35,1 за счет увеличения потребления нефтепродуктов такими видами деятельности, как транспорт и связь и прочими видами деятельности на 23,6 %. Доли сельского хозяйства и строительства не меняются, остаются на уровне 0,6 и 1,8 % соответственно, а населения ежегодно сокращается и достигает в 2018 г. 16,2%.

Объемы потребляемой тепловой энергии за период значительно уменьшаются. Причиной такой динамики является переход на собственную генерацию промышленных предприятий и объектов строительства, сферы услуг и прочих видов, что отражается на снижении их доли в структуре конечного теплопотребления на 4,2 %. Вследствие этого значительное увеличение доли теплопотребления в конечном энергопотреблении приходится на население и хозяйствующие субъекты.

Единый топливно-энергетический баланс, а также анализ изложены в Приложении 2.30.

### **3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)**

#### **3.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности**

##### **3.1.1. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии**

Основными профилирующими производствами Западного энергорайона республики на период до 2023 г. 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), в основном по Западному и Южно-Якутскому районам электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), проходит трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 г. № 1737-р ПАО «Транснефть» осуществляет реализацию проекта «Увеличение пропускной способности ВСТО до 80 млн тонн в год», включая строительство объектов внешнего электроснабжения трубопровода – нефтеперекачивающих станций (НПС). На территории Республики Саха (Якутия) введены в эксплуатацию нефтеперекачивающие станции (НПС) №10-19. В связи с увеличением объемов передачи ВСТО, в период до 2025 г. прогнозируется значительное увеличение потребления электроэнергии и мощности объектами ВСТО на территории Республики Саха (Якутия).

В соответствии с информацией ПАО «Сургутнефтегаз» в настоящее время прорабатываются варианты присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС в период 2021 - 2023 г., учитывая отсутствие итогового варианта и заявки на техническое присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС, подключение Талаканской ГТЭС не учитывается.

На территории ЗРЭС ведется освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), присоединение которого к электрическим сетям ЗРЭС планируется в 4 квартале 2022 года.

В перспективе на территории Западного и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы планируется строительство газопровода «Сила Сибири», который 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 2024 году.

На территории ЦРЭС в 2022 году планируется подключение к сетям одного из самых крупных месторождений золота Нежданинского.

В таблицах 3.1.1.1-3.1.1.2. приведен прогноз потребности в электрической энергии и мощности крупных существующих и перспективных потребителей.

Таблица 3.1.1.1. Прогноз потребности в электрической мощности крупных потребителей республики, МВт

№ п/п	Потребитель	Год					
		2018 отчет	2019	2020	2021	2022	2023
1	«АК «АЛРОСА» (ПАО)	167,0	190,0	187,0	199,0	193,0	170,0
2	ПАО «Транснефть» (ВСТО), в т.ч.:	298	316	316	316	316	316
3	НПС-10	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
4	НПС-11	23,5	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
5	НПС-12	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
6	НПС-13	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
7	НПС-14	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
8	НПС-15	26,0	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
9	НПС-16	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
10	НПС-17	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
11	НПС-18	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9
12	НПС-19	23,5	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6
13	ПАО «Газпром», в т.ч.:	0,14	34,64	53,37	58,03	71,45	82,56
14	Чаяндинское НГКМ (УКПП) <sup>1</sup>	0,14	22,09	26,58	28,63	34,61	38,19
15	Чаяндинское НГКМ (УПН) <sup>1</sup>		8,60	10,01	9,87	9,87	9,87
16	Чаяндинское НГКМ (НП «Чаянда-ВСТО»), 3 этап		3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
17	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:			12,8	15,6	23,0	30,6
18	КС-1			1,90	1,90	4,14	5,92
19	КС-2		2,27	2,27	5,02	5,62	7,14
20	КС-3		2,27	2,27	2,27	4,73	6,47
21	КС-4			4,49	4,49	4,49	5,15
22	КС-5			1,90	1,90	4,04	5,87
23	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО «город Якутск»			1,55	1,55	1,55	1,55
24	ООО «Прометей»		2,578	2,578	2,578	2,578	2,578
25	ООО «Ратмир-Север»		2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
26	ООО «Строймонтаж-2002»	0,4	2,3	2,3	3,8	3,8	3,8
27	ООО «Симир»		2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
28	ООО «Стройкон»		4,589	4,589	4,589	4,589	4,589
29	ЖСПК «Тускул»		1,216	1,216	1,216	1,216	1,216
30	АО «ДСК»		2,020	2,020	2,020	2,020	2,020
31	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО «город Якутск»		2,138	2,138	2,138	2,138	2,138
32	СОНТ «Сатал»		1,256	1,256	1,256	1,256	1,256
33	ООО «Компания НОВА-С»		1,242	1,242	1,242	1,242	1,242
34	ООО «РДР Групп»		2,573	5,044	8,396	11,290	12,439
35	Администрация Партизанский наслег «Наследная МО»			1,287	1,287	1,287	1,287
36	ООО СА «Золото Ыныкчана»			3,336	3,336	3,336	3,336
37	ООО «Самет»			4,98	4,98	4,98	4,98
38	ООО «ГТ Нижний Бестях»			2,624	2,624	2,624	2,624
39	ООО «Завод базальтовых материалов»				1,0	3,985	3,985
40	ООО СА «Золото Ыныкчана»		3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
41	ПАО «АК«АЛРОСА»		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
42	Администрация МО «Город Олекминск»		2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
43	Гаражно-строительный кооператив «ТРИО»		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
44	Администрация МО «Сунтарский наслег»		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
45	ООО «Якутская промышленная перерабатывающая компания»	0,35	0,35	2,0	2,0	2,0	2,0
46	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Денисовская)	5,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0

№ п/п	Потребитель	Год					
		2018 отчет	2019	2020	2021	2022	2023
47	АО «Золото Селигдара»		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
48	АО «Золото Селигдара»	5,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
49	ПАО «Газпром»		1,698	1,698	1,698	1,698	1,698
50	ПАО «Газпром»		1,553	1,553	1,553	1,553	1,553
51	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Комсомольская)		13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
52	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства»		1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
53	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Дежневская)	15,7	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
54	АО ГМК «Тимир»	2,0	5,0	10,0	10,0	10,0	10,0
55	АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»					22,918	22,918
56	АО ПО «Якутцемент»	8,0	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
57	АО «Жатайская судовой верфь»			8,5	8,5	8,5	8,5
58	ИП Феоктистов МВ		1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
59	ГУП «Технический центр телевидения и радиовещания РС(Я)»			1	2	2	2
60	АО «Полус Алдан»			2,5	2,5	2,5	2,5
61	ЗАО «САХА Голд Майнинг»		3	3	3	3	3
62	ООО «Эльгауголь»	-	112	112	112	112	112

Примечание:

1 – до 2023 г. работает изолированно от Западного энергорайона республики.

Таблица 3.1.1.2. Прогноз потребности в электрической энергии крупных потребителей республики, млн. кВт·ч

№ п/п	Потребитель	Год					
		2018 отчет	2019	2020	2021	2022	2023
1	«АК «АЛРОСА» (ПАО)	958,4	1100,0	1077,0	1145,0	1110,0	962,0
2	ПАО «Транснефть» (ВСТО), в т.ч.:	1270,0	1581,4	2650,5	2650,5	2650,5	2650,5
		0	7	0	0	0	0
3	НПС-10	154,9	177,5	294,0	294,0	294,0	294,0
4	НПС-11	94,5	119,8	249,9	249,9	249,9	249,9
5	НПС-12	129,3	168,5	282,3	282,3	282,3	282,3
6	НПС-13	135,6	171,5	287,6	287,6	287,6	287,6
7	НПС-14	143,9	171,3	264,6	264,6	264,6	264,6
8	НПС-15	131,1	168,4	264,8	264,8	264,8	264,8
9	НПС-16	135,3	168,4	254,4	254,4	254,4	254,4
10	НПС-17	138,0	161,7	244,4	244,4	244,4	244,4
11	НПС-18	112,8	147,9	259,6	259,6	259,6	259,6
12	НПС-19	94,6	126,4	248,9	248,9	248,9	248,9
13	ПАО «Газпром», в т.ч.:	0,7	206,7	424,0	443,0	494,8	616,8
14	Чаяндинское НГКМ (УКП) <sup>1</sup>	0,7	57,0	195,0	212,7	257,4	292,4
15	Чаяндинское НГКМ (УПН) <sup>1</sup>		75,3	87,7	86,5	86,5	86,5
16	Чаяндинское НГКМ (НП «Чаянда-ВСТО»), 3 этап		34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
17	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:		39,8	106,8	109,2	116,3	203,3
18	КС-1			16,6	16,6	9,1	38,1
19	КС-2		19,9	19,9	22,3	44,2	46,8
20	КС-3		19,9	19,9	19,9	20,4	43,4
21	КС-4			33,7	33,7	33,7	38,6
22	КС-5			16,6	16,6	8,9	36,4
23	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО «город Якутск»			7,75	7,75	7,75	7,75

№ п/п	Потребитель	Год					
		2018 отчет	2019	2020	2021	2022	2023
24	ООО «Прометей»		12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
25	ООО «Ратмир-Север»		10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
26	ООО «Строймонтаж-2002»	2,0	11,5	11,5	19,0	19,0	19,0
27	ООО «Симиир»		11,45	11,45	11,45	11,45	11,45
28	ООО «Стройкон»		22,95	22,95	22,95	22,95	22,95
29	ЖСПК «Тускул»		6,08	6,08	6,08	6,08	6,08
30	АО «ДСК»		10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
31	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО «город Якутск»		10,69	10,69	10,69	10,69	10,69
32	СОНТ «Сатал»		6,28	6,28	6,28	6,28	6,28
33	ООО «Компания НОВА-С»		6,21	6,21	6,21	6,21	6,21
34	ООО «РДР Групп»		12,87	25,22	41,98	56,45	62,20
35	Администрация Партизанский наслег «Наследная МО»			6,435	6,435	6,435	6,435
36	ООО СА «Золото Ыныкчана»			16,68	16,68	16,68	16,68
37	ООО «Самет»			24,90	24,90	24,90	24,90
38	ООО «ГТ Нижний Бестях»			13,12	13,12	13,12	13,12
39	ООО «Завод базальтовых материалов»				4,925	19,925	19,925
40	ООО СА «Золото Ыныкчана»		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
41	ПАО «АК«АЛРОСА»		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
42	Администрация МО «Город Олекминск»		11,85	11,85	11,85	11,85	11,85
43	Гаражно-строительный кооператив «ТРИО»		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
44	Администрация МО «Сунтарский наслег»		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
45	ООО «Якутская промышленная перерабатывающая компания»	1,75	1,75	10,0	10,0	10,0	10,0
46	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Денисовская)	25,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
47	АО «Золото Селигдара»		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
48	АО «Золото Селигдара»	25,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
49	ПАО «Газпром»		8,49	8,49	8,49	8,49	8,49
50	ПАО «Газпром»		7,77	7,77	7,77	7,77	7,77
51	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Комсомольская)		67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
52	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства»		7,65	7,65	7,65	7,65	7,65
53	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Дежневская)	78,5	115,11	115,11	115,11	115,11	115,11
54	АО ГМК «Тимир»	10,0	25,0	50,0	50,0	50,0	50,0
55	АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»					114,59	114,59
56	АО ПО «Якутцемент»	57,1	57,1	57,1	57,1	57,1	57,1
57	АО «Жатайская судоверфь»			42,5	42,5	42,5	42,5
58	ИП Феоктистов МВ		6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
59	ГУП «Технический центр телевидения и радиовещания РС(Я)»			5,0	10,0	10,0	10,0
60	АО «Полус Алдан»			12,5	12,5	12,5	12,5
61	ЗАО «САХА Голд Майнинг»		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
62	ООО «Эльгауголь»	-	560	560	560	560	560

Примечание:

1 – до 2023 г. работает изолированно от Западного энергорайона республики.

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) по данным Проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 - 2025 г. приведены в таблице 3.1.1.3.

Таблица 3.1.1.3. Прогнозные уровни электропотребления и мощности республики

Республика Саха (Якутия)	Ед. измер.	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	2194	7723	8171	8343	8550	8944
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	252,0	5,80	2,11	2,48	4,61
Максимум нагрузки	МВт	344	1327	1391	1421	1453	1498
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	285,8	4,82	2,16	2,25	3,10

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным районам электроэнергетической системы приведены в таблице 3.1.1.4.

Таблица 3.1.1.4. Прогнозные уровни электропотребления и мощности республики с детализацией по отдельным районам электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Показатель	Ед. измер.	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Западный район электроэнергетической системы РС(Я)</b>							
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	3226	3459	3594	3574	3594	3885
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	7,2	3,9	-0,6	0,6	8,1
Максимум нагрузки	МВт	623	644	666	664	670	710
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	3,4	3,4	-0,3	0,9	6,0
<b>Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)</b>							
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	1692	1724	1739	1740	1745	1750
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	1,9	0,9	0,1	0,3	0,3
Максимум нагрузки	МВт	304	322	323	324	325	326
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	5,9	0,3	0,3	0,3	0,3
<b>Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)</b>							
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	2194	2540	2838	3029	3211	3309
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	15,8	11,7	6,7	6,0	3,1
Максимум нагрузки	МВт	344	400	444	477	504	508
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	16,3	11,0	7,4	5,7	0,8

Среднегодовые темпы роста электропотребления в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2019 - 2023 г. оцениваются:

- в ЗРЭС – 3,79 % в год;
- в ЦРЭС – 0,68 % в год;

в ЮЯРЭС – 8,66 % в год.

В Западном энергорайоне наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности в период до 2023 г. ожидается за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чайнинского НГКМ, строительства газопроводной системы «Сила Сибири», в Южно-Якутском энергорайоне – за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, строительства газопроводной системы «Сила Сибири» и дальнейшего развития горнодобывающей промышленности. В Центральном энергорайоне наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности ожидается за счет присоединения к сетям месторождения «Нежданинское».

Отклонения прогноза потребления электроэнергии и мощности по варианту Правительства Республики Саха (Якутия) от варианта АО «СО ЕЭС» не значительны, поэтому прогноз Правительства Республики Саха (Якутия) отдельно не приводится.

### ***3.1.2. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности***

Оценка перспективной балансовой ситуации выполнена для энергосистемы Республики Саха (Якутия) в целом и с детализацией для трех энергорайонов: Западного, Центрального и Южно-Якутского. Балансы электроэнергии и мощности приведены для зоны централизованного электроснабжения Республики Саха (Якутия) в соответствии с прогнозами электропотребления и максимума нагрузки по материалам АО «СО ЕЭС» (Приложение 3.1.1).

Перспективные балансы ЦЭР сформированы с учетом присоединения ЦЭР к ОЭС Востока с 2019 года для двух вариантов: при включенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I и II цепь и при отключенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I и II цепь.

При включенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь ЦЭР работает параллельно с ОЭС Востока. Требуемые резервы мощности зависят от фактически складывающейся балансовой ситуации и определяются при планировании электроэнергетического режима путем задания состава включенного генерирующего оборудования. Величина резерва мощности не учтена.

При характерной схемно-режимной ситуации в послеаварийном режиме после отключения КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь в результате нормативного возмущения группы III (отключение в результате нормативного возмущения группы I двух ВЛ (КВЛ), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ)) (в соответствии с требованиями к обеспечению надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих электроустановок «Методические указания по устойчивости систем») ЦЭР выделяется на изолированную работу. Резерв мощности в изолированной энергосистеме принимается равным величине единичной установленной (максимальной) мощности самого крупного энергоблока (48 МВт).

Установленная мощность объектов генерации в Западном и Центральном районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) приведена без учета установленной мощности резервных ДЭС.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 281, балансы электроэнергии Республики Саха (Якутия) разработаны для условий средневодного и маловодного года. Виллойское водохранилище позволяет осуществлять сезонное и многолетнее регулирование стока, водохранилище Светлинской ГЭС осуществляет суточно-недельное подрегулирование стока, поступающего с Каскада Виллойских ГЭС 1, 2. Режим работы Светлинской ГЭС во многом зависит от работы Каскада Виллойских ГЭС 1, 2. Годовая выработка электроэнергии Каскада Виллойских ГЭС 1, 2 и Светлинской ГЭС в условиях маловодного года снижается.

В таблице 3.1.2.1 приведен баланс мощности Республики Саха (Якутия).

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

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность (собственный максимум)	344,0	1327	1391	1421	1453	1498
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>344,0</b>	<b>1327</b>	<b>1391</b>	<b>1421</b>	<b>1453</b>	<b>1498</b>
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	<b>618,0</b>	<b>2102</b>	<b>2102</b>	<b>2102</b>	<b>2102</b>	<b>2102</b>
<b>ГЭС</b>		<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>
КВГЭС 1, 2		680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС		277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
<b>ТЭС</b>	<b>618,0</b>	<b>1144,5</b>	<b>1144,5</b>	<b>1144,5</b>	<b>1144,5</b>	<b>1144,5</b>
Якутская ГРЭС		321	321	321	321	321
Якутская ТЭЦ		12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая		193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48,0	48	48	48	48	48
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>618,0</b>	<b>2025,5</b>	<b>2025,5</b>	<b>2025,5</b>	<b>2025,5</b>	<b>2025,5</b>
<b>ГЭС</b>		<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>
КВГЭС 1, 2		680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС		201	201	201	201	201
<b>ТЭС</b>	<b>618,0</b>	<b>1144,5</b>	<b>1144,5</b>	<b>1144,5</b>	<b>1144,5</b>	<b>1144,5</b>
Якутская ГРЭС		321	321	321	321	321
Якутская ТЭЦ		12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая		193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48,0	48	48	48	48	48
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>274,0</b>	<b>698,5</b>	<b>634,5</b>	<b>604,5</b>	<b>572,5</b>	<b>527,5</b>

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 527,5 МВт.

Балансы электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.2.2 и 3.1.2.3 соответственно.

Таблица 3.1.2.2. Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года, млн. кВт·ч

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии (собственное)	2194	7723	8171	8343	8550	8944
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>2194</b>	<b>7723</b>	<b>8171</b>	<b>8343</b>	<b>8550</b>	<b>8944</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3305</b>	<b>10449</b>	<b>10449</b>	<b>10449</b>	<b>10449</b>	<b>10449</b>
<b>ГЭС</b>		<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>
КВГЭС 1, 2		2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС		1095	1095	1095	1095	1095
<b>ТЭС</b>	<b>3305</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>
Якутская ГРЭС		2208	2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ		72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая		1161	1161	1161	1161	1161
Нерюнгринская ГРЭС	3219	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	86	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5348	6246	6246	6246	6246	6246
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>1111</b>	<b>2726</b>	<b>2278</b>	<b>2106</b>	<b>1899</b>	<b>1505</b>

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

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии (собственное)	2194	7723	8171	8343	8550	8944
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>2194</b>	<b>7723</b>	<b>8171</b>	<b>8343</b>	<b>8550</b>	<b>8944</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3305</b>	<b>10098</b>	<b>10098</b>	<b>10098</b>	<b>10098</b>	<b>10098</b>
<b>ГЭС</b>		<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>
КВГЭС 1, 2		2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС		859	859	859	859	859
<b>ТЭС</b>	<b>3305</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>
Якутская ГРЭС		2208	2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ		72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая		1161	1161	1161	1161	1161
Нерюнгринская ГРЭС	3219	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	86	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5348	6246	6246	6246	6246	6246
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>1111</b>	<b>2375</b>	<b>1927</b>	<b>1755</b>	<b>1548</b>	<b>1154</b>

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. Величина избытка в средневодных условиях на 2023 год составляет 1505 млн. кВт·ч, в маловодных условиях – 1154 млн. кВт·ч.

Баланс мощности ЗРЭС приведен в таблице 3.1.2.4.

Таблица 3.1.2.4. Баланс мощности ЗРЭС, МВт

ЗРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023

ЗРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	623	644	666	664	670	710
Резерв мощности	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>708</b>	<b>729</b>	<b>751</b>	<b>749</b>	<b>755</b>	<b>795</b>
<b>Установленная мощность на конец года, в т.ч.:</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>
<b>ГЭС</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>
<b>ГЭС</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	201	201	201	201	201	201
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>173</b>	<b>152</b>	<b>130</b>	<b>132</b>	<b>126</b>	<b>86</b>

Баланс мощности ЗРЭС в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 86 МВт.

Балансы электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.2.5 и 3.1.2.6 соответственно.

Таблица 3.1.2.5. Баланс электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного года, млн. кВт·ч

ЗРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	3226	3459	3594	3574	3594	3885
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>3226</b>	<b>3459</b>	<b>3594</b>	<b>3574</b>	<b>3594</b>	<b>3885</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3451</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>
<b>ГЭС</b>	<b>3451</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>
КВГЭС 1, 2	2708	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	743	1095	1095	1095	1095	1095
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>225</b>	<b>-159</b>	<b>-294</b>	<b>-274</b>	<b>-294</b>	<b>-585</b>

Таблица 3.1.2.6. Баланс электроэнергии ЗРЭС для условий маловодного года, млн. кВт·ч

ЗРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	3226	3459	3594	3574	3594	3885
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>3226</b>	<b>3459</b>	<b>3594</b>	<b>3574</b>	<b>3594</b>	<b>3885</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3451</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>
<b>ГЭС</b>	<b>3451</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>
КВГЭС 1, 2	2708	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	743	859	859	859	859	859
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>225</b>	<b>-510</b>	<b>-645</b>	<b>-625</b>	<b>-645</b>	<b>-936</b>

Баланс электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного и маловодного года в отчетном 2018 году складывался избыточным. В период 2019 - 2023 гг. наблюдается дефицит электроэнергии. Величина дефицита в средневодных

условиях на 2023 год составляет 585 млн. кВт·ч, в маловодных условиях – 936 млн. кВт·ч. Покрытие дефицита в требуемом объеме предусмотрено из ЮЯРЭС (ОЭС Востока) по сети 220 кВ с учетом реализации мероприятий по установке ПА (АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск).

Баланс мощности ЦРЭС при включенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь приведен в таблице 3.1.2.7, при отключенной – в таблице 3.1.2.8.

Таблица 3.1.2.7. Баланс мощности ЦРЭС при включенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь, МВт

ЦРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	304	322	323	324	325	326
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>304</b>	<b>322</b>	<b>323</b>	<b>324</b>	<b>325</b>	<b>326</b>
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:						
<b>ТЭС</b>	<b>561,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>
Якутская ГРЭС	356	321	321	321	321	321
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>558,9</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>
<b>ТЭС</b>	<b>558,9</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>
Якутская ГРЭС	366,9	321,0	321,0	321,0	321,0	321,0
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	180,0	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>254,9</b>	<b>204,5</b>	<b>203,5</b>	<b>202,5</b>	<b>201,5</b>	<b>200,5</b>

Таблица 3.1.2.8. Баланс мощности ЦРЭС при отключенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь, МВт

ЦРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	304	322	323	324	325	326
Резерв мощности	48	48	48	48	48	48
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>352</b>	<b>370</b>	<b>371</b>	<b>372</b>	<b>373</b>	<b>374</b>
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:						
<b>ТЭС</b>	<b>561,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>
Якутская ГРЭС	356	321	321	321	321	321
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>558,9</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>
<b>ТЭС</b>	<b>558,9</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>	<b>526,5</b>
Якутская ГРЭС	366,9	321,0	321,0	321,0	321,0	321,0
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	180,0	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>206,9</b>	<b>156,5</b>	<b>155,5</b>	<b>154,5</b>	<b>153,5</b>	<b>152,5</b>

Баланс мощности ЦРЭС при включенной/отключенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год при включенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II

цепь составляет 200,5 МВт, при отключенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь – 152,5 МВт.

Баланс электроэнергии ЦРЭС приведен в таблице 3.1.2.9.

Таблица 3.1.2.9. Баланс электроэнергии ЦРЭС, млн. кВт·ч

ЦРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	1692	1724	1739	1740	1745	1750
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>1692</b>	<b>1724</b>	<b>1739</b>	<b>1740</b>	<b>1745</b>	<b>1750</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>1692</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>
<b>ТЭС</b>	<b>1692</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>
Якутская ГРЭС	1105	2208	2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ	51	72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая	536	1161	1161	1161	1161	1161
Число часов использования установленной мощности ТЭС	3028	6000	6000	6000	6000	6000
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>0</b>	<b>1717</b>	<b>1702</b>	<b>1701</b>	<b>1696</b>	<b>1691</b>

Баланс электроэнергии ЦРЭС в рассматриваемый период 2019 - 2023 гг. складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 1691 млн. кВт·ч

Баланс мощности ЮЯРЭС приведен в таблице 3.1.2.10.

Таблица 3.1.2.10. Баланс мощности ЮЯРЭС, МВт

ЮЯРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	344	400,0	444,0	477,0	504,0	508,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>344</b>	<b>400,0</b>	<b>444,0</b>	<b>477,0</b>	<b>504,0</b>	<b>508,0</b>
<b>Установленная мощность на конец года, в т.ч.:</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>
<b>ТЭС</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>
<b>ТЭС</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>	<b>618,0</b>
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>274</b>	<b>218</b>	<b>174</b>	<b>141</b>	<b>114</b>	<b>110</b>

Баланс мощности ЮЯРЭС в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 110 МВт.

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 3.1.2.11.

Таблица 3.1.2.11. Баланс электроэнергии ЮЯРЭС, млн. кВт·ч

ЮЯРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	2194	2540	2838	3029	3211	3309
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>2194</b>	<b>2540</b>	<b>2838</b>	<b>3029</b>	<b>3211</b>	<b>3309</b>

ЮЯРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3305</b>	<b>3708</b>	<b>3708</b>	<b>3708</b>	<b>3708</b>	<b>3708</b>
<b>ТЭС</b>	<b>3305</b>	<b>3708</b>	<b>3708</b>	<b>3708</b>	<b>3708</b>	<b>3708</b>
Нерюнгринская ГРЭС	3219	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	86	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5348	6000	6000	6000	6000	6000
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>1111</b>	<b>1168</b>	<b>870</b>	<b>679</b>	<b>497</b>	<b>399</b>

Баланс электроэнергии ЮЯРЭС в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 399 млн. кВт·ч. Передача избытков электроэнергии из ЮЯРЭС предусматривается в Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) и в энергосистему Амурской области.

Оценка перспективной балансовой ситуации показывает, что баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 527,5 МВт. Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. Величина избытка в средневодных условиях на 2023 год составляет 1505 млн. кВт·ч, в маловодных условиях – 1154 млн. кВт·ч.

Балансы мощности каждого из трех энергорайонов в отдельности также складываются удовлетворительно. В ЗРЭС наблюдается дефицит электроэнергии с 2019 года в средневодных и маловодных условиях. Для исключения данного дефицита требуется передача электроэнергии из ЮЯРЭС (ОЭС Востока) по сети 220 кВ, нового электросетевого строительства при этом не требуется.

### ***3.1.3. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности в соответствии с планами собственников генерирующих объектов***

Оценка перспективной балансовой ситуации выполнена для энергосистемы Республики Саха (Якутия) в целом и с детализацией для трех районов электроэнергетической системы республики: Западного, Центрального и Южно-Якутского в соответствии с информацией о планах собственников по выводу из эксплуатации (вводу в эксплуатацию) генерирующих объектов, представленной в таблицах 3.1.3.1 и 3.1.3.2.

Таблица 3.1.3.1. Информация о планах собственников по выводу из эксплуатации генерирующих объектов на 2019-2023 г.

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Генерирующая компания	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЦРЭС</b>							
Якутская ГРЭС	№5, ГТ-35-770-2	ПАО «Якутскэнерго»		35			
	№6, ГТ-35-770-2			35			
	№1, ГТЭ-45-3		45				
	№9, ГТГ-12В			12			
	№10, ГТГ-12В			12			
	№12, ГТГ-12В			12			
	№8, ГТ-35-770-2						

Таблица 3.1.3.2. Информация о планах собственников по вводу в эксплуатацию генерирующих объектов на 2019-2023 годы

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Генерирующая компания	2019	2020	2021	2022	2023
<b>ЗРЭС</b>							
ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	1 ГТ-12(Т)	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»					12
	2 ГТ-12(Т)						12
	3 ГТ-12(Т)						12
	4 ГТ-12(Т)						12
	5 ГТ-12(Т)						12
	6 ГТ-12(Т)						12
Газопоршневая электростанция АО «РНГ»	№1-№12	АО «РНГ»		12,36			

В таблице 3.1.3.3 приведен баланс мощности Республики Саха (Якутия).

Таблица 3.1.3.3. Баланс мощности объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность (собственный максимум)	344,0	1327	1391	1421	1453	1498
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>344,0</b>	<b>1327</b>	<b>1391</b>	<b>1421</b>	<b>1453</b>	<b>1498</b>
<b>Установленная мощность на конец года, в т.ч.:</b>	<b>618,0</b>	<b>2092</b>	<b>1998,36</b>	<b>1998,36</b>	<b>1998,36</b>	<b>2035,4</b>
<b>ГЭС</b>		<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>
КВГЭС 1, 2		680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС		277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
<b>ТЭС</b>	<b>618,0</b>	<b>1134,5</b>	<b>1040,9</b>	<b>1040,9</b>	<b>1040,9</b>	<b>1077,9</b>
ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»						72
Газопоршневая электростанция АО «РНГ»			12,36	12,36	12,36	12,36
Якутская ГРЭС		311	205	205	205	170
Якутская ТЭЦ		12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая		193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48,0	48	48	48	48	48
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>618,0</b>	<b>2015,5</b>	<b>1909,5</b>	<b>1909,5</b>	<b>1909,5</b>	<b>1874,5</b>
<b>ГЭС</b>		<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>
КВГЭС 1, 2		680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС		201	201	201	201	201
<b>ТЭС</b>	<b>618,0</b>	<b>1134,5</b>	<b>1028,5</b>	<b>1028,5</b>	<b>1028,5</b>	<b>993,5</b>
ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»						-
Газопоршневая электростанция АО «РНГ»			-	-	-	-
Якутская ГРЭС		311	205	205	205	170
Якутская ТЭЦ		12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая		193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48,0	48	48	48	48	48
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>274,0</b>	<b>688,5</b>	<b>518,5</b>	<b>488,5</b>	<b>456,5</b>	<b>376,5</b>
* - ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и Газопоршневая электростанция АО «РНГ» предназначены для электроснабжения производств без выдачи мощности в сеть.						

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 376,5 МВт.

Балансы электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.3.4 и 3.1.3.5 соответственно.

Таблица 3.1.3.4. Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года, млн. кВт·ч

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии (собственное)	2194	7723	8171	8343	8550	8944
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>2194</b>	<b>7723</b>	<b>8171</b>	<b>8343</b>	<b>8550</b>	<b>8944</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3305</b>	<b>10449</b>	<b>10449</b>	<b>10449</b>	<b>10449</b>	<b>10449</b>
<b>ГЭС</b>		<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>
КВГЭС 1, 2		2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС		1095	1095	1095	1095	1095
<b>ТЭС</b>	<b>3305</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>
Якутская ГРЭС		2208	2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ		72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая		1161	1161	1161	1161	1161
Нерюнгринская ГРЭС	3219	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	86	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5348	6301	6868	6868	6868	6633
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>1111</b>	<b>2726</b>	<b>2278</b>	<b>2106</b>	<b>1899</b>	<b>1505</b>

Таблица 3.1.3.5. Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года, млн. кВт·ч

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии (собственное)	2194	7723	8171	8343	8550	8944
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>2194</b>	<b>7723</b>	<b>8171</b>	<b>8343</b>	<b>8550</b>	<b>8944</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3305</b>	<b>10098</b>	<b>10098</b>	<b>10098</b>	<b>10098</b>	<b>10098</b>
<b>ГЭС</b>		<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>
КВГЭС 1, 2		2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС		859	859	859	859	859
<b>ТЭС</b>	<b>3305</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>	<b>7149</b>
Якутская ГРЭС		2208	2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ		72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая		1161	1161	1161	1161	1161
Нерюнгринская ГРЭС	3219	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	86	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5348	6301	6868	6868	6868	6633
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>1111</b>	<b>2375</b>	<b>1927</b>	<b>1755</b>	<b>1548</b>	<b>1154</b>

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. Величина избытка в средневодных условиях на 2023 год составляет 1505 млн. кВт·ч, в маловодных условиях – 1154 млн. кВт·ч.

Баланс мощности ЗРЭС приведен в таблице 3.1.3.6.

Таблица 3.1.3.6. Баланс мощности ЗРЭС, МВт

ЗРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	623	644	666	664	670	710
Резерв мощности	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>708</b>	<b>729</b>	<b>751</b>	<b>749</b>	<b>755</b>	<b>795</b>
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:						
<b>ГЭС</b>	<b>957,5</b>	<b>957,5</b>	<b>969,86</b>	<b>969,86</b>	<b>969,86</b>	<b>1041,86</b>
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
<b>ТЭС</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12,36</b>	<b>12,36</b>	<b>12,36</b>	<b>84,36</b>
ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»						72
Газопоршневая электростанция АО «РНГ»			12,36	12,36	12,36	12,36
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>
<b>ГЭС</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>	<b>881</b>
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	201	201	201	201	201	201
<b>ТЭС</b>			-	-	-	-
ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»						-
Газопоршневая электростанция АО «РНГ»			-	-	-	-
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>173</b>	<b>152</b>	<b>130</b>	<b>132</b>	<b>126</b>	<b>86</b>

\* - ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и Газопоршневая электростанция АО «РНГ» предназначены для электроснабжения производств без выдачи мощности в сеть.

Баланс мощности ЗРЭС в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 86 МВт.

Балансы электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.3.7 и 3.1.3.8 соответственно.

Таблица 3.1.3.7. Баланс электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного года, млн. кВт·ч

ЗРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	3226	3459	3594	3574	3594	3885
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>3226</b>	<b>3459</b>	<b>3594</b>	<b>3574</b>	<b>3594</b>	<b>3885</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3451</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>
<b>ГЭС</b>	<b>3451</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>	<b>3300</b>
КВГЭС 1, 2	2708	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	743	1095	1095	1095	1095	1095
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>225</b>	<b>-159</b>	<b>-294</b>	<b>-274</b>	<b>-294</b>	<b>-585</b>

Таблица 3.1.3.8. Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий маловодного года, млн. кВт·ч

ЗРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	3226	3459	3594	3574	3594	3885
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>3226</b>	<b>3459</b>	<b>3594</b>	<b>3574</b>	<b>3594</b>	<b>3885</b>

ЗРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3451</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>
<b>ГЭС</b>	<b>3451</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>	<b>2949</b>
КВГЭС 1, 2	2708	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	743	859	859	859	859	859
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>225</b>	<b>-510</b>	<b>-645</b>	<b>-625</b>	<b>-645</b>	<b>-936</b>

Баланс электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного и маловодного года в отчетном 2018 году складывался избыточным. В период 2019 - 2023 гг. наблюдается дефицит электроэнергии. Величина дефицита в средневодных условиях на 2023 год составляет 585 млн. кВт·ч, в маловодных условиях – 936 млн. кВт·ч. Покрытие дефицита в требуемом объеме предусмотрено из ЮЯРЭС (ОЭС Востока) по сети 220 кВ с учетом реализации мероприятий по установке ПА (АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск).

В связи с тем, что ТУ на ТП Жатайской судовой и месторождения Нежданинское утверждены позднее срока формирования прогноза потребления для СиПР ЕЭС на 2019 - 2025 гг., рассмотрен баланс мощности ЦРЭС с учетом подключения месторождения «Нежданинское» и ПС 110 кВ Судовой. Баланс мощности для вышеуказанного прогноза рассмотрен с учетом информации о планах собственников по выводу из эксплуатации (вводу в эксплуатацию) генерирующих объектов.

Баланс мощности ЦРЭС при включенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь приведен в таблице 3.1.3.9, при отключенной – в таблице 3.1.3.10.

Таблица 3.1.3.9. Баланс мощности ЦРЭС при включенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь, МВт

ЦРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	304	322	323	332,5	356,418	357,418
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>304</b>	<b>322</b>	<b>323</b>	<b>332,5</b>	<b>356,418</b>	<b>357,418</b>
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	<b>561,5</b>	<b>516,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>375,5</b>
<b>ТЭС</b>	<b>561,5</b>	<b>516,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>375,5</b>
Якутская ГРЭС	356	311	205	205	205	170
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>558,9</b>	<b>516,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>375,5</b>
<b>ТЭС</b>	<b>558,9</b>	<b>516,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>375,5</b>
Якутская ГРЭС	366,9	311	205	205	205	170
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	180,0	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>254,9</b>	<b>194,5</b>	<b>87,5</b>	<b>78,0</b>	<b>54,082</b>	<b>18,082</b>

Таблица 3.1.3.10. Баланс мощности ЦРЭС при отключенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь, МВт

ЦРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	304	322	323	332,5	356,418	357,418

Резерв мощности	48	48	48	48	48	48
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>352</b>	<b>370</b>	<b>371</b>	<b>380,5</b>	<b>404,418</b>	<b>405,418</b>
<b>Установленная мощность на конец года, в т.ч.:</b>	<b>561,5</b>	<b>516,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>375,5</b>
<b>ТЭС</b>	<b>561,5</b>	<b>516,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>375,5</b>
Якутская ГРЭС	356	311	205	205	205	170
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>558,9</b>	<b>516,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>375,5</b>
<b>ТЭС</b>	<b>558,9</b>	<b>516,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>410,5</b>	<b>375,5</b>
Якутская ГРЭС	366,9	311	205	205	205	170
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	180,0	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>206,9</b>	<b>146,5</b>	<b>39,5</b>	<b>30,0</b>	<b>6,082</b>	<b>-29,918</b>

Баланс мощности ЦРЭС при включенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 18,082 МВт. Баланс мощности ЦРЭС при отключенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным, в 2023 году – дефицитным. Величина дефицита на 2023 год составляет 29,918 МВт. Для покрытия дефицита мощности необходим ввод дополнительных генерирующих мощностей – второй очереди Якутской ГРЭС-2. Баланс электроэнергии ЦРЭС приведен в таблице 3.1.3.11.

Таблица 3.1.3.11. Баланс электроэнергии ЦРЭС, млн. кВт·ч

ЦРЭС	Год					
	2018 отчёт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление электрической энергии	1692	1724	1739	1782,5	1902,1	1907,1
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>1692</b>	<b>1724</b>	<b>1739</b>	<b>1782,5</b>	<b>1902,1</b>	<b>1907,1</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>1692</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>
<b>ТЭС</b>	<b>1692</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>	<b>3441</b>
Якутская ГРЭС	1105	2208	2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ	51	72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая	536	1161	1161	1161	1161	1161
Число часов использования установленной мощности ТЭС	3028	6000	6000	6000	6000	6000
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>0</b>	<b>1717</b>	<b>1702</b>	<b>1658,5</b>	<b>1538,9</b>	<b>1533,9</b>

Баланс электроэнергии ЦРЭС в рассматриваемый период 2019 - 2023 гг. складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 1533,9 млн. кВт·ч

Оценка перспективной балансовой ситуации показывает, что баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным. Величина избытка на 2023 год составляет 376,5 МВт. Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2023 года складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. Величина избытка в средневодных условиях на 2023 год составляет 1505 млн. кВт·ч, в маловодных условиях – 1154 млн. кВт·ч.

Балансы мощности каждого из трех энергорайонов в отдельности также складываются удовлетворительно. В ЗРЭС наблюдается дефицит электроэнергии с 2019 года в средневодных и маловодных условиях. Покрытие дефицита в

требуемом объеме предусмотрено из ЮЯРЭС (ОЭС Востока) по сети 220 кВ с учетом реализации мероприятий по установке ПА (АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск).

С учетом подключения к электрическим сетям месторождения «Нежданинское» и ПС 110 кВ Судоверфь, баланс мощности ЦРЭС при отключенной КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным, в 2023 году – дефицитным. Величина дефицита на 2023 год составляет 29,918 МВт. Покрытие дефицита предусмотрено из ЮЯРЭС (ОЭС Востока) по сети 220 кВ, нового электросетевого строительства при этом не требуется.

Баланс для ЮЯРЭС не рассматривается ввиду отсутствия планов собственников по вводу и выводу генерирующих объектов.

### **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.

Топология сети расчетной модели разработана на основе принципиальной схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия), представленной в Приложении 3.2.1 с учетом реконструкции и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок на перспективу 2019 – 2023 гг. по годам.

Для каждого года расчет установившихся режимов выполнен для:

- режима зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
- режима зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- режима летних максимальных нагрузок рабочего дня;
- режима летних минимальных нагрузок выходного дня.

Выполнены расчеты нормальных и послеаварийных режимов в нормальной и ремонтных схемах в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» и «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем».

Развитие электросетевых объектов энергосистемы определяется решением следующих основных задач:

- выдачи мощности вновь вводимых электростанций;
- приведения параметров электросетевых объектов к нормативным требованиям по надежности электроснабжения потребителей;
- развития электрических связей со смежными энергосистемами для обеспечения балансовых и режимных перетоков мощности;
- минимизации ограничений на прием мощности в отдельных энергоузлах и энергорайонах;
- обеспечения присоединения новых потребителей.

В отчетном 2018 году от ЗРЭС осуществлялось электроснабжение энергопринимающих устройств ЗАО «Витимэнергострой» по существующей ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полус.

На рассматриваемый перспективный период, начиная с 2019 года, принята раздельная работа Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири: в 2019 году предусмотрен ввод ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог, ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан с замыканием кольца 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Сухой Лог – Мамакан – Таксимо – Усть-Кут и работой ПС 220 кВ Пеледуй в составе ОЭС Сибири без параллельной работы ОЭС Сибири и ЗРЭС (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).

Фактическое объединение Западного и Южного энергорайонов энергосистемы Республики осуществлено по двум одноцепным ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1, № 2 с отпайкой на ПС НПС-16. Центральный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I и II цепь. Синхронная работа Западного, Центрального и Южно-Якутского энергорайонов Республики (с включением в неценовую зону оптового рынка) выполнена с 02.01.2019.

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в Приложении 3.2.2.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме представлены в Приложении 3.2.3.

### *3.2.1. Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше*

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2018 показал:

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2018 при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Вилюйского энергорайона – 61 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.2). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью 16 Мвар (приложение 3.2.3, рис.3);

– **В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2018** (потребление Вилюйского энергорайона – 61 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже минимально допустимого уровня – 88,6 кВ (приложение 3.2.3, рис.27). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью 21 Мвар (приложение 3.2.3, рис.28);

– **В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимнего максимума нагрузок 2018** (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 92 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 260 А, что превышает величину ДДТН АТ  $I_{ДДТН} = 189,6$  А, учитывающую круглосуточную допустимую перегрузку на 20% от номинального тока обмотки ВН АТ (приложение 3.2.3, рис.30). Требуется ввод ГВО в объеме 19 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (приложение 3.2.3, рис. 31).

Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 63 МВА;

– В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2018 г. 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 3.2.3, рис.10). 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;

– В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) на уровне зимнего максимума нагрузок 2018 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) (потребление Ленско-Олёкминского энергорайона – 252 МВт) токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) составляет 632 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) с  $I_{\text{АДТН}} = 450 \text{ А}$  (140,5%) (приложение 3.2.3, рис.32). Требуется ввод ГВО в объеме 51 МВт для поддержания указанной АДТН ВЛ (приложение 3.2.3, рис.33).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) и ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220кВ Районная с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

– В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2018 г. при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 222 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.11).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 59 МВт (приложение 3.2.3, рис.12, 13). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 34 Мвар.

Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС;

– В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2018 г. при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 222 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.14).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 32 МВт (приложение 3.2.3, рис.15, 16). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 40 Мвар.

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

Развитие электрической сети 110 кВ и выше принято в соответствии с разделом 3.2.3. Уровни нагрузки перспективных потребителей приняты на основании ТУ, а также согласно письмам ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» (нагрузки КС и НПС, приложение 3.2.1.1). Расчетные модели согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (приложение 3.2.1.2).

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2019 г. показал:

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Вилюйского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.59). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 10 Мвар (приложение 3.2.3, рис.60);

– **В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 г.** (потребление Вилюйского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже минимально допустимого уровня – 88,6 кВ (приложение 3.2.3, рис.84). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 14 Мвар (приложение 3.2.3, рис.85);

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 г. 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 Вилюйского энергорайона (приложение 3.2.3, рис.67). 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;

– **В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Ленско-Олекминского энергорайона – 305 МВт, отдельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) составляет 515 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) с  $I_{\text{АДТН}} = 450 \text{ А}$  (140,5%) (приложение 3.2.3, рис.88). Требуется ввод ГВО в объеме 41 МВт для поддержания указанной АДТН ВЛ (приложение 3.2.3, рис.89).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) и ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220 кВ Районная с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 г. при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Айхал** (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 248 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-208), наблюдается снижение напряжения на

шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.68).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 68 МВт (приложение 3.2.3, рис.69, 70). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 57 Мвар.

Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 г. при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре** (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 248 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.71).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 50 МВт (приложение 3.2.3, рис.72, 73). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 60 Мвар;

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

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2020 г. показал:

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Вилюйского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.117). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.3, рис.118);

– **В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 г.** (потребление Вилюйского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже минимально допустимого уровня – 88,6 кВ (приложение 3.2.3, рис.145). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 20 Мвар (приложение 3.2.3, рис.146);

Кроме того, в данном режиме токовая нагрузка ВЛ 220 кВ НПС-13 – КС-1 составляет 459 А, что превышает ДДТН ТТ ПС 220 кВ НПС-13 в ячейке данной ВЛ с  $I_{ддтн} = 400$  А (114,6%). Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – КС-1 со стороны ПС 220 кВ НПС-13 с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 г. 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 Виллойского энергорайона (приложение 3.2.3, рис.131). 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 3.2.3, рис.132);

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 г. при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная** (потребление Ленско-Олёкминского энергорайона – 321 МВт, отдельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) составляет 546 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с  $I_{\text{АДТН}} = 450 \text{ А}$  (121%) (приложение 3.2.3, рис.124).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А.

Кроме того, для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар;

– **В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Ленско-Олёкминского энергорайона – 321 МВт, отдельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) составляет 588 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) с  $I_{\text{АДТН}} = 450 \text{ А}$  (140,5%) (приложение 3.2.3, рис.148). Требуется ввод ГВО в объеме 55 МВт для поддержания указанной АДТН ВЛ (приложение 3.2.3, рис.149).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) и ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220кВ Районная с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 г. при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал** (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 248 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.125).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 68 МВт (приложение 3.2.3, рис.126, 127). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 64 Мвар.

Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 г. при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре** (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 248 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского

энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.128).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объёме 51 МВт (приложение 3.2.3, рис.129, 130). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 60 Мвар.

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

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2021 г. показал:

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.183). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 18 Мвар (приложение 3.2.3, рис.184);

– **В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 г.** (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже минимально допустимого уровня – 88,6 кВ (приложение 3.2.3, рис.211). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 20 Мвар (приложение 3.2.3, рис.212).

Кроме того, в данном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ НПС-13 – КС-1 составляет 436 А, что превышает ДДТН ТТ ПС 220 кВ НПС-13 в ячейке данной ВЛ с  $I_{ДДТН} = 400$  А (109%). Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – КС-1 со стороны ПС 220 кВ НПС-13 с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 г. 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 Вилюйского энергорайона (приложение 3.2.3, рис.197). 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 3.2.3, рис.198);

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 г. при отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная** (потребление Ленско-Олекминского энергорайона – 326 МВт, отдельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) составляет 559 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с  $I_{АДТН} = 450$  А (124,22%) (приложение 3.2.3, рис.190).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А.

Кроме того, для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 18 Мвар;

**– В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Ленско-Олёкминского энергорайона – 326 МВт, раздельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) составляет 570 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) с  $I_{\text{АДТН}} = 450 \text{ А}$  (126,67 %) (приложение 3.2.3, рис.214).

Требуется ввод ГВО в объеме 55 МВт для поддержания указанной АДТН ВЛ (приложение 3.2.3, рис.215).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) и ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220кВ Районная с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

**– В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 г. при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал** (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 248 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.191).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объеме 68 МВт (приложение 3.2.3, рис.192, 193). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 73 Мвар.

Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС;

**– В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 г. при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре** (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 248 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.194).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объеме 51 МВт (приложение 3.2.3, рис.195, 196). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 60 Мвар;

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

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2022 г. показал:

– В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.249). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 20 Мвар (приложение 3.2.3, рис.250);

– В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 г. (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже минимально допустимого уровня – 88,6 кВ (приложение 3.2.3, рис.277). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 20 Мвар (приложение 3.2.3, рис.278).

Кроме того, в данном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ НПС-13 – КС-1 составляет 430 А, что превышает ДДТН ТТ ПС 220 кВ НПС-13 в ячейке данной ВЛ с  $I_{ДДТН} = 400$  А (107,5 %). Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – КС-1 со стороны ПС 220 кВ НПС-13 с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

– В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 г. 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 Вилюйского энергорайона (приложение 3.2.3, рис.263). 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 3.2.3, рис.264);

– В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 г. при Отключении 2СП-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Ленско-Олёкминского энергорайона – 335 МВт, отдельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) составляет 569 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с  $I_{АДТН} = 450$  А (126,44 %) (приложение 3.2.3, рис.256).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А.

Кроме того, для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 20 Мвар;

– В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) (потребление Ленско-Олёкминского энергорайона – 335 МВт, отдельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) составляет 624 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) с  $I_{АДТН} = 450$  А (138,67 %) (приложение 3.2.3, рис.280).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) и ВЛ 220 кВ

Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220кВ Районная с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 г. при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал** (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 248 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.257).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 68 МВт (приложение 3.2.3, рис.258, 259). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 76 Мвар.

Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 г. при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре** (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 248 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.260).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 51 МВт (приложение 3.2.3, рис.261, 262). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 60 Мвар;

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

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2023 г. показал:

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Виллойского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.315). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 20 Мвар (приложение 3.2.3, рис.316);

– **В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 г.** (потребление Виллойского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже минимально допустимого уровня – 88,6 кВ (приложение 3.2.3, рис.343). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 20 Мвар (приложение 3.2.3, рис.344);

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 г. 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 Виллойского энергорайона (приложение 3.2.3, рис.329). 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 3.2.3, рис.330);

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 г. при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная** (потребление Ленско-Олёкминского энергорайона – 349 МВт, отдельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) составляет 641 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с  $I_{\text{АДТН}} = 450 \text{ А}$  (142,44%) (приложение 3.2.3, рис.322).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А.

Кроме того, для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 33 Мвар;

– **В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 г. при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)** (потребление Ленско-Олёкминского энергорайона – 349 МВт, отдельная работа с Иркутской энергосистемой) токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) составляет 685 А, что превышает АДТН ТТ ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) с  $I_{\text{АДТН}} = 450 \text{ А}$  (152,2 %) (приложение 3.2.3, рис.346).

Для исключения ввода ГВО необходима замена ТТ или изменение рабочей отпайки существующего ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) и ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220 кВ Районная с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 г. при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал** (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 248 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.323).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 68 МВт (приложение 3.2.3, рис.324, 325). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 76 Мвар.

Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС;

– **В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 г. при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре** (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 248 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.3, рис.326).

Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объеме 51 МВт (приложение 3.2.3, рис.327, 328). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью 60 Мвар;

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

### **3.2.2. Расчеты электроэнергетических режимов основных электрических сетей 35 кВ Сунтарского, Амгинского, Намского районов, МО «Нюйский наслег» Ленского района**

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

#### **Сунтарский район**

В настоящее время электроснабжение Сунтарского района Республики Саха (Якутия) осуществляется от ПС 220 кВ Сунтар. В ремонтной схеме сети в результате аварийного отключения одного из АТ 63 МВА ПС 220 кВ Сунтар в режимах зимних максимальных нагрузок (потребление района, получающего питание от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар - 103 МВт), требуется ввод ГВО в объеме 30 МВт для обеспечения ДДТН оставшегося в работе АТ (189,6 А - величина, учитывающая круглосуточную допустимую перегрузку на 20% от номинального тока обмотки ВН АТ). Без ввода ГВО токовая нагрузка оставшегося в работе АТ составит 287 А. Согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы требуется увеличение трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунтар (установка на ПС 220 кВ Сунтар 3АТ мощностью не менее 63 МВА).

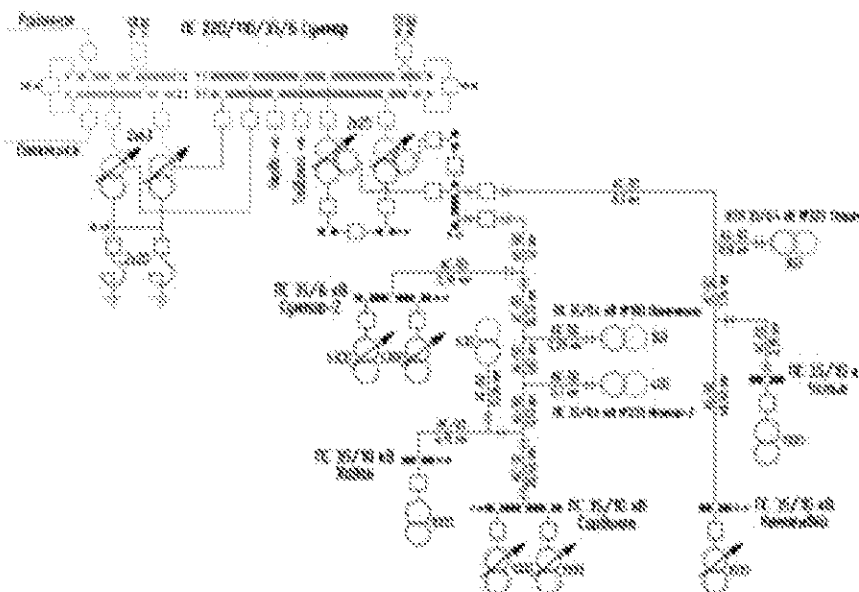


Рисунок 3.2.2.1. Принципиальная схема электрических сетей Сунтарского района

## Амгинский район

В настоящее время электроснабжение потребителей Амгинского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга (Л-41) и ВЛ 35 кВ Амга – Покровка - Бологур (Л-42) суммарной протяженностью 147,04 км. На ПС 110 кВ Сулгачи установлены два трансформатора по 6,3 МВА каждый. ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга – Покровка – Бологур введена в 1979 году и выполнена на деревянных опорах. К транзиту 35 кВ Сулгачи – Бологур подключены ПС 35 кВ Михайловка (1000 кВА), ПС 35 кВ Абага (1000 кВА), ПС 35 кВ Бетюнь (1000 кВА), ПС 35 кВ ДЭС Амга (2x4000+1600 кВА), ПС 35 кВ Амга (2500+4000 кВА), ПС 35 кВ Бологур (2x1000 кВА), ПС 35 кВ Покровка (630 кВА).

Существующая принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 3.2.2.2.

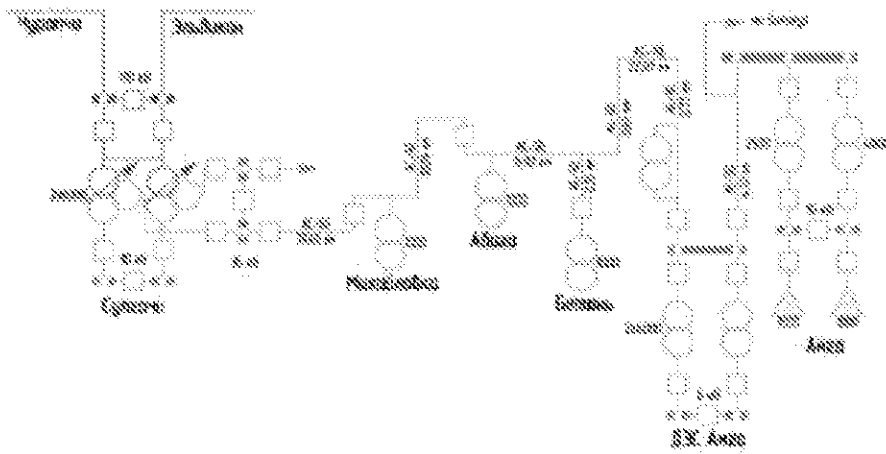


Рисунок 3.2.2.2. Принципиальная схема электрических сетей Амгинского района

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

Расчет нормального электрического режима сети 35 кВ и выше Амгинского района для зимнего максимума 2017 года приведен на рисунке 3.2.2.4.

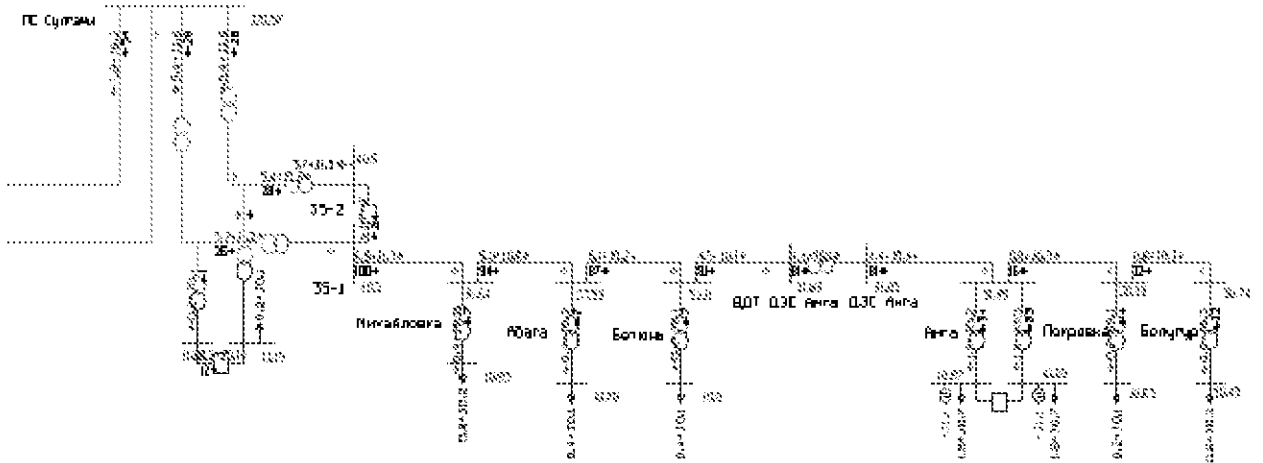


Рисунок 3.2.2.4. Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний максимум 2017 г.

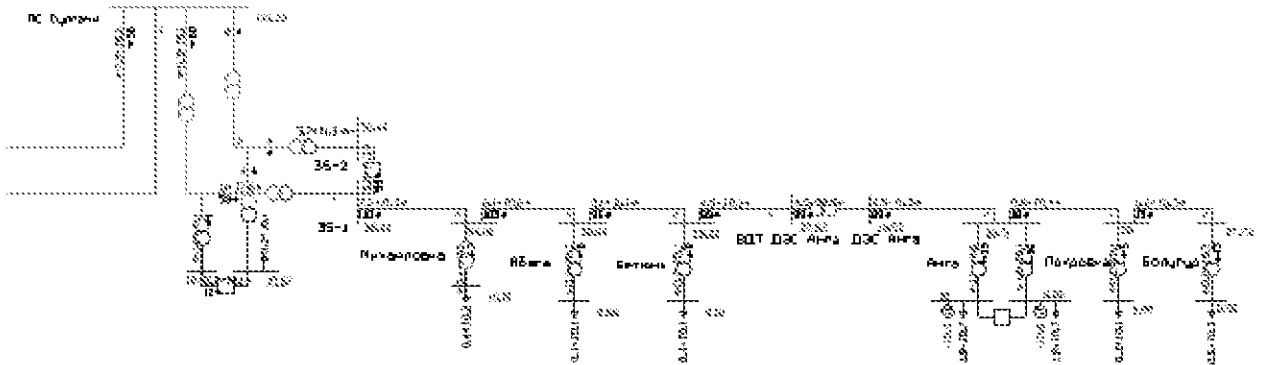


Рисунок 3.2.2.5. Отключение (ремонт) Т1(2) ПС 110 кВ Сулгачи. Зимний максимум 2017 г.

При отключении (ремонте) одного трансформатора на ПС 110 кВ Сулгачи нагрузка оставшегося составляет 60 А, что превышает номинальный ток установленных трансформаторов (31,6 А) на 28,4 А (189 %). Возможность переключения части нагрузки по сети низкого напряжения и резервирование ПС отсутствуют. Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) перегрузка масляных трансформаторов по току на 90 % допускается не более 10 минут.

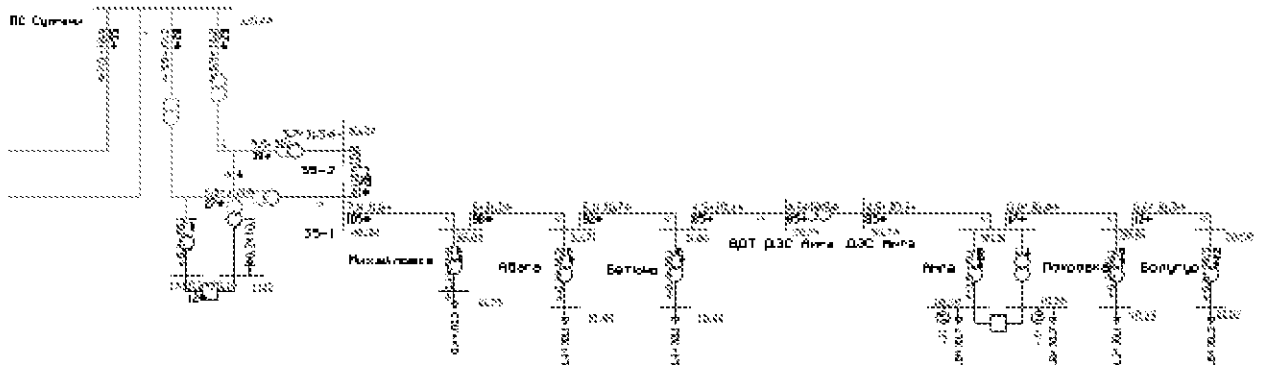


Рисунок 3.2.2.6. Отключение (ремонт) Т2 ПС 35 кВ Амга. Зимний максимум 2017 г.

При отключении (ремонте) трансформатора мощностью 4000 кВА на ПС 35 кВ Амга нагрузка оставшегося трансформатора мощностью 2500 кВА в работе

составляет 69 А, что превышает номинальный ток установленных трансформаторов (41 А) на 28 А (168 %). Возможность переключения части нагрузки по сети низкого напряжения и резервирование ПС отсутствуют. Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) перегрузка масляных трансформаторов по току на 75 % допускается не более 25 минут.

### Намский район

В настоящее время электроснабжение потребителей Намского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Намцы – Хатырык (Л-32) протяженностью 32,68 км, ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Намцы с отпайкой на ПС 35 кВ Хомустах (Л-37) протяженностью 60,07 км, ВЛ 35 кВ Кангалассы – Намцы с отпайкой на ПС 35 кВ Хомустах (Л-39) протяженностью 75,72 км. На ПС 110 кВ Радиоцентр и ПС 110 кВ Кангалассы установлены трансформаторы мощностью по 2х10 МВА. Мощность ПС 35 кВ составляет: ПС 35 кВ Хатырык – 2х1 МВА, ПС 35 кВ Хомустах – 2х4 МВА, ПС 35 кВ Намцы – 2х4 МВА.

Существующая принципиальная схема приведена на рисунке 3.2.2.7.

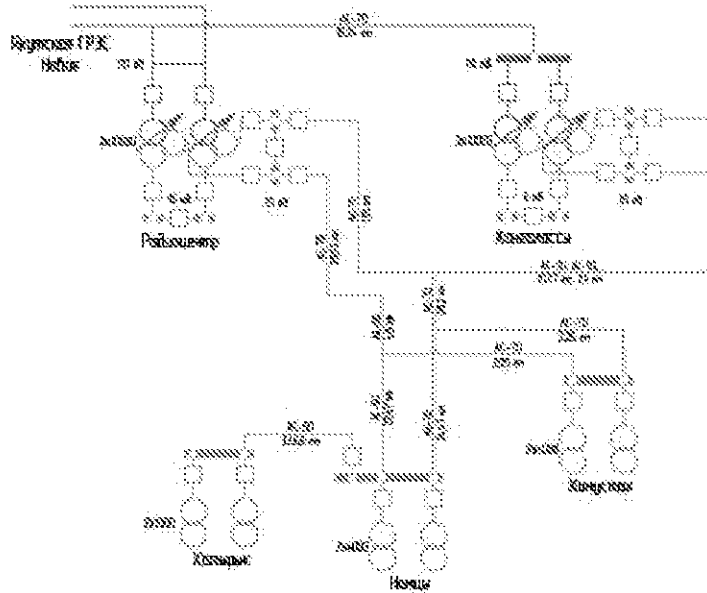


Рисунок 3.2.2.7. Принципиальная схема электрических сетей Намского района

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района приведена на рисунке 3.2.2.8.



Рисунок 3.2.2.8. Карта-схема электрических сетей Намского района

Расчет нормального электрического режима сети 35 кВ и выше Намского района для зимнего максимума 2017 года приведен на рисунке 3.2.2.9.

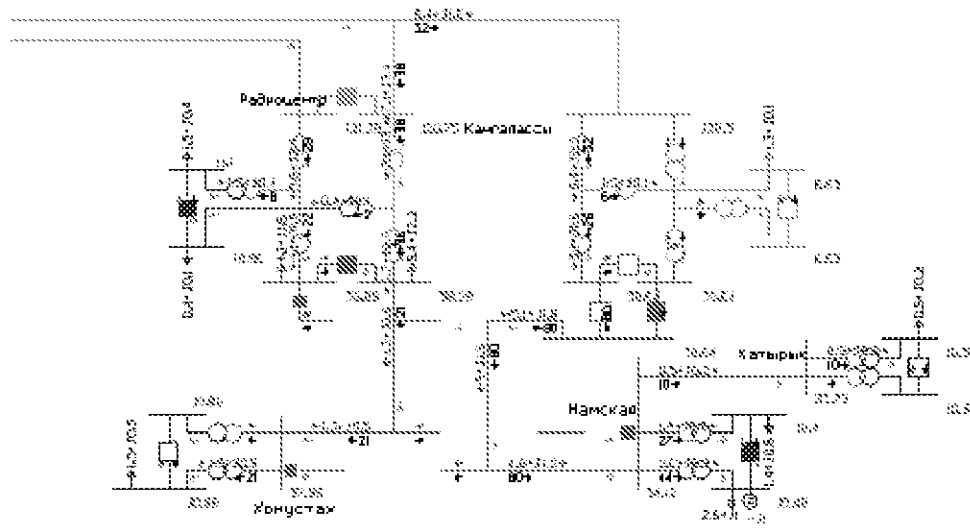


Рисунок 3.2.2.9. Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний максимум 2017 г.

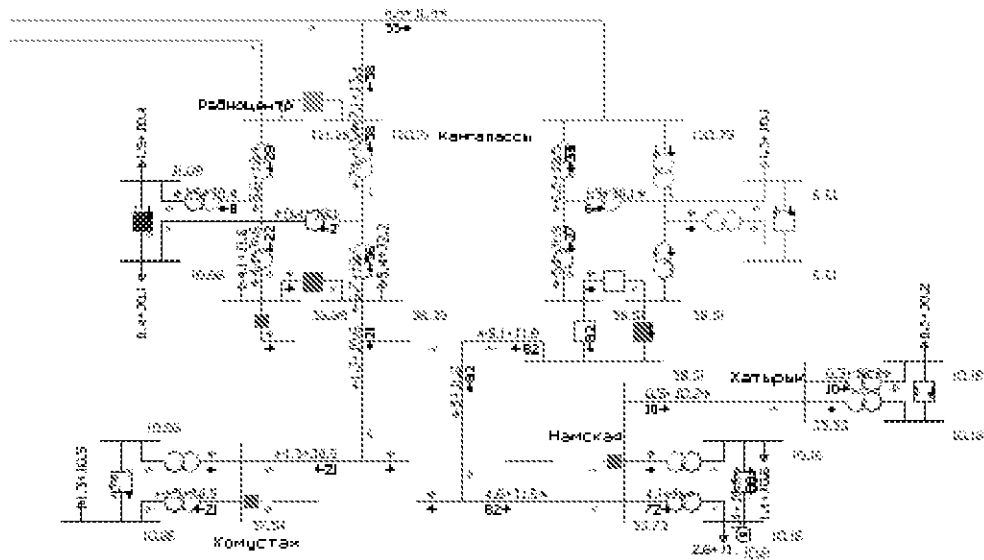


Рисунок 3.2.2.10. Отключение (ремонт) Т1(2) ПС 35 кВ Намцы. Зимний максимум 2017 г

При отключении (ремонте) трансформатора на ПС 35 кВ Намцы нагрузка оставшегося в работе составляет 72 А, что превышает номинальный ток установленных трансформаторов (66 А) на 6 А (9 %). Возможность переключения части нагрузки по сети низкого напряжения и резервирование ПС отсутствуют. Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) перегрузка масляных трансформаторов по току на 30 % допускается не более 120 минут.

### МО «Нюйский наслег» Ленского района

Нюйский наслег - сельское поселение в Ленском районе. Электроснабжение потребителей Поселения «Нюйский наслег» осуществляется по ВЛ 10 кВ (габаритах 35 кВ) Л-309 Мурья – Ю.Нюя протяженностью 74 км с проводом АС-120. Существующая принципиальная схема приведена на рисунке 3.2.2.11.

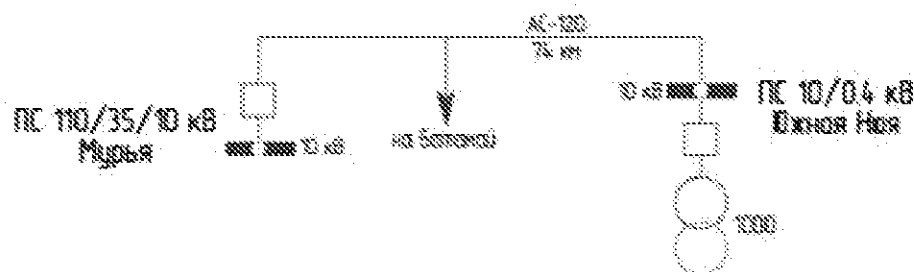


Рисунок 3.2.2.11. Принципиальная схема электрических сетей МО «Нюйский наслег» Ленского района

Мероприятия по устранению выявленных перегрузок оборудования приведены в разделе 3.12.

### 3.2.3. Развитие электросетевых объектов

#### 3.2.3.1. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше

При составлении перечня вводимых и реконструируемых электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Республики Саха (Якутия) в период 2019-2023 годы были учтены следующие документы:

- Схема и программа развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг., утвержденная приказом Минэнерго России №121 от 28.02.2018;
- Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 - 2025 гг.;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «ДВЭУК».

Принципиальная схема с учетом существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов в период 2019 - 2023 гг. приведена в Приложении 3.2.1. Карта-схема существующих, проектируемых и

намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2019 - 2023 гг. приведена в Приложении 3.14.

Таблица 3.2.3.1.1. Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на период 2019-2023 годов, принятых в качестве исходных условий для расчета электрических режимов

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
<b>ЗРЭС</b>				
1.	Реконструкция ПС 220 кВ Олекминск с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	2019	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
2.	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 (2 км)	2 км	2019	
3.	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2 ориентировочной протяженностью 262 км	262 км	2019	
4.	Реконструкция ПС 220 кВ Городская с установкой ШР 63 Мвар	63 Мвар	2019	
5.	Строительство ПС 220 кВ Сухой Лог трансформаторной мощностью 250 МВА	2х125 МВА	2019 2021	
6.	Расширение ПС 220 кВ Пеледуй (для технологического присоединения ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, № 2)	2 ячейки 220 кВ	2019	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.1)
7.	Сооружение ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олекминск – КС-2	2х24,6 км 2х10 МВА	2019	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.2)
8.	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-11 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	2х40 МВА	2019	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
9.	Увеличение трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунтар (установка на ПС 220 кВ Сунтар 3АТ мощностью не менее 63 МВА)*	63 МВА	2020	
10.	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 7 Мвар*	7 Мвар	2020	
11.	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА	2020	
12.	Строительство заходов от существующей ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 ориентировочной протяженностью 12,4 км	2х6,2 км		
13.	Установка ИРМ мощность 68 Мвар на ПС 220 кВ Айхал	68 Мвар		
14.	Газопоршневая электростанция АО «РНГ» на 12,36 МВт	12,36 МВт	2020	

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
15.	Строительство ПП 220 кВ Нюя	-	4 кв. 2022	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.4)
16.	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 (1х4 км)	4х1 км		
17.	Строительство ПС 220 кВ Чаянда трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)	2х63 МВА		
18.	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Нюя – Чаянда I цепь, II цепь ориентировочной протяженностью 149 км (2х74,5 км)	2х74,5 км		
19.	Строительство электростанции ЭСН УКПГ-3 с КРУ 10 кВ с установкой шести газотурбинных установок установленной (максимальной) мощностью 12 МВт каждая	72 МВт		
20.	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 с установкой шести трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	6х16 МВА		
21.	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Чаянда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х0,5 км	2х0,5 км		
22.	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА	2х40 МВА		
23.	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 №1, №2	-		
<b>ЦРЭС</b>				
24.	Реконструкция ПС 110 кВ Мохсоголлох (замена трансформатора 3Т)	25 МВА	2019	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.5)
25.	Реконструкция ПС 35 кВ Марха (перевод на напряжение 110 кВ)	32 МВА	2019	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.6)
26.	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с отпайками ВЛ 110 кВ	2х10 МВА 4,5 км	2021	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.7)
27.	Строительство ПС 110 кВ Нежданнинская с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА	2х25 МВА	2022	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.8)
28.	Строительство ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданнинская	261 км		
29.	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хандыга на одну линейную ячейку	1 ячейка 110 кВ		
<b>ЮЯРЭС</b>				
30.	Строительство ПС 110 кВ Тимир	16 МВА	2019	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.9)
31.	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир	1х7 км		
32.	Строительство ПС 110 кВ КС-4	2х10 МВА	2019	ТУ на ТП

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
33.	Строительство двух ВЛ 110 кВ НПС-18 - КС-4 ориентировочной протяженностью 2х7 км	2х7 км		(Приложение 3.2.3.10)
34.	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	2019	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.11)
35.	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	2х5 км	2019	ТУ на ТП (Приложение 3.2.3.12)
36.	Строительство ПС 110 кВ Комсомольская	2х16 МВА		
37.	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 протяженностью 14 км (2х7 км), строительство ПП 220 кВ Амга	2х7 км		
38.	Строительство ПС 220 кВ КС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА	2019	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
39.	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 0,6 км (2х0,3 км)	2х0,3 км		
40.	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	2х40 МВА	2019	
41.	Реконструкция ПС 220 кВ Нижний Куранах с заменой двух трансформаторов 35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора мощностью 16 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 12 МВА)	2х16 МВА	2019	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
42.	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 17,6 км (2х8,8 км), строительство ПП 220 кВ Нагорный	2х8,8 км	2020	
43.	Строительство ПС 220 кВ КС-5 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА		

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
44.	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Нагорный ориентировочной протяженностью 0,1 км (2x0,05 км)	2x0,05		
45.	Установка второго трансформатора мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Эльгауголь и средств компенсации реактивной мощности 150 Мвар (2xППР-25 Мвар, 4xБСК-25 Мвар)	1x125 МВА, 2xППР-25 Мвар, 4xБСК-25 Мвар	2022	
46.	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №2 ориентировочной протяженностью 272 км (1x272 км)	1x272 км	2022	

\* - Для комплексного решения проблемы Сунтарского и Нюрбинского районов с учетом долгосрочной перспективы требуется проработка вопроса о вводе ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба;

Основное развитие электросетевого комплекса Республики Саха (Якутия) связано с вводом объектов ГТС «Сила Сибири» и с увеличением мощности нагрузки объектами ВСТО.

### 3.2.3.2. Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети

В соответствии с выполненными расчетами электроэнергетических режимов и по информации, предоставленной филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДРСК», в таблицу 3.2.3.2.1 сведен перечень «узких мест» с указанием необходимых для их устранения мероприятий.

В таблице 3.2.3.2.2 представлен перечень мероприятий, предусмотренных Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА).

Выполнение всех приведенных в таблицах мероприятий необходимо предусмотреть в период 2019 - 2023 гг.

Таблица 3.2.3.2.1. Перечень «узких мест» с указанием необходимых для их устранения мероприятий

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации <sup>1</sup>	Обоснование
1	ПС 220 кВ Сунтар	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная - Сунтар) и ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар - Олекминск) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	2019	В нормальной схеме сети отключение 1С 220 ПС 220 кВ Сунтар приводит к отключению потребителей электрической энергии, получающих питание от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар (на 1С 220 ПС 220 кВ Сунтар выполнена коммутация ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная - Сунтар) и ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар - Олекминск))
2	ПС 220 кВ Районная	Замена трансформаторов тока (ТТ) ВЛ 220 кВ Л-231	2019	В период зимних максимальных нагрузок (потребление Ленско – Олекминского энергорайона – 314

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации <sup>1</sup>	Обоснование
		(Районная - Городская), ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная - Городская) на ПС 220 кВ Районная на ТТ с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А		МВт) аварийное отключение ВЛ 220 кВ Л-231 (Л-232) (Районная – Городская) приводит к превышению МДП в КС «Районная – Олекминск» (ремонтное) в сложившейся ремонтной схеме (критерий определения МДП – аварийно-допустимая токовая нагрузка (далее – АДТН) ВЛ 220 кВ Л-232 (Л 231) в ПАР ВЛ 220 кВ Л-241). Необходим ввод ГВО в объеме 67 МВт.
3	ПС 220 кВ Сунтар <sup>3</sup>	Увеличение трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунтар (установка на ПС 220 кВ Сунтар 3АТ мощностью не менее 63 МВА)	2020	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
4	ПС 220 кВ Сунтар <sup>3</sup>	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 7 Мвар	2020	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
5	ПС 220 кВ Айхал	Установка ИРМ мощность 68 Мвар на ПС 220 кВ Айхал	2020 <sup>2</sup>	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
6	ПС 220 кВ НПС-13	Замена трансформаторов тока (ТТ) ВЛ 220 кВ НПС-13 – КС-1 со стороны ПС 220 кВ НПС-13 на ТТ с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А.	2019	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы

1 - Сроком реализации определен 2019 год в связи с тем, что узкие места – это энергоузлы, недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима в которых определено при текущих расчетных условиях, и реализация мероприятий по недопущению выхода параметров из области допустимых значений необходима уже сейчас. Фактический срок реализации может отличаться от требуемого в связи с необходимостью проведения проектных работ и строительства объектов;

2 – В соответствии с ИП ПАО «Якутскэнерго» выполнение данных объемов работ предусматривается в период 2021-2023 годы.

3 - Для комплексного решения проблемы Сунтарского и Нюрбинского районов с учетом долгосрочной перспективы требуется проработка вопроса о вводе ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба;

Таблица 3.2.3.2. Перечень мероприятий, предусмотренных Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА)

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации
<b>ПС 220 кВ Олекминск</b>				
<b>Сетевое оборудование</b>				
1	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	-	2017, I этап ТЭО	2019
2	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	-	2017, I этап ТЭО	2019
3	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	-	2017, I этап ТЭО	2019
4	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242)	-	2017, I этап ТЭО	2019
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
5	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243, Л-244))	АРПМ	2017, I этап ТЭО	2019
6	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245) и ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АРПМ	2017, I этап ТЭО	2019
7	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2019
8	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2019
9	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2019
10	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2019
11	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
12	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации
	автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))			
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
13	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
14	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	
15	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	
16	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	
17	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Олекминск)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>ПС 220 кВ Сунтар</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
18	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2019
19	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
20	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Районная-Сунтар)	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
21	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
22	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
23	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
24	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2019
25	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
26	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
27	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Сунтар)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>ПС 220 кВ НПС-13</b>				
<b>Сетевое оборудование</b>				

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации
28	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	-	2017, I этап ТЭО	2019
29	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246)	-	2017, I этап ТЭО	2019
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
30	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2019
31	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
32	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
33	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
34	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
35	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
36	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
37	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
38	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
39	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-13)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>Каскад Виллойских ГЭС 1, 2</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
40	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Каскад Виллойских ГЭС 1, 2)	АОПЧ	2017, I этап ТЭО	2019
41	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Каскад Виллойских ГЭС 1, 2)	УОГ	2017, I этап ТЭО	2020
42	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (ВЛ –	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации
	201))			
43	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (ВЛ – 202))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
44	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМНР	2019, II этап ТЭО	2019
45	Модернизация автоматики АЧВР (хозяйственным способом)	АЧВР	2019, II этап ТЭО	2019
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
46	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2020
47	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2020
48	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2020
49	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2020
50	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная (Л-201))	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
51	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЧ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202))	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>ПС 220 кВ Айхал</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
52	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (шины 220 кВ)	УОН	2017, I этап ТЭО	2020
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
53	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2020
54	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2020
55	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2020
56	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2020
57	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2020
58	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2020

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации
59	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2020
60	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2020
<b>ПС 220 кВ ГПП-6</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
61	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (шины 220 кВ)	УОН	2017, I этап ТЭО	2020
62	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики	АОСН	2017, I этап ТЭО	2020
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
63	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2020
64	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2020
65	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2020
66	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2020
<b>ПС 220 кВ Городская</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
67	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
68	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
69	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
70	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
71	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
72	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
73	Устройство передачи аварийных	ПРД/ПРМ	2019,	2019

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации
	сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248)) (ВОЛС и ВЧ)		I, II этап ТЭО	
74	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231)) (ВОЛС и ВЧ)	ПРД	2019, I, II этап ТЭО	2019
75	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ВЧ, ВОЛС	2019, I, II этап ТЭО	2019
76	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ВЧ, ВОЛС	2019, I, II этап ТЭО	2019
77	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Городская)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>ПС 220 кВ НПС-12</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
78	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
79	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
80	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
81	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ДМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
82	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
83	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248)) (ВОЛС и ВЧ)	ПРД/ПРМ	2019, I, II этап ТЭО	2019
84	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
85	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ВЧ, ВОЛС	2019, I, II этап ТЭО	2019
86	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-12)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>ПС 220 кВ Районная</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
87	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной	АПНУ	2019, II этап ТЭО	2020

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации
	автоматики (ПС 220 кВ Районная)			
88	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
89	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
90	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
91	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ДМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
92	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
93	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231)) (ВОЛС и ВЧ)	ПРМ	2017, I, II этап ТЭО	2019
94	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
95	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ВЧ, ВОЛС	2017, I, II этап ТЭО	2019
96	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная (Л-201))	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
97	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЧ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202))	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
98	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Районная)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>ПС 220 кВ КС-1</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
99	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
100	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации
	(ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)			
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
101	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
102	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
103	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
104	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
105	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ КС-1)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
<b>Светлинская ГЭС</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
106	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Светлинская ГЭС)	АЧВР	2019, II этап ТЭО	2020
<b>ПС 110 кВ Табага</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
107	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Майя – Табага I, II цепь)	АОПО	2019, II этап ТЭО	2021
<b>Якутская ГРЭС Новая</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
108	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Якутская ГРЭС Новая)	УОГ	2019, II этап ТЭО	2020
109	Система мониторинга переходных процессов (Якутская ГРЭС Новая)	СМПР	2019, II этап ТЭО	2019
<b>Нерюнгринская ГРЭС</b>				
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
110	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
111	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
112	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМПР	2019, II этап ТЭО	2020

**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 установленных и планируемых к вводу средств компенсации реактивной мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Таблица 3.2.4.1. Перечень СКРМ

Год	Наименование ПС	Состав СКРМ
<b>Существующие СКРМ</b>		
<i><b>ЗРЭС</b></i>		
2018	ПС 220 кВ Айхал	3хСК-15 Мвар
	ПС 220 кВ Сунтар	2хППР-20 Мвар
	ПС 220 кВ Пеледуй	2хУШР-63 Мвар
	ПС 220 кВ Городская	2хУШР-63 Мвар
	ПС 220 кВ Олекминск	ШР-3х11 Мвар 2хУШР-25 Мвар
	ПС 220 кВ НПС-15	ШР-3х11 Мвар УШР-63 Мвар
	ПС 110 кВ Нюрба	БСК-6,3 Мвар
	ПС 110 кВ Виллойск	БСК-6,7 Мвар ШР-3,3 Мвар
	ПС 110 кВ ЗИФ	2хБСК-3,6 Мвар
<i><b>ЦРЭС</b></i>		
2018	ПС 220 кВ Майя	УШР-100 Мвар СТК-10-20 Мвар
	ПС 110 кВ Чурапча	УШР-25 Мвар БСК-13 Мвар
	ПС 110 кВ Эльдикан	УШР-25 Мвар БСК-13 Мвар
<i><b>ЮЯРЭС</b></i>		
2018	ПС 220 кВ Нижний Куранах	2хППР-20 Мвар
	ПС 220 кВ Томмот	УШР-100 Мвар СТК-10-20 Мвар
	ПС 110 кВ Алдан	2хБСК-2,4 Мвар
	Нерюнгринская ГРЭС	2хППР-20 Мвар
<b>Перспективные СКРМ</b>		
<i><b>ЗРЭС</b></i>		
2019	ПС 220 кВ Сунтар	ИРМ 7 Мвар* ИРМ 70 Мвар**
	ПС 220 кВ Городская*	ШР-3х21 Мвар
2020	ПС 220 кВ Айхал*	ИРМ 68 Мвар
<i><b>ЮЯРЭС</b></i>		
2022	ПС 220 кВ Эльгауголь*	2хППР 25 Мвар
		4хБСК 25 Мвар

\* - В соответствии с Проектом Схемы и программы развития ВЭС России на 2019 - 2025 гг. и техническими условиями на технологическое присоединение (ТУ на ТП);

\*\* - Мероприятие необходимо актуализировать по результатам сравнительного анализа нескольких вариантов с технико-экономическим обоснованием.

Результаты расчета электроэнергетических режимов в графической форме представлены в Приложении 3.2.3.

На уровне зимнего/летнего максимума нагрузок 2019 – 2023 гг. при нормативных возмущениях наблюдается недопустимое падение напряжения на шинах подстанций 110 кВ Вилуйской группы и на шинах 110 кВ ПС Айхало-Удачинского энергорайона. Для введения параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений учтена установка регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар и ПС 220 кВ Айхал. Мощность устанавливаемых ИРМ варьируется в зависимости от расчетного года (раздел 3.2.1).

С учетом данного мероприятия уровни напряжений находятся в допустимых пределах, установки дополнительных СКРМ не требуется.

### 3.3. Развитие генерирующих объектов

#### 3.3.1. Энергоисточники централизованной зоны электроснабжения

В рассматриваемой перспективе 2019 - 2023 гг. по данным Проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы предусматривается вывод из эксплуатации блока генератора №5 мощностью 35 МВт Якутской ГРЭС. Ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей не планируется.

По данным собственников генерирующих мощностей (ПАО Якутскэнерго», АО «ДГК») предусмотрен вывод из эксплуатации генераторов Якутской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ. Кроме того, согласно техническим условиям на технологическое присоединение в Западном энергорайоне планируется ввод в эксплуатацию ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и Газопоршневой электростанции АО «РНГ». Данные о планах собственников по выводу/вводу генерирующих объектов приведены в таблице 3.3.1.1.

Таблица 3.3.1.1. Перечень вводов и выводов генерирующих мощностей на электростанциях по данным собственников генерирующих мощностей

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Ввод/вывод	Мощность, МВт	Год	Обоснование
Якутская ГРЭС	№1, ГТЭ-45-3	Вывод	45	2019	Предельная наработка
	№5, ГТ-35-770-2		35	2020	
	№6, ГТ-35-770-2		35		
	№9, ГТГ-12В		12		
	№10, ГТГ-12В		12		
	№12, ГТГ-12В		12		
	№8, ГТ-35-770-2		35	2023	
ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	1 ГТ-12(Т)	Ввод	12	2023	ТУ на ТП
	2 ГТ-12(Т)		12		
	3 ГТ-12(Т)		12		
	4 ГТ-12(Т)		12		
	5 ГТ-12(Т)		12		
	6 ГТ-12(Т)		12		
Газопоршневая электростанция АО «РНГ»	№1-№12	Ввод	12,36	2020	ТУ на ТП

Балансы мощности ЦЭР, ЮЯЭР с учетом данных собственников генерирующих мощностей (ПАО Якутскэнерго», АО «ДГК») по выводу, а также по вводу (ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и АО «РНГ») приведены в разделе 3.1.

В связи с возникновением дефицита мощности в центральном энергорайоне к 2023 году при отключенной КВЛ-220 кВ Томмот-Майя I,II цепь (параграф 3.1.3) необходимо предусмотреть ввод второй очереди Якутской ГРЭС-2 в 2024-2025 гг.

А также за пределами рассматриваемого периода ООО «Якутская генерирующая компания» планируется ввод 4-го гидроагрегата (4-й Пусковой Комплекс) Светлинской ГЭС. Ввод четвертого гидроагрегата обусловлен необходимостью обеспечения надежности энергоснабжения потребителей, так как в существующих условиях количество гидроагрегатов ГЭС не обеспечивает необходимое резервирование при выходе из строя или ремонте одного, а в некоторых случаях и двух гидроагрегатов. Также присоединение Западного энергорайона к зоне регулируемого оптового рынка электрической энергии и мощности позволяет в будущем увеличить объем выработки электроэнергии Светлинской ГЭС.

На данный момент выполнены все строительные работы (спиральная камера, камера рабочего колеса, отсасывающие трубы), необходимые для установки четвертого гидроагрегата, а именно:

- железобетонные работы по ярусам и блокам бетонирования проточной части;
- смонтированы статор турбины, металлические облицовки в спиральной камере и отсасывающей трубы, камера рабочего колеса;
- произведена антикоррозионная защита всех металлических поверхностей проточной части (2008-2009 г);
- установлены и частично испытаны входящие в состав оборудования ГА №4 герметические двери, лазы и люки;
- железобетонные тумбы, с закладными деталями, под статор и гидрогенератор;
- металлическая облицовка шахты турбины;
- выполнены закладные элементы трубопроводов систем технического водоснабжения, дренажной системы, системы пожаротушения;
- завершена установка гидромеханического оборудования агрегата №4 за исключением сороудерживающих решеток.
- смонтировано элегазовое комплектное распределительное устройство КРУЭ-I, II 220 кВ с учетом выдачи мощности четырех гидроагрегатов.

Установка четвертого гидроагрегата (4-й Пусковой Комплекс) на Светлинской ГЭС предусматривается в период 2020-2026 гг:

- проектные работы – 2020-2021 г;
- изготовление и поставка оборудования – 2022-2024 г;
- строительные-монтажные, пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию – 2025-2026 г;

Оценочная стоимость капитальных затрат Светлинской ГЭС при работах, связанных с вводом 4-го Пускового Комплекса, с учетом завершения строительства гидроузла ценах 2018 (без НДС) ориентировочно составляет 3750 млн.руб.

### 3.3.2. Энергоисточники децентрализованной зоны электроснабжения

В рассматриваемой перспективе зона автономного электроснабжения сохранится в силу больших расстояний между населенными пунктами и слабой транспортной инфраструктуры, что не позволяет 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».

Для обеспечения потребности в электроэнергии этих потребителей необходимо сооружение собственных энергоисточников (таблица 3.3.2.1).

В рассматриваемый период до 2023 г. в зоне децентрализованного электроснабжения планируется строительство электростанции ООО «Газпром добыча Ноябрьск» установленной мощностью 17,5 МВт для питания потребителей Чаяндинского НКМ.

Таблица 3.3.2.1. Вводы мощности энергоисточников крупных потребителей децентрализованной зоны, МВт

Потребитель	Год					Всего за период
	2019	2020	2021	2022	2023	
ГТУ-ТЭЦ всего, в том числе:	89,5	-	60	-	-	149,5
Объекты обустройства Чаяндинского НКМ	89,5	-	-	-	-	89,5
Освоение центрального блока Среднеботуобинского НКМ*		-	60	-	-	60

Примечание – мощности энергоисточников приведены ориентировочно с учетом резерва и должны уточняться при проведении проектных работ.

- по данным ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча» для СиПР на 2018 - 2023 гг.

ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча» данные по планируемому к вводу энергоисточникам в период с 2019 по 2023 гг. не предоставило. По данным СиПР на 2018 - 2023 гг. ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча» в 2019 г. планировало ввести в эксплуатацию энергоисточники суммарной установленной мощности от 60 до 90 МВт, покрывающие нагрузку в 50 МВт.

На период с 2019 по 2023 гг. ООО «Якутская генерирующая компания» планирует ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов и реконструкция старых агрегатов суммарной мощностью порядка 7,4 МВт (таблица 3.3.2.2).

Таблица 3.3.2.2. Ввод мощностей на электростанциях ООО «Якутская генерирующая компания», МВт

Улус	2019	2020	2021	2022	2023	Итого за период
Анабарский	1,42	1,96	-	-	-	3,38
Булунский	0,06	-	-	-	-	0,06
Кобяйский	-	-	-	-	0,64	0,64

Мирнинский	-	-	-	-	0,375	0,375
Оленекский	0,98	0,06	-	-	-	1,04
Усть-Янский	1,9	-	-	-	-	1,9
ИТОГО	4,36	2,02	-	-	1,015	7,395

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания» (Приложение 2.15)

В 2019 году для электроснабжения прииска «Кристалл» ООО «АДК» в Усть-Янском улусе Республики Саха (Якутия) планируется строительство ДЭС 1,900 МВт, трансформаторных подстанций и воздушных линии электропередачи ВЛИ-0,4кВ ВЛЗ-10кВ.

Вывод из эксплуатации генерирующих объектов за этот же период составит порядка 4,6 МВт (таблица 3.3.2.3).

Таблица 3.3.2.3. Вывод мощностей на электростанциях ООО «Якутская генерирующая компания», МВт

Улус	2019	2020	2021	2022	2023	Итого за период
Анабарский	1,0	1,75	-	-	-	2,75
Булунский	0,06	-	-	-	-	0,06
Кобяйский	-	-	-	-	-	0
Мирнинский	-	-	-	0,375	-	0,375
Оленекский	0,7	0,06	-	-	-	0,76
ИТОГО	1,76	1,81	-	0,375	-	3,945

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания» (Приложение 2.15)

В соответствие с данными АО «Сахаэнерго» в период с 2019 по 2023 гг. планируется ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов и реконструкция старых агрегатов суммарной мощностью более 11,7 МВт (таблица 3.3.2.4). Наибольший ввод предусматривается в 2020 г. По районам значительные вводы намечаются в Оленекском и Олекминском РЭС, а также в Булунских ЭС.

Таблица 3.3.2.4. Ввод мощностей на электростанциях АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	2019	2020	2021	2022	2023	Итого за период
Булунские ЭС	ДЭС Тикси	-	-	3,0	-	-	3,0
Белогорский РЭС	ДЭС Оттох-Аттах	-	-	-	-	0,072	0,072
Верхоянские ЭС	ДЭС Хайысардах	-	-	-	-	0,168	0,168
	ДЭС Токума	-	0,072	-	-	-	0,072
	ДЭС Альсардах	-	0,072	-	-	-	0,072
Момские РЭС	ДЭС Кулун-Елбют	-	-	-	0,168	-	0,168
Нижнеколымские РЭС	ДЭС Андрюпкино	-	1,0	-	-	-	1,0
Олекминский РЭС	ДЭС Тяня	0,168	-	-	-	-	0,168
	ДЭС Урицкое	-	0,14	-	-	-	0,14
	ДЭС Мача	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Иннях	-	-	0,072	-	-	0,072
	ДЭС Малыкан	-	-	0,072	-	-	0,072

	ДЭС Куду-Кюель	-	-	-	0,168	-	0,168
	ДЭС Чапаево	-	-	-	0,39	-	0,39
	ДЭС Марха	-	-	-	0,084	-	0,084
Оленекский РЭС	ДЭС Андриюшкино	-	4,7	-	-	-	4,7
	ДЭС Эйик	-	-	-	0,3	-	0,3
Чокурдахский РЭС	ДЭС Нычалах	0,168	-	-	-	-	0,168
	ДЭС Чкалово	-	-	-	0,168	-	0,168
Янские ЭС	ДЭС Усть-Янск	-	0,24	-	-	-	0,24
Производственный центр	ДЭС Тобуйа	0,14	-	-	-	-	0,14
	ДЭС Турукта	-	-	-	0,084	-	0,084
	ДЭС Толон	-	-	-	0,09	-	0,09
ИТОГО		0,476	6,224	3,312	1,452	0,24	11,704

Демонтаж мощности за этот же период составит порядка 12,7 МВт, из них около 8 МВт – в 2019 - 2020 гг. (таблица 3.3.2.5). Наибольший демонтаж планируются в Оленекском, Олекминском и Нижнеколымском РЭС.

Таблица 3.3.2.5. Демонтаж мощностей электростанций АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	2019	2020	2021	2022	2023	Итого за период
Белогорский РЭС	ДЭС Отгох-Аттах	-	-	-	-	0,136	0,136
Верхоянские ЭС	ДЭС Токума	-	0,12	-	-	-	0,456
	ДЭС Алысардах	-	0,076	-	-	-	
	ДЭС Хайысардах	-	-	-	-	0,26	
Момские РЭС	ДЭС Кулун-Елбют	-	-	-	0,35	-	0,35
Нижнеколымские РЭС	ДЭС Андриюшкино	1,0	-	-	-	-	1,0
Олекминский РЭС	ДЭС Тяня	0,4	-	-	-	-	3,37
	ДЭС Урицкое	0,26	-	-	-	-	
	ДЭС Чапаево	-	-	-	1,63	-	
	ДЭС Мача	-	-	-	0,26	-	
	ДЭС Иннях	-	-	0,19	-	-	
	ДЭС Куду-Кюель	-	-	-	0,27	-	
	ДЭС Малькан	-	-	0,21	-	-	
	ДЭС Марха	-	-	-	0,15	-	
Оленекский РЭС	ДЭС Оленек	-	4,869	-	-	-	5,309
	ДЭС Эйик	-	-	-	0,44	-	
Чокурдахский РЭС	ДЭС Нычалах	0,326	-	-	-	-	0,776
	ДЭС Чкалово	-	-	0,45	-	-	
Янские ЭС	ДЭС Усть-Янск	-	0,6	-	-	-	0,6
Производственный центр	ДЭС Тобуйа	0,31	-	-	-	-	0,72
	ДЭС Толон	-	-	-	0,22	-	
	ДЭС Турукта	-	-	-	0,19	-	
ИТОГО		2,296	5,665	0,85	3,51	0,396	12,717

В Верхнеколымском улусе ведется строительство Зырянской мини-ТЭЦ 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 решается вопрос о консервации смонтированного оборудования.

Вводы мощности возобновляемых источников энергии подробно представлены в параграфе 3.7.

### 3.4. Развитие систем электроснабжения арктической зоны республики

К Арктической зоне Республики Саха (Якутия) относятся 5 прибрежных улусов, имеющих непосредственный выход к Северному Ледовитому океану: Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Нижнеколымский, Усть-Янский, а также 8 улусов, имеющих большую схожесть характерных особенностей и климатических условий с этой зоной.

Численность населения Арктической зоны по данным статистического ежегодника на 01 января 2018 г. – 68,2 тыс. чел., что составляет 7,1 % от населения республики. Наибольшее количество проживает в Булунском, Верхоянском, Среднеколымском и Усть-Янском улусах, в них же расположены наиболее крупные населенные пункты (таблица 3.4.1 рисунок 3.4.1 карта с населением).

Таблица 3.4.1 – Численность населения на 01.01.2018 и принадлежность улусов арктической зоны к подразделениям АО «Сахаэнерго»

Улус	Численность населения, тыс. чел.*	Подразделение АО «Сахаэнерго»
Абыйский	4,0	Белогорский РЭС
Аллаиховский	2,7	Чокурдахский РЭС
Анабарский	3,6	Анабарский РЭС
Булунский	8,3	Булунские ЭС
Верхнеколымский	4,1	Зырянский РЭС
Верхоянский	11,4	Верхоянские ЭС
Жиганский	4,2	Жиганский РЭС
Момский	4,1	Момский РЭС
Нижнеколымский	4,3	Нижнеколымский РЭС
Оленекский	4,1	Оленекский РЭС
Среднеколымский	7,5	Среднеколымский РЭС
Усть-Янский	7,1	Янские ЭС
Эвено-Бытантайский	2,8	Эвено-Бытантайский РЭС
Итого по арктической зоне	68,2	

Источник: Статистический ежегодник Республика Саха (Якутия) / Территориальный орган федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). Якутск. 2018 284 с.

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей всех арктических улусов находится в ведении подразделений АО «Сахаэнерго» (см. таблицу 3.4.1), также в Арктической зоне Республики Саха (Якутия) осуществляют работу дизельные станции ООО «Якутская генерирующая компания» для энергоснабжения объектов АО «Алмазы Анабара».

### 3.4.1. Анализ состояния генерирующих и электросетевых объектов арктической зоны республики

#### Установленная мощность электростанций

Генерирующие мощности арктической зоны представлены различными типами энергоисточников: мини-ТЭЦ – единственной станцией п. Депутатский, ДЭС и возобновляемыми энергоисточниками (солнечными и ветроэлектростанциями). Наибольшая доля (95%) установленной мощности приходится на дизельные электростанции (рисунок 3.4.2).

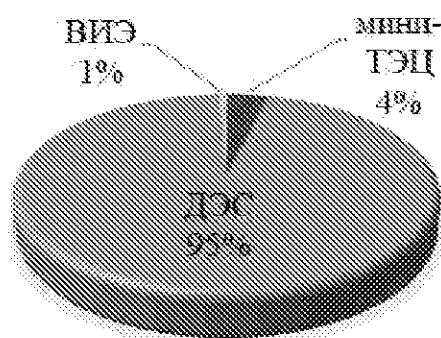


Рисунок 3.4.2. Структура установленной электрической мощности электростанций в арктической зоне

Суммарная установленная электрическая мощность энергоисточников Арктической зоны на конец 2018 г. составила 191,8 МВт, из них 7,5 МВт – Депутатская мини-ТЭЦ, 1,265 МВт – возобновляемые источники энергии (рисунок 3.4.3 карта энергоисточники), 84 % от установленной мощности дизельных электростанций приходится на АО «Сахаэнерго», доля ООО «Якутская генерирующая компания» – 16 %. Доля энергоисточников арктической зоны в структуре установленной мощности АО «Сахаэнерго» – 79%.

В таблице 3.4.2 представлена ретроспектива динамики установленной электрической мощности по 13 структурным подразделениям АО «Сахаэнерго», осуществляющим свою деятельность в Арктической зоне республики. За период 2013 - 2017 гг. суммарная установленная мощность практически не изменялась и составляла порядка 157 МВт. В 2018 г. произошло увеличение мощности на 3 % относительно 2017 г., в том числе за счет ввода в эксплуатацию нового оборудования ДЭС (таблица 3.4.3). Наибольшее увеличение отмечается в Нижнеколымском, Анабарском и Зырянском РЭС и Янских ЭС, незначительное снижение мощности относительно 2017 г. произошло в Среднеколымском и Эвено-Бытантайском РЭС.

Таблица 3.4.2. Динамика установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» арктической зоны, МВт

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Арктическая зона, всего	156,4	157,6	157,6	157,3	162,0
в том числе по РЭС:					

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Булунские ЭС	21,3	20,9	20,7	20,7	20,7
Янские ЭС**	32	32,3	31,5	31,5	32,6
Верхоянские ЭС	19,5	19,7	20	20,7	20,7
Эвено-Бытантайский РЭС	4	4	4,1	4,2	4,1
Среднеколымский РЭС	11,6	11,6	11,8	11,8	11,6
Нижнеколымский РЭС	9,6	9,6	9,6	9,6	11,7
Оленекский РЭС	5,9	6	6,4	6,5	6,5
Белогорский РЭС	7,4	7,5	7,6	7,6	7,6
Анабарский РЭС	5,6	5,6	5,6	5,6	6,6
Чокурдахский РЭС	9,3	9,3	9,3	9,4	9,4
Жиганский РЭС	8,8	8,9	8,8	8,7	8,8
Момский РЭС	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Зырянский РЭС	15,2	15,2	15,2	15,2	15,9
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	0,35	1,23	1,23	1,23	1,27
в том числе: СЭС*	0,1	1,19	1,19	1,19	1,23
ВЭС	0,25	0,04	0,04	0,04	0,04
Мини-ТЭЦ	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
ДЭС, всего	148,5	148,9	147,9	148,6	153,2

Примечания – \* с учетом солнечной электростанции в п. Батагай (проект ПАО «РусГидро»); \*\* с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: Производственно-технические отчеты АО «Сахаэнерго» за 2014-2018 г. (Приложение 3.2)

Таблица 3.4.3. Вводы и демонтаж оборудования дизельных электростанций арктической зоны АО «Сахаэнерго»

Наименование РЭС	Энергоисточник	2017		2018	
		вводы	демонтаж	вводы	демонтаж
Анабарский РЭС	ДЭС Саскылах			1,0	
Булунские ЭС	ДЭС Быков Мыс	0,04			
	ДЭС Намы	0,16		0,32	0,30
	ДЭС Сиктях			0,25	0,26
Белогорский РЭС	ДЭС Сяганнах	0,1	0,016	0,59	0,66
Верхоянские ЭС	ДЭС Сайды	0,32	0,612		
	ДЭС Столбы			0,075	0,06
	ДЭС Табалах	0,16			
	ДЭС Черюмче	0,075	0,085		
Жиганский РЭС	ДЭС Кыстатыам			0,04	
Зырянские ЭС	ДЭС Угольное			0,65	
Нижнеколымские РЭС	ДЭС Колымское			1,1	1,441
	ДЭС Черский	0,16		2,5	
Среднеколымский РЭС	ДЭС Березовка			0,5	0,66
	ДЭС Хатынгнах	0,54	0,36		
Янские ЭС	ДЭС Депутатская			1,04	
	ДЭС Юкагир			0,1	0,06
	ДЭС Усть-Куйга		0,8		
ИТОГО		1,555	1,873	8,165	3,441

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2018 г. (Приложение 2.3)

На конец 2018 г. суммарная установленная мощность дизельных электростанций ООО «Якутская генерирующая компания» в Арктической зоне составила 29,8 МВт (Приложение 2.15). В Анабарском улусе 14,7 МВт, в Оленекском улусе 8,4 МВт и в Булунском улусе 6,6 МВт.

#### *Выработка электроэнергии*

На территории арктической зоны республики всеми типами электростанций в 2018 г. выработано 250,9 млн кВт•ч, в т.ч. на электростанциях АО «Сахаэнерго» - 225,9 млн кВт•ч, на дизельных электростанциях ООО «Якутская генерирующая компания» - 25,0 млн кВт•ч. Структура выработки электроэнергии, как и установленной мощности, характеризуется преобладающей долей ДЭС.

По сравнению с предыдущим годом в 2018 г. суммарное производство электроэнергии на электростанциях АО «Сахаэнерго» увеличилось незначительно. По РЭС произошли незначительные изменения: снижение выработки наблюдается в Зырянском, Жиганском РЭС, Булунских и Верхоянских ЭС; наибольший рост выработки произошел в Оленекском РЭС (таблица 3.4.4).

Таблица 3.4.4. Динамика выработки электроэнергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны, млн кВт•ч

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Арктическая зона, всего	228,4	227,8	223,1	225,7	225,9
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	0,07	0,1	0,8	0,8	1,03
СЭС*	0,03	0,1	0,8	0,8	1,03
ВЭС	0,04	-	-	0,002	0,0
ДЭС, мини-ТЭЦ всего	228,3	227,7	222,3	224,9	224,9
в том числе по РЭС:					
Анабарский РЭС	10,5	10,8	11,0	11,6	12,0
Белогорский РЭС	11,2	11,9	11,9	12,1	12,2
Булунские ЭС	37,9	36,9	36,1	36,8	35,9
Верхоянские ЭС	34,5	33,8	33,1	33,2	32,2
Жиганский РЭС	14,6	14,4	14,9	14,9	14,1
Зырянский РЭС	23,4	22,5	21,4	20,6	20,2
Момский РЭС	11,2	11,3	11,2	11,3	11,3
Нижнеколымский РЭС	4,3	5,3	5,4	5,1	5,2
Оленекский РЭС	10,7	10,6	10,5	11,2	11,9
Среднеколымский РЭС	19,4	19,9	19,1	19,2	19,6
Чокурдахский РЭС	10,5	10,8	10,0	10,0	10,1
Эвено-Бытантайский РЭС	4,9	4,9	5,3	5,1	5,3
Янские ЭС**	35,2	34,6	32,4	33,8	34,8

Примечание – \* с учетом солнечной электростанции в п. Батагай (проект ПАО «РусГидро»); \*\* с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2014-2018 гг. (Приложение 2.15)

В 2018 г. на электростанциях ООО «Якутская генерирующая компания», находящихся на территории Арктической зоны республики, было выработано 25,0

млн кВт·ч, из них в Анабарском улусе – 11,6 млн кВт·ч, в Оленекском улусе – 6,7 млн кВт·ч, в Булунском улусе - 6,7 млн кВт·ч.

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками энергии составляет незначительную долю от общей выработки. Несмотря на отсутствие выработки на ВЭС, суммарное производство электроэнергии солнечными электростанциями увеличилось на 29 % относительно 2017 г. Построенная в конце 2018 г. ВЭС в п. Тикси электроэнергию не вырабатывала.

На территории Арктической зоны в ведении АО «Сахаэнерго» функционирует 3 источника централизованного теплоснабжения суммарной установленной мощностью 71,3 Гкал/ч, расположенные в п. Депутатский:

- мини-ТЭЦ п. с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии – источник теплоснабжения центральной части поселка;

- котельная МКУ «Северное сияние» – источник теплоснабжения государственного учреждения социального обслуживания «Усть-Янский междулусный дом-интернат для престарелых и инвалидов» на расстоянии 2,1 км от поселка;

- котельная МКУ ФКП «Аэропорты Севера» – источник теплоснабжения аэропорта, расположенного в 5 километрах от поселка.

Кроме того, во всех подразделениях АО «Сахаэнерго» на ДЭС имеются утилизационные установки тепловая производительность которых составляет 29,8 Гкал/ч. Однако отпуск тепла производится только на 6 из них.

По состоянию на 2018 г. суммарная установленная тепловая мощность составила 101,1 Гкал/ч, из них 68,9 Гкал/ч – ТЭЦ в п. Депутатский (таблица 3.4.5).

Таблица 3.4.5. Тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» арктической зоны, Гкал/ч (по состоянию на 2018 г.)

Тип теплоисточника, подразделение АО «Сахаэнерго»	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Теплоутилизационные установки ДЭС, всего	29,8
в том числе: Анабарский РЭС	1,6
Белогорский РЭС	3,5
Булунские ЭС	4,0
Верхоянские ЭС	5,9
Жиганский РЭС	2,5
Зырянский РЭС	0,3
Момский РЭС	1,3
Нижнеколымский РЭС	0,9
Оленекский РЭС	1,9
Среднеколымский РЭС	3,2
Чокурдахский РЭС	0,9
Эвено-Бытантайский РЭС	2,3
Янские ЭС	1,5
Мини-ТЭЦ п. Депутатский (Янские ЭС)	68,9
Котельная «Северное сияние» п. Депутатский (Янские ЭС)	1,0
Котельная «Аэропорты Севера» п. Депутатский (Янские ЭС)	1,2
ВСЕГО	100,9

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2018 г. (Приложение 2.15)

Суммарный отпуск тепла в 2018 г. составил 75,5 тыс. Гкал (таблица 3.4.6), в том числе 58,2 тыс. Гкал – Депутатская ТЭЦ, около 1 тыс. Гкал – котельные «Северное сияние», остальное тепло отпускается утилизационными установками.

Таблица 3.4.6. Отпуск тепловой энергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (по состоянию на 2018 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал
Белогорский РЭС	4,3
Момский РЭС	5,2
Нижнеколымский РЭС	0,4
Среднеколымский РЭС	3,7
Чокурдахский РЭС	2,8
Янские ЭС	59,1
Итого	75,5

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» 2018 (Приложение 2.3)

#### *Расход электроэнергии на собственные нужды*

Доля расхода на собственные нужды в выработке электроэнергии в 2018 г. по сравнению с 2017 г. в большей части подразделений снизилась, увеличение произошло в Белогорском, Жиганском, Зырянском РЭС и в Булунских и Верхоянских ЭС. Динамика изменения данного показателя по структурным подразделениям за период 2014 - 2018 гг. приведена в таблице 3.4.7.

Таблица 3.4.7. Динамика расхода электроэнергии на собственные нужды, % от выработки

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Анабарский РЭС	4,62	4,53	4,26	3,79	3,10
Белогорский РЭС	2,89	2,74	2,64	2,92	3,31
Булунские ЭС	4,45	5,10	4,93	4,32	4,42
Верхоянские ЭС	3,52	3,42	3,26	2,58	2,91
Жиганский РЭС	2,33	2,73	2,44	2,02	1,92
Зырянский РЭС	2,45	2,47	2,72	2,78	3,27
Момский РЭС	2,78	2,92	2,90	3,08	2,98
Нижнеколымский РЭС	6,39	6,11	5,75	5,51	4,51
Оленекский РЭС	3,24	2,98	2,96	2,98	2,38
Среднеколымский РЭС	2,91	2,88	2,35	2,46	2,39
Чокурдахский РЭС	2,81	2,83	3,07	3,07	3,02
Эвено-Бытантайский РЭС	2,57	2,45	2,53	2,35	2,03
Янские ЭС	2,29	2,08	2,22	2,28	2,11

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2014-2018 гг. (приложение 2.3)

Доля расхода на собственные нужды в выработке электроэнергии в 2018 г. на электростанциях ООО «Якутская генерирующая компания» составил в среднем 1,59 %, в т.ч. в Анабарском улусе – 3,12 %, в Оленекском улусе – 0,55 %, в Булунском улусе – 3,11 %.

### Электросетевое хозяйство

В Арктической зоне на обслуживании АО «Сахаэнерго» находятся линии электропередачи различных классов напряжения суммарной протяженностью 1313,7 км, в том числе: 10 кВ – 145,6 км, 6 кВ – 424,9 км и 0,4 кВ – 743,3 км (таблица 3.4.8). Электрические сети напряжением 35 кВ в Арктической зоне не эксплуатируются. Все линии выполнены в одноцепном исполнении на деревянных опорах.

Таблица 3.4.8. Протяженность линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (по состоянию на 2018 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность, км			Всего
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	
Анабарский РЭС	18,8	-	9,1	27,9
Белогорский РЭС	56,9	0,7	16,1	73,7
Булунские ЭС	35,0	47,8	2,4	85,2
Верхоянские ЭС	171,7	67,7	12,1	251,5
Жиганский РЭС	45,2	19,8	-	64,9
Зырянский РЭС	44,1	67,1	-	111,2
Момский РЭС	88,7	16,7	45,4	150,8
Нижнеколымский РЭС	25,3	20,2	2,2	47,7
Оленекский РЭС	39,2	-	11,1	50,3
Среднеколымский РЭС	75,8	1,4	41,7	118,9
Чокурдахский РЭС	17,4	6,3	0,3	24,0
Эвено-Бытантайский РЭС	37,6	-	5,2	42,8
Янские ЭС	87,6	177,2	-	264,8
Итого по арктической зоне	743,3	424,9	145,6	1313,7

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2018 г. (Приложение 2.3)

Линии напряжением 6-10 кВ в основном небольшой протяженности: от нескольких сот метров до нескольких километров. Однако в Нижнеколымском, Зырянском РЭС и Верхоянских и Янских ЭС эксплуатируются линии протяженностью 10-20 км напряжением 6 кВ, в Момском и Среднеколымском РЭС – протяженностью более 20 км напряжением 10 кВ.

Вместе с тем из 135 км кабельных линий, находящихся на балансе АО «Сахаэнерго», в арктических районах проложено 125,4 км или 93%, в том числе: напряжением 10 кВ – 1,2 км, 6 кВ – 43,7 км, 0,4 кВ – 80,5 км. Из них 60,4 км (49%) – Булунские ЭС, 54,8 км – в п. Тикси.

Из общей протяженности 137,5 км кабельных линий АО «Сахаэнерго» основная доля приходится на п. Тикси Булунских ЭС. Протяженность кабельных линий п. Тикси составляет 59 км (43%), в том числе 0,4 кВ – 41 км, 6 кВ – 18 км. Кабельные линии в п. Тикси проложены в период строительства поселка в 60-70-х годах. Физический износ кабельных линий – 100%. Ввиду несохранившейся технической документации о прокладке кабельных трасс, затруднен поиск и устранение повреждений.

### Потребление топлива

В Арктической зоне на нужды энергетики, кроме дизельного топлива, потребляется нефть и каменный уголь. Уголь сжигается только на мини-ТЭЦ в п. Депутатский.

Суммарная потребность в топливе оценивается порядка 113,7 тыс. т у. т. в год, из них 105,1 тыс. т у.т. потребляется на объектах АО «Сахаэнерго», 8,6 тыс т у.т. на дизельных электростанциях ООО «Якутская генерирующая компания».

Из них большая доля (86,7%) приходится на производство электроэнергии. Структура потребления топлива представлена на рисунке 3.4.4.

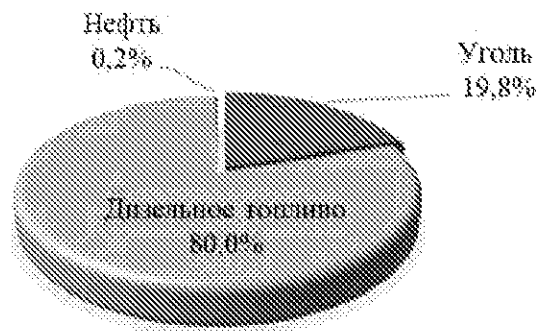


Рисунок 3.4.4. Структура потребления топлива

Преобладающим в структуре потребления является дизельное топливо. В соответствие с выработкой электрической и тепловой энергии наибольшие объемы потребления топлива приходятся на Булунские, Верхоянские и Янские ЭС (таблица 3.4.9).

Таблица 3.4.9. Потребность в топливе по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (по состоянию на 2018 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потребность в топливе, тыс. т у. т.
На производство электроэнергии: всего	90,4
в том числе: Анабарский РЭС	4,5
Белогорский РЭС	4,7
Булунские ЭС	12,5
Верхоянские ЭС	13,1
Жиганский РЭС	5,3
из него нефть	0,2
Зырянский РЭС	7,6
Момский РЭС	4,7
Нижнеколымский РЭС	2,6
Оленекский РЭС	4,8
Среднеколымский РЭС	7,6
Чокурдахский РЭС	3,7
Эвено-Бытантайский РЭС	2,0
Янские ЭС	17,3
из него уголь	8,0
На производство тепловой энергии, всего	12,9
в том числе: уголь	12,7
нефть	0,2

Итого по арктической зоне,	103,3
в том числе: дизельное топливо	82,2
уголь	20,7
нефть	0,4

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» 2018 г. (Приложение 2.3)

### *Возобновляемые источники энергии*

Всего на территории Арктической зоны на конец 2018 г. функционировало 10 возобновляемых энергоисточников суммарной установленной мощностью 1,265 МВт или 76 % от суммарной установленной мощности всех возобновляемых источников республики, из них 1 ветроэлектростанция мощностью 40 кВт (таблица 3.4.10).

Таблица 3.4.10. Возобновляемые энергоисточники арктической зоны (по состоянию на 2018 г.)

Тип электростанции, улус	Населенный пункт	Мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего, в том числе:		1225	
Верхоянский	Томтор (Дулгалах)	20	2013
Оленекский	Эйик	40	2014
Абыйский	Куберганя	20	2014
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Верхоянский	Батагай	1000	2015
	Бетенкес	40	2015
	Юнкюр	40	2015
	Столбы	10	2015
Жиганский	Кыстатыам	40	2017
Ветроэлектростанции, всего		40	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
ИТОГО		1265	

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2018 г. (Приложение 2.3)

Изменение мощности возобновляемых энергоисточников за период 2013 - 2018 гг. обусловлено выходом из строя в результате аварии ВЭС в п. Тикси, а также строительством новых возобновляемых энергоисточников. В соответствии с «Программой энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «Сахаэнерго» на 2017 - 2022 гг.» в 2017 г. введена солнечная электростанция, расположенная в Арктической зоне в с. Кыстатыам (Жиганский улус) – 40 кВт, в 2018 г. построена ВЭС мощностью 900 кВт в п. Тикси (Булунский улус), но ее ввод запланирован на 2019 г.

### **3.4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности по районам арктической зоны республики**

Прогноз потребления электроэнергии (таблица 3.4.11) и совмещенного максимума нагрузки по арктическим улусам (таблица 3.4.12) сформированы на основе расчетов ИФТПС СО РАН и данных АО «Сахаэнерго». Электропотребление в арктических улусах в основном имеет коммунально-бытовой характер. Расширение традиционных и организация новых экономических

видов деятельности в рассматриваемой перспективе не ожидается. В большинстве улусов наблюдается стагнация, либо негативная динамика численности населения и обусловленное этим снижение электропотребления в среднем на 3,7 % в год.

Из крупных промышленных предприятий и хозяйствующих субъектов, имеющих собственные генерирующие мощности, информацию предоставило АО «Алмазы Анабара» (таблица 3.4.13).

Таблица 3.4.11. Прогноз потребления электроэнергии по арктическим улусам, млн кВт·ч

Улус	Год					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Абыйский	10,19	9,90	9,83	9,75	9,69	9,62
Аллаиховский	8,41	8,65	8,65	8,66	8,67	8,69
Анабарский	9,81	9,52	9,53	9,53	9,52	9,50
Булунский	28,90	29,13	29,04	28,96	28,89	28,81
Верхнеколымский	15,67	16,78	16,71	16,66	16,61	16,58
Верхоянский	27,71	28,02	27,94	27,88	27,82	27,78
Жиганский	11,95	12,28	12,24	12,20	12,15	12,11
Момский	9,53	9,26	9,17	9,07	8,97	8,87
Нижнеколымский	14,56	14,52	14,50	14,49	14,39	14,27
Оленекский	9,57	9,40	9,40	9,40	9,39	9,38
Среднеколымский	16,16	16,30	16,26	16,21	16,16	16,11
Усть-Янский	29,50	27,45	27,15	26,86	26,57	26,28
Эвено-Бытантайский	4,49	4,41	4,43	4,45	4,47	4,49
Всего, по арктическим улусам	196,44	195,61	194,85	194,12	193,30	192,48
Среднегодовые темпы прироста, %		-0,43	-0,39	-0,38	-0,42	-0,42

Таблица 3.4.12. Прогноз совмещенного максимума нагрузки по арктическим улусам в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго», МВт

Улус	Год					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Абыйский	2,91	2,83	2,81	2,79	2,77	2,75
Аллаиховский	2,40	2,47	2,47	2,47	2,48	2,48
Анабарский	2,80	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72
Булунский	8,26	8,32	8,30	8,27	8,25	8,23
Верхнеколымский	4,48	4,79	4,77	4,76	4,75	4,74
Верхоянский	7,92	8,00	7,98	7,96	7,95	7,94
Жиганский	3,42	3,51	3,50	3,48	3,47	3,46
Момский	2,72	2,65	2,62	2,59	2,56	2,53
Нижнеколымский	4,16	4,15	4,14	4,14	4,11	4,08
Оленекский	2,73	2,68	2,69	2,69	2,68	2,68
Среднеколымский	4,62	4,66	4,64	4,63	4,62	4,60
Усть-Янский	8,43	7,84	7,76	7,67	7,59	7,51
Эвено-Бытантайский	1,28	1,26	1,27	1,27	1,28	1,28
Всего, по арктическим улусам	56,13	55,89	55,67	55,46	55,23	55,00

Таблица 3.4.13. Прогноз производства электроэнергии по производственным объектам АО «Алмазы Анабара», расположенным в арктических улусах, млн кВт·ч

Улус	Год					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Анабарский	0,53	1,52	1,80	1,81	1,81	1,81
Оленекский	0,85	0,92	1,13	1,13	1,13	1,13
Булунский	1,15	2,13	2,30	2,30	2,30	2,30
Итого	2,53	4,57	5,23	5,24	5,24	5,24

Источник: сведения АО «Алмазы Анабара» (Приложение 2.20)

### 3.4.3 Перечень «узких мест» в электроэнергетике Арктической зоны республики

В электроэнергетике Арктической зоны, как и по всей республике, «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. Кроме того, в арктических улусах в силу их удаленности и труднодоступности наиболее остро стоит проблема транспортировки топлива.

#### *Техническое состояние электростанций*

Наибольший износ генерирующего оборудования на ДЭС наблюдается у агрегатов, установленных в 70-80-х годах. Значительное количество таких агрегатов находятся:

- в Зырянском РЭС: на ДЭС Зырянка и в с. Усун-Кюель все агрегаты превысили нормативный ресурс от 8 до 50%; на ДЭС Угольное 5 из 7 агрегатов выработало ресурс, а на оставшихся ресурс выработан на 75 и 96%;
- в Жиганском РЭС на ДЭС Жиганск у 4 из 8 дизельных агрегатов моторесурс выработан на 38-67%, на остальных превышает нормативный в 2,2-2,8 раза;
- в Верхоянских ЭС на ДЭС Верхоянск и Батагай практически все дизельные агрегаты выработали ресурс, при этом на ДЭС Батагай у 5 из 12 агрегатов ресурс превышен в 1,9-2,5 раза;
- в Нижнеколымском РЭС на ДЭС Андрюшкино и Колымское 4 из 5 агрегатов превышен нормативный ресурс;
- в Среднеколымском РЭС на ДЭС Сватай 3 из 4 агрегатов полностью выработало ресурс, а на четвертом агрегате он составил более 60%;
- в Чокурдахском РЭС на ДЭС Нычалах на 4 из 6 агрегатах ресурс превышает нормативный от 1,5 до 2,3 раза, при этом на оставшихся агрегатах он выработан на 63 и 80%;
- в Янских ЭС: полностью выработан ресурс на ДЭС Нижнеянск и на 9 из 10 агрегатах на ДЭС Усть-Куйга и только на 2 из 5 в Нижнеянске и на 2 из 9 в Усть-Куйге проведен капитальный ремонт.

Большой наработанный ресурс всех агрегатов на ДЭС Чокурдах (Чокурдахский РЭС), но на 6 из 10 в период с 2014 по 2017 г произведен капитальный ремонт, на 8 из 9 дизельных агрегатах ДЭС Белая Гора (Белогорский РЭС) с 2008 по 2016 г также проведен капитальный ремонт.

На ДЭС Тикси (Булунские ЭС), Среднеколымск и Ойусардах (Среднеколымский РЭС), Казачье, Сайылык, Усть-Янск (Янские ЭС) частично проведен капитальный ремонт агрегатов, выработавших ресурс.

Кроме того, агрегаты, отработавшие ресурс, не прошедшие капитальный ремонт имеются на ДЭС Тикси-3, Таймылыр (Булунские ЭС), Бетенкес, Столбы, Токума (Верхоянские ЭС), Нелемное (Зырянский РЭС), Сасыр, Кулун-Ельбют (Момский РЭС), Черский-1 (Нижнеколымский РЭС), Оленек (Оленекский РЭС), Березовка, Эбах (Среднеколымский РЭС), Чкалов (Чокурдахский РЭС), Депутатский (Янские ЭС).

#### *Техническое состояние электрических сетей*

Из общей протяженности линий электропередачи в Арктической зоне, состоящих на обслуживании АО «Сахаэнерго» (1313,7 км), 117,6 км или 9% находятся в неудовлетворительном состоянии. Из них 79,9 км (68%) приходится на линии напряжением 0,4 кВ; 34,4 км (29,2%) – 6 кВ; 3,3 км (2,8%) – 10 кВ. Большая часть таких линий введена в эксплуатацию в 1960–1980 г.

Состояние линий по подразделениям АО «Сахаэнерго» существенно различается (рисунок 3.4.5).

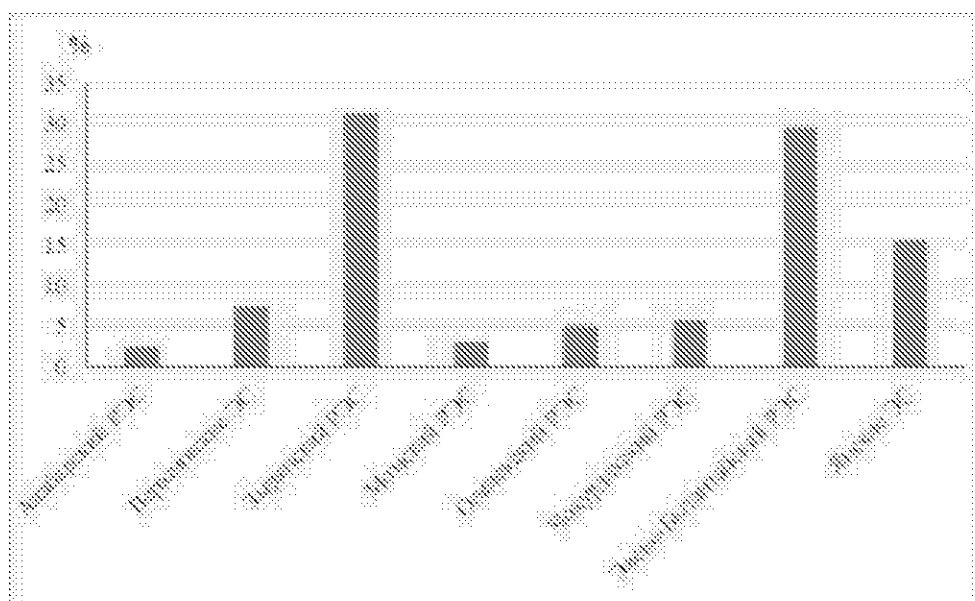


Рисунок 3.4.5 – Процентное отношение линий электропередачи, находящихся в неудовлетворительном состоянии, по подразделениям АО «Сахаэнерго»

Наибольшая протяженность таких линий (около 30%) в Зырянском, Эвено-Бытантайском РЭС и более 15% - в Янских ЭС.

В таблице 3.4.14 представлены протяженность линий электропередачи, находящихся в неудовлетворительном состоянии, и процентное соотношение по классам напряжения по подразделениям АО «Сахаэнерго».

Таблица 3.4.14. Протяженность и износ линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» Арктической зоны (состояние 2018)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Напряжение, кВ	ВЛ в неудовлетворительном состоянии:	
		протяженность,	% от общей

		км	протяженности
Анабарский РЭС	10	0,7	7,7
Верхоянские ЭС	0,4	19,2	11,2
Зырянский РЭС	6	32	47,7
	0,4	2,8	6,3
Момский РЭС	6	2,4	14,4
	0,4	2,3	2,6
Оленекский РЭС	10	2,6	23,4
Чокурдахский РЭС	0,4	1,4	8,1
Эвено-Бытантайский РЭС	0,4	12,7	36,7
Янские ЭС	0,4	41,5	47,4

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2018 (Приложение 2.3)

Наиболее остро стоит проблема изношенности линий электропередачи в следующих населенных пунктах, где протяженность ВЛ, находящихся в неудовлетворительном состоянии, составляет:

- а) полностью 100% линий: с. Нелемное (0,4 кВ) - Зырянский РЭС; с. Юкагир - (0,4 кВ) - Янские ЭС;
- б) 100% одного класса напряжения с. Угольное (6 кВ) - Зырянский РЭС;
- в) более 90%: п. Нижнеянкс 96% (0,4 кВ) и 90% (6 кВ) - Янские ЭС;
- г) более 50%: с. Казачье 66% (0,4 кВ); с. Тумат 76% (0,4 кВ) - Янские ЭС;
- д) около 50%: с. Саккырыр 45% (0,4 кВ) - Эвено-Бытантайский РЭС.

Следует отметить, что в подразделениях АО «Сахаэнерго», где относительно небольшой средний износ, в отдельных населенных пунктах имеются линии электропередачи в неудовлетворительном состоянии: в с. Саскылах (Анабарский РЭС), в п. Батагай (Верхоянские ЭС) ВЛ 0,4 кВ составляют 41,2% от общей протяженности в поселке, в с. Мома (Момский РЭС), в с. Оленек (Оленекском РЭС), где такие линии 10 кВ составляют 23%, в с. Чкалов (28% линий 0,4 кВ) и Чокурдах (Чокурдахский РЭС), с. Кустур (Эвено-Бытантайский РЭС), п. Депутутский и Сайылык (Янские ЭС).

### *Трансформаторные подстанции*

Количество и мощность трансформаторных подстанций приведены по последним данным на 2018 г. Поскольку в этой информации по трансформаторным подстанциям в большинстве подразделений отсутствуют данные об их техническом состоянии, обзор «узких мест» по ТП сделан по данным производственно-технического отчета ОА «Сахаэнерго» 2017 г. (приложение 2.3).

По состоянию на 2018 г. на обслуживании АО «Сахаэнерго» на территории Арктической зоны находятся 633 трансформаторных подстанций суммарной установленной мощностью 229,6 тыс. кВА (таблица 3.4.15).

Таблица 3.4.15. Характеристика трансформаторных подстанций, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в Арктической зоне (состояние на 2018 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Количество трансформаторных подстанций, шт.	Количество трансформаторов, шт.	Мощность, кВА
Анабарский РЭС	21	26	14650

Белогорский РЭС	34	38	13443
Булунские ЭС	57	78	29699
Верхоянские ЭС	90	98	27508
Жиганский РЭС	35	39	11030
Зырянский РЭС	47	52	17860
Момский РЭС	37	38	10373
Нижнеколымский РЭС	44	47	15129
Оленекский РЭС	29	29	10821
Среднеколымский РЭС	62	62	13109
Чокурдахский РЭС	35	38	8985
Эвено-Бытантайский РЭС	13	15	4063
Янские ЭС	129	130	52922
Итого по Арктической зоне	633	690	229592

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2018 (Приложение 2.3)

Во всех подразделениях АО «Сахаэнерго», кроме Анабарского РЭС, имеются трансформаторы, выработавшие нормативный ресурс. На рисунке 3.4.6 представлено процентное отношение мощности трансформаторов, выработавших ресурс, к суммарной мощности по подразделениям АО «Сахаэнерго».

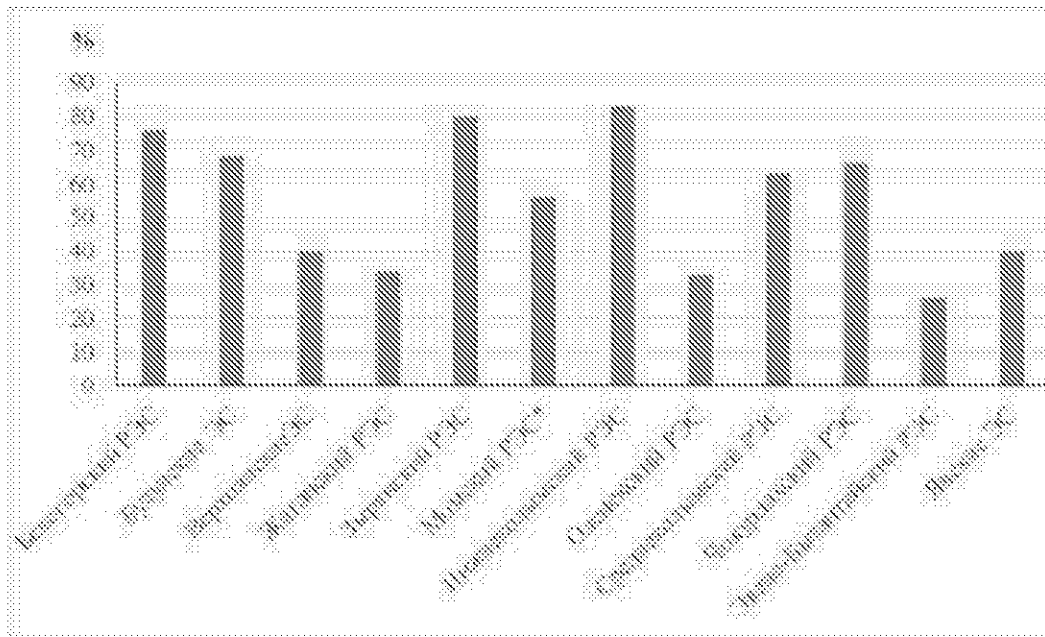


Рисунок 3.4.6. Процентное отношение мощности трансформаторных подстанций, отработавших нормативный ресурс эксплуатации, по подразделениям АО «Сахаэнерго»

В семи подразделениях АО «Сахаэнерго» более половины установленной мощности трансформаторов превысило нормативный ресурс. В Жиганском и Оленекском РЭС, Верхоянских и Янских ЭС этот показатель составляет 30-40%.

Наихудшее состояние трансформаторных подстанций отмечается в с. Угольное (Зырянский РЭС), с. Чкалове (Чокурдахский РЭС), пп. Усть-Куйге и Нижнеянке (Янские ЭС), где наработанный ресурс превысил нормативный во всех установленных трансформаторах.

Более 80% трансформаторов имеют выработанный ресурс в п. Белой Горе (Белогорский РЭС), п. Зырянке (Зырянский РЭС), п. Черском и с. Колымском (Нижнеколымский РЭС), Среднеколымске (Среднеколымский РЭС), с. Казачьем (Янские ЭС).

От 50 до 80% трансформаторов с превышением нормативного ресурса функционируют в пп. Тикси, Тикси-3 (Булунские ЭС), с. Сайдах (Верхоянские ЭС), сс. Сасыре, Моме (Момский РЭС), с. Аргахтахе (Среднеколымский РЭС), п. Чокурдахе (Чокурдахский РЭС). Следует отметить, что в п. Депутатском (Янские ЭС) по количеству трансформаторов 81% выработали нормативный ресурс, хотя по мощности их доля составляет 30%.

Важной проблемой являются потери в сетях, приводящие к необходимости увеличения выработки энергии и, соответственно, перерасходу топлива.

Потери электроэнергии в линиях электропередачи в среднем по РЭС составляют 13–15% (таблица 3.4.16). Значительно превышают нормативные значения потери в Нижнеколымском РЭС (19,3%), хотя в динамике 2015-2018 гг. наблюдается существенное снижение на 22%. В большинстве подразделений произошло увеличение потерь относительно 2017 на 0,6–4,4%. Наибольшее увеличение потерь произошло в Зырянском и Оленекском РЭС.

Таблица 3.4.16. Потери электроэнергии

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потери в электрических сетях, %			
	2015	2016	2017	2018
Анабарский РЭС	14,0	13,7	14,6	16,0
Белогорский РЭС	14,3	14,0	12,4	14,0
Булунские ЭС	15,1	15,5	15,2	15,8
Верхоянские ЭС	13,4	13,9	13,2	13,8
Жиганский РЭС	12,7	13,3	12,6	13,7
Зырянский РЭС	15,0	15,3	15,5	19,9
Момский РЭС	13,3	13,3	13,2	13,4
Нижнеколымский РЭС	24,8	23,9	23,5	19,3
Оленекский РЭС	13,1	12,7	13,7	17,9
Среднеколымский РЭС	12,6	11,8	14,3	15,5
Чокурдахский РЭС	13,1	13,1	12,3	13,8
Эвено-Бытантайский РЭС	12,8	12,9	12,8	13,7
Янские ЭС	16,5	15,1	17,0	14,5

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2015-2018 г (Приложение 2.3)

### *Топливоснабжение*

Основными проблемами топливоснабжения северных и арктических районов республики являются климатические особенности региона и сложная транспортная доступность из-за отдаленности населенных пунктов.

В последние годы в связи с изменениями транспортной инфраструктуры на верховьях реки Лены из-за критически низких уровней воды, обеспечивающей бесперебойное судоходство в период навигации с порта Осетрово Усть-Кут, АО «Сахаэнерго» частично изменил базовую схему поставки топливных ресурсов через Северный морской путь (СМП) с портов Архангельск, Мурманск.

На предполагаемые изменения схемы поставки топливных ресурсов следует отметить постепенно этапный и окончательный переход схемы поставки грузов с порта Осетрово Усть-Кут на станцию Нижний Бестях и СМП.

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, в связи с чем возникают сложные ситуации по доставке грузов в период автозимника. С возможными неблагоприятными погодными условиями на местах могут значительно сократиться сроки автозимников, что может повлиять на доставку грузов в полном объеме.

Ежегодно поставщик топливных ресурсов определяется по итогам торгов.

Рост стоимости поставки грузов происходит за счет повышения фактической стоимости ресурса заводом-изготовителем в пунктах отпуска, а также за счет роста различных услуг по транспортировке грузов до пунктов назначения в соответствии с рыночной конъюнктурой.

#### **3.4.4 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Арктической зоны республики**

В перспективный период до 2023 г., согласно данным АО «Сахаэнерго», в арктических улусах намечается ввод 11 и реконструкция 1 автоматизированных дизельных электростанций с установленной мощностью 10,1 МВт (таблица 3.4.17) и вывод из эксплуатации 11 дизельных электростанций с установленной мощностью 8,7 МВт (таблица 3.4.18). Максимальный ввод планируется в 2020 г. – 6,1 МВт, вывод в 2020 г. – 5,8 МВт.

Таблица 3.4.17. Вводы мощности электростанций на органическом топливе АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, кВт

Наименование объекта	Улус	Год				
		2019	2020	2021	2022	2023
АДЭС в с. Нычалах	Аллайховский	168	-	-	-	-
АДЭС в с. Андриюшкино	Нижнеколымский	-	1000	-	-	-
АДЭС в с. Оленек	Оленекский	-	4700	-	-	-
АДЭС в с. Усть-Янск	Усть-Янский	-	240	-	-	-
АДЭС в с. Токума	Верхоянский	-	72	-	-	-
АДЭС в с. Алысардах	Верхоянский	-	72	-	-	-
ВДЖ в п. Тикси	Булунский	-	-	3000	-	-
АДЭС в с. Сайды (Кулун-Елбют)	Момский	-	-	-	168	-
АДЭС в с. Эйик	Оленекский	-	-	-	300	-
АДЭС в с. Чкалово	Аллайховский	-	-	-	168	-
АДЭС в с. Хайысардах	Верхоянский	-	-	-	-	168
АДЭС в с. Оттох-Аттах (Деску)	Абыйский	-	-	-	-	72
Итого в арктической зоне		168	6084	3000	636	240
Всего за период		10128				

Источник: данные АО «Сахаэнерго» (Приложение 2.3)

Таблица 3.4.18. Выводы мощности электростанций на органическом топливе АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, кВт

Наименование объекта	Улус	Год				
		2019	2020	2021	2022	2023
АДЭС в с. Нычалах	Аллаиховский	326	-	-	-	-
АДЭС в с. Андриюшкино	Нижнеколымский	1000	-	-	-	-
АДЭС в с. Оленек	Оленекский	-	4869	-	-	-
АДЭС в с. Усть-Янск	Усть-Янский	-	600	-	-	-
АДЭС в с. Токума	Верхоянский	-	120	-	-	-
АДЭС в с. Алысардах	Верхоянский	-	76	-	-	-
АДЭС в с. Токума	Верхоянский	-	120	-	-	-
АДЭС в с. Чкалово	Аллаиховский	-	-	450	-	-
АДЭС в с. Сайды (Кулун-Елбют)	Момский	-	-	-	350	-
АДЭС в с. Эйик	Оленекский	-	-	-	440	-
АДЭС в с. Хайысардах	Верхоянский	-	-	-	-	260
АДЭС в с. Оттох-Аттах (Деску)	Абыйский	-	-	-	-	136
Итого в арктической зоне		1326	5785	450	790	396
Всего за период		8747				

Источник: данные АО «Сахаэнерго» (Приложение 2.3)

Согласно данным ООО «Якутская генерирующая компания» в перспективный период до 2023 г. в арктических улусах планируется ввод 11 дизельных электростанций с установленной мощностью 6,4 МВт (таблица 3.4.19) и вывод из эксплуатации 10 дизельных электростанций с установленной мощностью 3,6 МВт (таблица 3.4.20).

Таблица 3.4.19. Вводы мощности электростанций на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания» в Арктической зоне, кВт

Улус	2019	2020	2021	2022	2023	Итого за период
Анабарский	1420	1960	-	-	-	3380
Булунский	60	-	-	-	-	60
Оленекский	980	60	-	-	-	1040
Усть-Янский	1900	-	-	-	-	1900
ИТОГО	4360	2020	-	-	-	6380

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания» (Приложение 2.15)

Таблица 3.4.20. Выводы мощности электростанций на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания» в Арктической зоне, кВт

Улус	2019	2020	2021	2022	2023	Итого за период
Анабарский	1000	1750	-	-	-	2750
Булунский	60	-	-	-	-	60
Оленекский	700	60	-	-	-	760
ИТОГО	1760	1810	-	-	-	3570

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания» (Приложение 2.15)

В Верхнеколымском улусе начато строительство Зырянской мини-ТЭЦ с электрической мощностью 12 МВт, тепловой – 63 Гкал/ч для энергоснабжения близрасположенных 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. По Инвестиционной программе РС(Я) на 2018 и 2019 годы средства на строительство объекта не предусмотрены.

Строительство электрических станций на возобновляемых источниках энергии в Арктической зоне республики за период 2019 - 2023 гг. не предполагается, в 2019 г. планируется ввод в эксплуатацию построенной в конце 2018 г. ВЭС в п. Тикси с суммарной мощностью 900 кВт.

Суммарный ввод генерирующих мощностей в арктических улусах за период 2019 - 2023 гг. оценивается в 16,5 МВт. Размещение по территории вводимых энергоисточников представлено на рисунке 3.4.3.

### *Предварительные предложения в виде перечня по вводам электросетевых объектов с напряжением 6 кВ и выше в Арктической зоне республики*

В соответствии с Инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» до 2023 г. намечено строительство следующих электросетевых объектов:

- начало строительства ВЛ-6кВ Депутатск-Уянди Усть-Янского улуса - 47,8 км, (с КТПН 250 кВА);

- ВЛЗ 35 кВ в Тикси – Тикси-3 Булунского улуса – 9,33 км (с установкой трансформаторной подстанции – 2 ед. (3,2 МВ×А)).

Планируется реконструкция:

- воздушного перехода ВЛ 6 кВ протяженностью 2 км через р. Яна п. Нижнеянский Усть-Янского улуса до 2021 г.;

- воздушного перехода ВЛ 10 кВ протяженностью 6 км через р. Индигирка ф. «Хонуу- Буор-Сысы» Момского улуса до 2019 г.;

- воздушного перехода ВЛ 10 кВ протяженностью 900 м через р. Мома ф. «Хонуу- Собоолоох» Момского улуса до 2020 г.;

Кроме того, необходима поэтапная замена трансформаторных агрегатов с суммарной мощностью порядка 102 тыс. кВА и линий электропередачи протяженностью более 350 км (65 км напряжением 10 кВ и 290 км напряжением 6 кВ), полностью выработавших свой ресурс.

### **3.5. Мероприятия для обеспечения централизованного электроснабжения потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)**

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. кв. км. По величине территория занимает 14-е место в республике. С восточной стороны граничит с Магаданской областью, с южной – Хабаровским краем, с западной стороны граничит с Томпонским улусом и с северной стороны - 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 метров). Рельеф горный. Вся территория улуса находится в бассейне реки Индигирка. Оймяконский улус состоит из нескольких

поселков, разбросанных на площади 92,2 тыс. кв. км. 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- и 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. Сельские населённые пункты юга Оймяконского района: Куйдусун, Оймякон, Орто-Балаган, Ючюгей подключены от собственных источников электроснабжения, дизельных электростанций. 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 электрических сетей ПАО «Магаданэнерго».

Обзорная карта Оймяконского района приведена на рисунке 3.5.1.

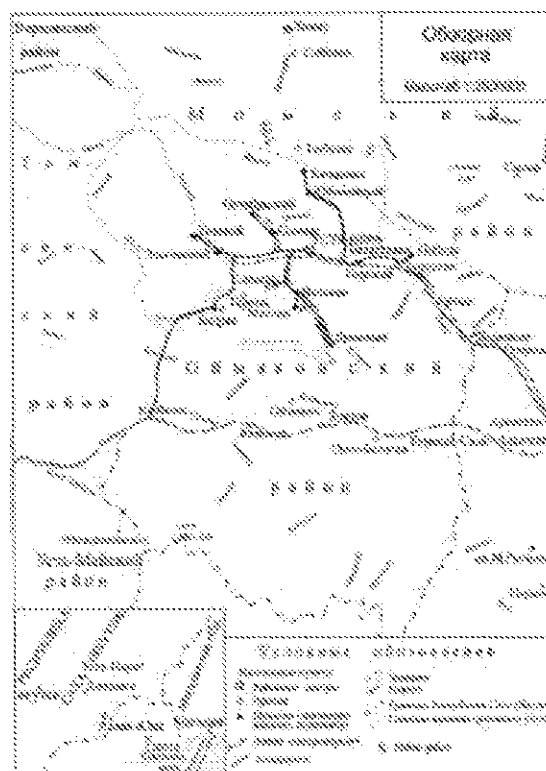


Рисунок 3.5.1. Обзорная карта Оймяконского района

Учитывая, что на территории Оймяконского района планируется дальнейшее развитие золотодобывающих предприятий с соответственным ростом электрических нагрузок, требуется развитие электрических сетей. Уровни нагрузок перспективных потребителей в соответствии с информацией ПАО «Магаданэнерго» приведены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 – Уровни нагрузок перспективных потребителей Оймяконского района

Наименование потребителей	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ПОТРЕБНОСТЬ, МВт						
Рудник «Бадран» (ЗАО «ГРК»)			3,5	3,5	6,5	6,5

«Западное»)						
ООО «Богуславец»			1,0	1,0	1,0	1,0
ООО «Горная компания «Тал»			4,0	4,0	4,0	4,0
Тарынская ЗРК			4,0	8,0	8,0	8,0
Населенные пункты с существующими ДЭС	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Итого новые потребители Оймяконского улуса	1,4	1,5	14	18	21	21
Итого с учетом коэффициентов спроса (0,6) и совмещение максимумов нагрузки (0,7)*	0,588	0,63	5,88	7,56	8,82	8,82

\* - Приказ Министерства энергетики РФ от 06 мая 2014 г. № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов»

Электроснабжение посёлков Оймяконского улуса осуществляется от ДЭС. Данные по установленной мощности ДЭС в поселках приведены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2. Нагрузки поселков и мощность установленных ДЭС

Наименование н/п	Максимальная электрическая нагрузка потребителей, кВт	Установленная мощность ДЭС, кВт
Кундусун	735	2045
Оймякон	318	1395
Орто-Балаган	322	580
Ючюгей	181	430
Итого	1556	4450

В соответствии с приведенными в таблице 3.5.2 данными, установленная мощность ДЭС поселков Оймяконского улуса значительно превышает максимум нагрузки потребителей.

Для электроснабжения поселков юга Оймяконского района и подключения перспективных потребителей в соответствии с работой по титулу «Разработка предварительного технико-экономического обоснования вариантов схемы внешнего электроснабжения месторождений Тарынского рудного поля и населенных пунктов юга Оймяконского района Республики Саха (Якутия)», выполненной в 2016 году в соответствии с Протоколом рабочего совещания по вопросам обеспечения внешней инфраструктурой месторождений золота Тарынского рудного поля в Республике Саха (Якутия) №ПР-76-П2 от 29.03.2016, потребуется выполнение следующих мероприятий (объем мероприятий необходимо уточнить в рамках процедуры технологического присоединения к электрическим сетям):

- строительство РП 110 кВ Артык с отпайкой от ВЛ 110 кВ АрГРЭС – Нера;
- строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Дrajное протяженностью 102 км с ПС 110 кВ Дrajное (2х40 МВА, 2х10 Мвар);
- строительство ВЛ 35 кВ Дrajное – Оймякон протяженностью 90 км с ПС 35 Оймякон (1х1 МВА);
- строительство ВЛ 35 кВ Оймякон – Куйдусун протяженностью 36 км с ПС 35 кВ Куйдусун (1х1 МВА), ВЛ 35 кВ Оймякон - Орто-Балаган протяженностью 73 км с ПС 35 кВ Орто-Балаган (1х1 МВА) и ВЛ 35 кВ Оймякон – Ючюгей протяженностью 46 км с ПС 35 Ючюгей (1х1 МВА).



Уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена. Капитальные затраты на реализацию рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведены в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3. Капитальные затраты на реализацию рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей	
	Базовые цены (01.01.2015)	Текущие цены (2019)
Строительство РП 110 кВ Артык	98,18	130,67
Строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Дrajное	1412,39	1802,51
ПС 110 кВ Дrajное	371,17	494,03
ПС 35 Оймякон	79,38	105,65
ВЛ 35 кВ Дrajное – Оймякон	1084,53	1658,73
ПС 35 кВ Куйдусун	79,38	105,65
ВЛ 35 кВ Оймякон – Куйдусун	433,81	663,49
ПС 35 кВ Орто-Балаган	79,38	105,65
ВЛ 35 кВ Оймякон – Орто-Балаган	879,67	1345,42
ПС 35 Ючюгей	79,38	105,65
ВЛ 35 кВ Оймякон – Ючюгей	554,31	847,80
<b>Итого</b>	<b>5151,57</b>	<b>7365,25</b>

### **3.6. Рекомендации по выполнению дополнительных исследований, проектных работ в части перспективного развития электроэнергетики республики**

В настоящем разделе рассмотрены проблемные вопросы развития электрических сетей 110 кВ и выше, балансовой ситуации по электрической мощности и энергии. Мероприятия, предложенные в данном разделе, не являются предложениями для включения в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики. Для решения проблемных вопросов необходимо выполнение дополнительных, детальных обосновывающих работ с разработкой различных вариантов и оценкой экономической эффективности.

#### ***Присоединение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям 220 кВ ЕНЭС России***

В настоящее время Талаканская ГТЭС используется для покрытия собственных нужд Талаканского НГКМ и электроснабжения прочих потребителей (НПС-10 и т.д.). Фактически максимум нагрузок составляет 86 МВт, избыток 58 МВт. Неиспользуемый избыток мощности Талаканской ГТЭС в 2023 составит 13,9 МВт.

Баланс мощности Талаканской ГТЭС на 2018 - 2023 гг. приведен в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1. Балансы мощности Талаканского НГКМ, МВт

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Талаканская ГТЭС*	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
<b>Потребность (собственный максимум), в т.ч.</b>	<b>86,0</b>	<b>91,0</b>	<b>116,8</b>	<b>120,9</b>	<b>125,1</b>	<b>130,1</b>
Талаканское НГКМ (собственные нужды)	64,0	64,5	78,4	82,5	86,7	91,7
Сторонние потребители, в т.ч.	22,1	26,5	38,4	38,4	38,4	38,4
ООО «Транснефть-Восток»	19,4	24,1	36,0	36,0	36,0	36,0
ПАО «МТС»	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
ЗАО НК «Дулисьма»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ОАО «Аэропорт Сургут»	0,565	0,558	0,558	0,558	0,558	0,558
АО «Верхнечонскнефтегаз»	2,1	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>58,0</b>	<b>53,0</b>	<b>27,2</b>	<b>23,1</b>	<b>18,9</b>	<b>13,9</b>

\* - без учета прочих генерирующих мощностей Талаканского НГКМ

Для подключения Талаканской ГТЭС необходимо строительство ПС 220/110 кВ ПС 220 кВ Талаканская в районе Талаканской ГТЭС с подключением по схеме «заход-выход» к ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1 (2) протяженностью 1-2 км. Присоединение Талаканской ГТЭС к ПС 220 кВ Талаканская предусмотреть по двум ВЛ 110 кВ Талаканская ГТЭС – Талаканская. Резервные ячейки на РУ 110 кВ Талаканской ГТЭС имеются.

Предполагаемая схема подключения Талаканской ГТЭС к сетям ЕНЭС РФ приведена на рисунке 3.6.1.

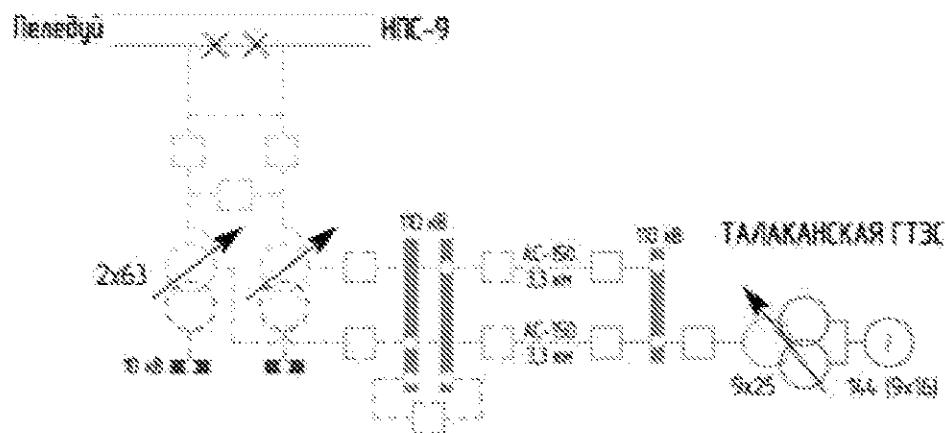


Рисунок 3.6.1. Схема подключения Талаканской ГТЭС

Для обоснования целесообразности и эффективности присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям необходима разработка технико-экономического обоснования строительства ПС 220 кВ Талаканская и проработка схемы выдачи мощности Талаканской ГТЭС с оценкой режимно-балансовой ситуации и тарифных последствий.

### *Развитие сетей 110-220 кВ в направлении Майя – Хандыга – Джебарики-Хая с дальнейшим объединением с Магаданской энергосистемой*

В настоящее время электроснабжение потребителей в направлении ПС 110 кВ Хандыга и ПС 110 кВ Джебарики-Хая осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью около 600 км, при нормативе не более 150 км при двухстороннем электроснабжении ПС. К указанной ВЛ подключено 9 ПС 110 кВ.

Энергоснабжение указанного энергоузла является ненадежным. Электроснабжение подстанций 110 кВ по тупиковым одноцепным ВЛ 110 кВ не допускается в соответствии с методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281. В 2022 году к ПС 110 кВ Хандыга планируется подключение ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданнинская с ПС 110 кВ Нежданнинская, необходимые для электроснабжения одного из крупнейших месторождений золота.

Для обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей энергоузла необходимо развитие электрических сетей рассматриваемого района. В утвержденной приказом Минэнерго России от 09.09.2015 № 627 СиПР ЕЭС России на 2015 - 2021 гг. предусматривалось строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга протяженностью около 350 км и ПС 220 кВ Хандыга мощностью 2х63 МВА с вводом в 2021 г. В настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга с ПС 220 кВ Хандыга исключено из утвержденной Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 годы и не предусмотрено в проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 - 2025 гг. (находится на утверждении в Министерстве энергетики РФ).

От Магаданской энергосистемы для электроснабжения Тарынского рудного поля и населенных пунктов юга Оймяконского района Республики Саха (Якутия) предусмотрено развитие электрических сетей 35-110 кВ. После завершения строительства указанных объектов расстояние между электрическими сетями Республики Саха (Якутия) и Магаданской энергосистемой составит ориентировочно 270 км. Карта-схема электрических сетей рассматриваемого района приведена на рисунке 3.6.2.

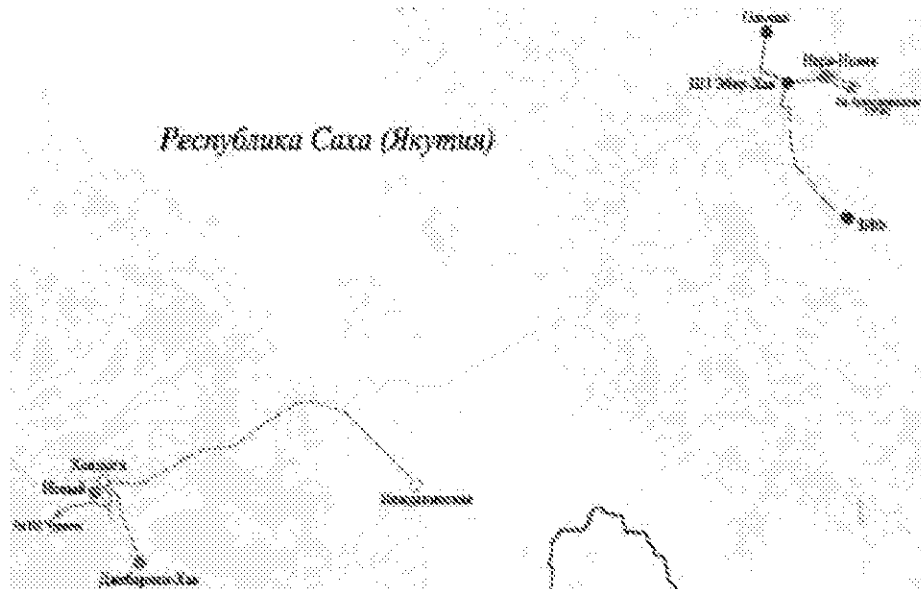


Рисунок 3.6.2 – Карта-схема электрических сетей рассматриваемого района

Учитывая развитие электрических сетей в указанных районах, актуальным является выполнение предпроектной работы по схеме развития электрических сетей 110-220 кВ с рассмотрением целесообразности объединения Якутской энергосистемы с Магаданской энергосистемой, имеющей в составе Каскад Колымских ГЭС со значительными холостыми сбросами в связи с отсутствием потребителей электрической энергии.

### ***Развитие электрической сети 110-220 кВ в узле Сунтар – Нюрба – Вилюйск – Якутск***

В настоящее время электроснабжение потребителей в направлении ПС 110 кВ Вилюйск осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью около 400 км. К указанным ВЛ подключено 7 ПС 110 кВ. Энергоснабжение указанного энергоузла является ненадежным, что подтверждено результатами расчетов электрических режимов.

Для обеспечения надежного электроснабжения указанного энергоузла в утвержденной приказом Минэнерго России от 09.09.2015 № 627 СиПР ЕЭС России на 2015-2021 гг. предусматривалось строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба протяженностью около 160 км и ПС 220 кВ Нюрба мощностью 2х63 МВА с вводом в 2017. В настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Сунтар – Нюрба отсутствует в утвержденной Схеме и программе развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг. и не предусмотрено в Проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 - 2025 гг. (находится на утверждении в Министерстве энергетики РФ). Проектирование ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба выполнено ООО «Премьер-Энерго» в 2012 году, имеется положительное заключение государственной экспертизы.

Учитывая, что строительство одноцепных ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба и ПС 220 кВ Сунтар – Нюрба необходимо для надежного электроснабжения существующих потребителей и осуществления подключения перспективных потребителей рекомендуется добавить данный объект в СиПР ЕЭС России со сроком ввода в 2022 году.

Кроме неудовлетворительной надежности электроснабжения потребителей указанного района в аналогичном положении находятся потребители ПС 110 кВ Магарассы, ПС 110 кВ Бердигестях ЦЭР. Учитывая перспективную привлекательность соединения по ВЛ 220-110 кВ ЗЭР и ЦЭР по Северному направлению Сунтар – Нюрба – Вилюйск – Бердигестях – Якутск, в том числе для решения социальных задач, требуется разработка комплексной программы развития электрических сетей 110-220 кВ Северной части Якутской энергосистемы для объединения ЗЭР и ЦЭР по данному маршруту с перспективой на 10-15 лет. В предлагаемой работе следует рассмотреть целесообразность сооружения малой электростанции на газе в районе Вилюйска. Данная электростанция является актуальной в связи с возникающим дефицитом электроэнергии в ЗЭР с 2019 года.

### **3.7. Варианты повышения надежности электроснабжения потребителей**

В настоящем разделе приведен план Правительства Республики Саха (Якутия) по комплексному развитию электрических сетей 110 кВ и выше с учетом повышения надежности существующих потребителей и необходимости дальнейшего социально-экономического развития районов Республики Саха (Якутия).

Предложенные схемы внешнего электроснабжения потребителей являются предварительными и должны быть уточнены в рамках процедуры технологического присоединения к электрическим сетям с учетом величины максимальной мощности энергопринимающих устройств, динамики изменения

потребления мощности и анализа перспективной режимно-балансовой ситуации энергорайона, в котором планируется осуществить технологическое присоединение.

### 3.7.1. Электроснабжение Нюрбинского района

В настоящее время электроснабжение Нюрбинского и Верхневиллойского районов Республики Саха (Якутия) осуществляется по одноцепному транзиту Сунтар – Вилюйск протяженностью 397,1 км. Транзит Сунтар – Вилюйск выполнен на деревянных опорах и введен в эксплуатацию в 1971 г. Техническое состояние деревянных опор транзита Сунтар – Вилюйск приведено в таблице 3.7.1. Существующая принципиальная схема электрических сетей 110 кВ и выше Нюрбинского и Верхневиллойского районов приведена на рисунке 3.7.1.

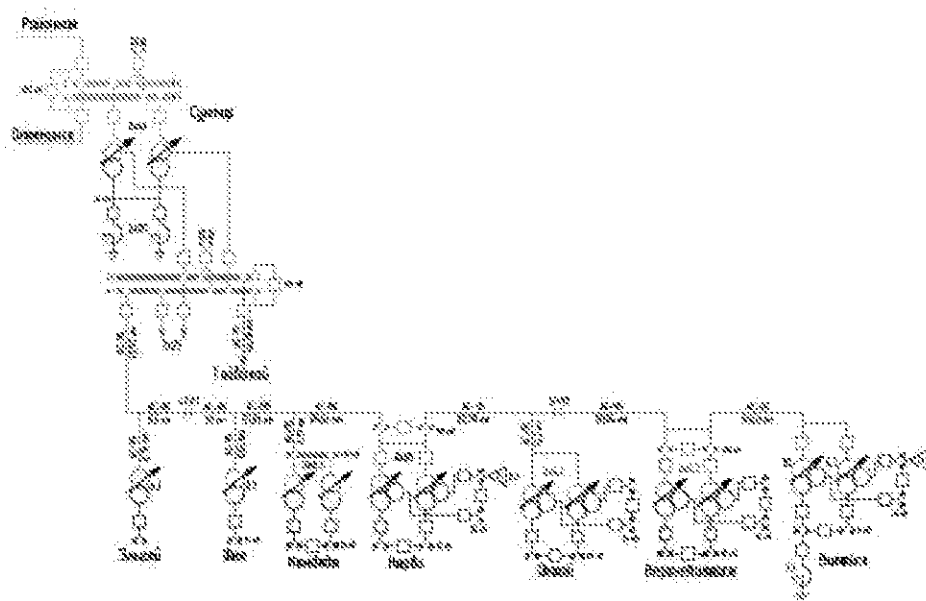


Рисунок 3.7.1. Принципиальная схема электрических сетей Нюрбинского и Верхневиллойского районов

Таблица 3.7.1. Техническое состояние деревянных опор ВЛ 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск

Диспетчерское наименование	Состояние деревянных опор, шт.				
	Отл.	Хор.	Норм.	Неуд.	Всего
Л-104 ВЛ 110кВ "Сунтар-Нюрба-Вилюйск"	1215	568	359	702	2844
Тоже в %	42,72	19,97	12,62	24,68	

К транзиту Сунтар – Вилюйск подключены семь ПС 110 кВ: ПС 110 кВ Эльгяй, ПС 110 кВ Шея, ПС 110 кВ Кюндядя, ПС 110 кВ Нюрба, ПС 110 кВ Онхой, ПС 110 кВ Верхневиллойск, ПС 110 кВ Вилюйск. Срок службы, мощность и количество трансформаторов приведено в таблице 3.7.2.

Таблица 3.7.2. Перечень ПС 110, подключенных к транзиту Сунтар – Вилюйск

Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Срок эксплуатации ПС на 01.01.2018., лет
ПС 110 кВ Эльгяй	110/10	1х6,3	25

Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Срок эксплуатации ПС на 01.01.2018., лет
ПС 110 кВ Шея	110/10	1х6,3	42
ПС 110 кВ Кюндядя	110/10	2х6,3	39
ПС 110 кВ Нюрба	110/35/10	2х25	43
ПС 110 кВ Онхой	110/35/10	2х6,3	36
ПС 110 кВ Верхневиллойск	110/35/10	2х6,3	35
ПС 110 кВ Виллойск	110/35/6	1х6,3; 1х10	31

Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба – Виллойск с проводом АС-95 составляет 288 А.

Для обеспечения надежного электроснабжения указанного энергоузла в утвержденной приказом Минэнерго России от 09 сентября 2015 г. № 627 СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы предусматривалось строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба протяженностью около 160 км и ПС 220 кВ Нюрба мощностью 2х63 МВА с вводом в 2017 г. В настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Сунтар – Нюрба не предусмотрено в Схеме и программе развития ЕЭС России на 2019 - 2025 гг. При этом проектирование ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба выполнено ООО «Премьер-Энерго» в 2012 году, имеется положительное заключение государственной экспертизы. Согласно СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы на ПС 220 кВ Сунтар предусмотрена установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 7 Мвар и увеличение трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунтар (установка на ПС 220 кВ Сунтар ЗАТ мощностью не менее 63 МВА). Наличие вышеуказанных мероприятий требуется уже в текущей схеме.

При этом, в СиПР ЕЭС России не учитывается необходимость повышения надежности электроснабжения существующих потребителей Нюрбинского района, электроснабжение которых осуществляется по одной ВЛ 110 кВ.

На основании вышеуказанного и учитывая необходимость комплексного развития электрических сетей на долгосрочную перспективу требуется строительство ВЛ 220 кВ Сунтар-Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба.

Принципиальная схема электрических сетей 110 кВ и выше Нюрбинского и Верхневиллойского районов приведена на рисунке 3.7.2.

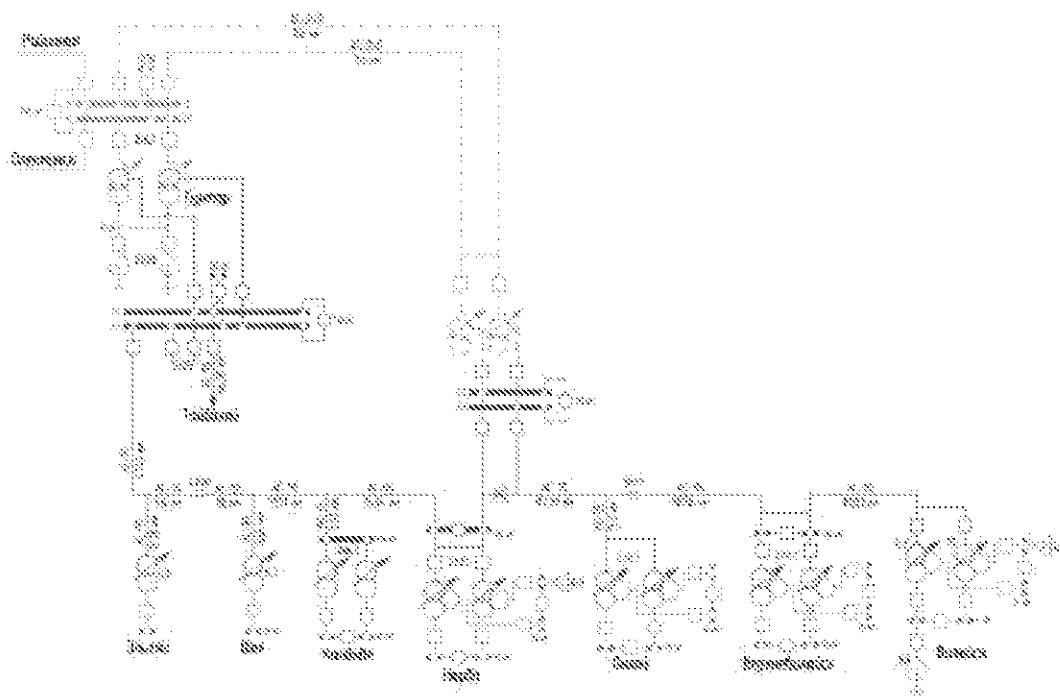


Рисунок 3.7.2. Принципиальная схема электрических сетей Нюрбинского и Верхневиллойского районов

Капитальные затраты приведены в таблице 3.7.3.

Таблица 3.7.3. Капитальные затраты

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей	
	Базовые цены (01.01.2015)	Текущие цены (2019)
Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар	61,98	82,49
Строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба	3454,37	4597,77
Строительство ПС 220 кВ Нюрба	693,81	898,05
	<i>Итого без НДС</i>	<i>5578,32</i>

Капитальные затраты на реализацию составляют 5578,32 млн рублей.

Сооружение ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба позволит повысить надежность электроснабжения существующих потребителей, снизить потери мощности, обеспечить дальнейшее развитие рассматриваемых районов и вывести из эксплуатации аварийные ДЭС с соответствующей ежегодной экономией топлива.

### 3.7.2. Электроснабжение Амгинского района

В настоящее время электроснабжение потребителей Амгинского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга (Л-41) и ВЛ 35 кВ Амга – Покровка – Бологур (Л-42) суммарной протяженностью 147,04 км. На ПС 110 кВ Сулгачи установлены два трансформатора по 6300 кВА каждый. ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга – Покровка – Бологур введена в 1979 г. и выполнена на деревянных опорах. К транзиту 35 кВ Сулгачи – Бологур подключены ПС 35 кВ Михайловка (1000 кВА), ПС 35 кВ Абага (1000 кВА), ПС 35 кВ Бетюнь (1000 кВА), ПС 35 кВ ДЭС

Амга (2x4000+1600 кВА), ПС 35 кВ Амга (2500+4000 кВА), ПС 35 кВ Бологур (2x1000 кВА), ПС 35 кВ Покровка (630 кВА).

Существующая принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 3.7.3.

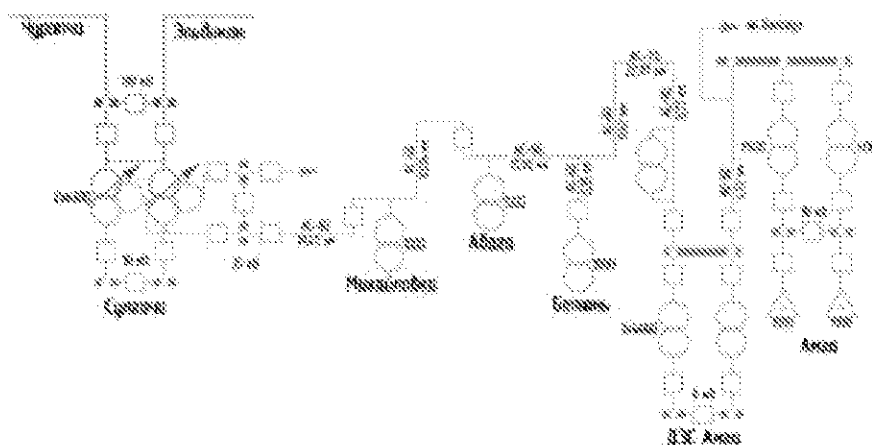


Рисунок 3.7.3. Принципиальная схема электрических сетей Амгинского района

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 3.7.4.

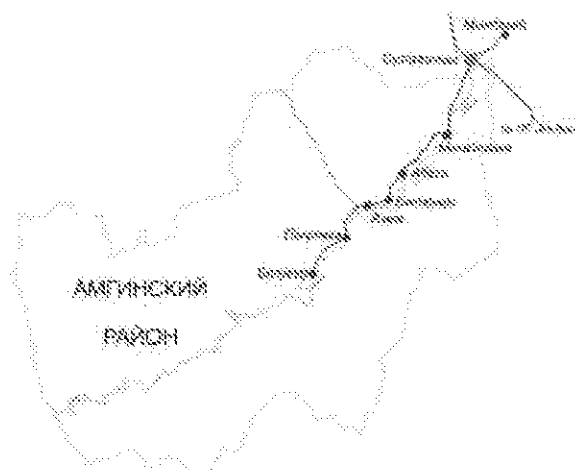


Рисунок 3.7.4. Карта-схема электрических сетей Амгинского района

При отключении (ремонте) одного трансформатора на ПС 110 кВ Сулгачи нагрузка оставшегося составляет 60 А, что превышает номинальный ток установленных трансформаторов (31,6 А) на 28,4 А (189 %). Возможность переключения части нагрузки по сети низкого напряжения и резервирование ПС отсутствуют. Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) перегрузка масляных трансформаторов по току на 90 % допускается не более 10 минут. При отключении (ремонте) трансформатора мощностью 4000 кВА на ПС 35 кВ Амга нагрузка оставшегося трансформатора мощностью 2500 кВА в работе составляет 69 А, что превышает номинальный ток установленных трансформаторов (41 А) на 28 А (168 %). Возможность переключения части нагрузки по сети низкого напряжения и резервирование ПС отсутствуют. Согласно правилам технической эксплуатации

(ПТЭ) перегрузка масляных трансформаторов по току на 75 % допускается не более 25 минут.

Для надежного электроснабжения Амгинского района целесообразно выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга протяженностью 92 км.
2. Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой 2 трансформаторов мощностью 10 МВА каждый.
3. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Амга к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 4 выключателей 35 кВ: 1 линейный, СВ, 2 выключателя ИРМ.
4. Установка ИРМ 35 кВ на ПС 110 кВ Амга.
5. Замена трансформаторов 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Сулгачи на трансформаторы мощностью 2х16 МВА.
6. Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи на 3 линейные ячейки с приведением к типовой схеме 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 3.7.5, карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района – на рисунке 3.7.5.

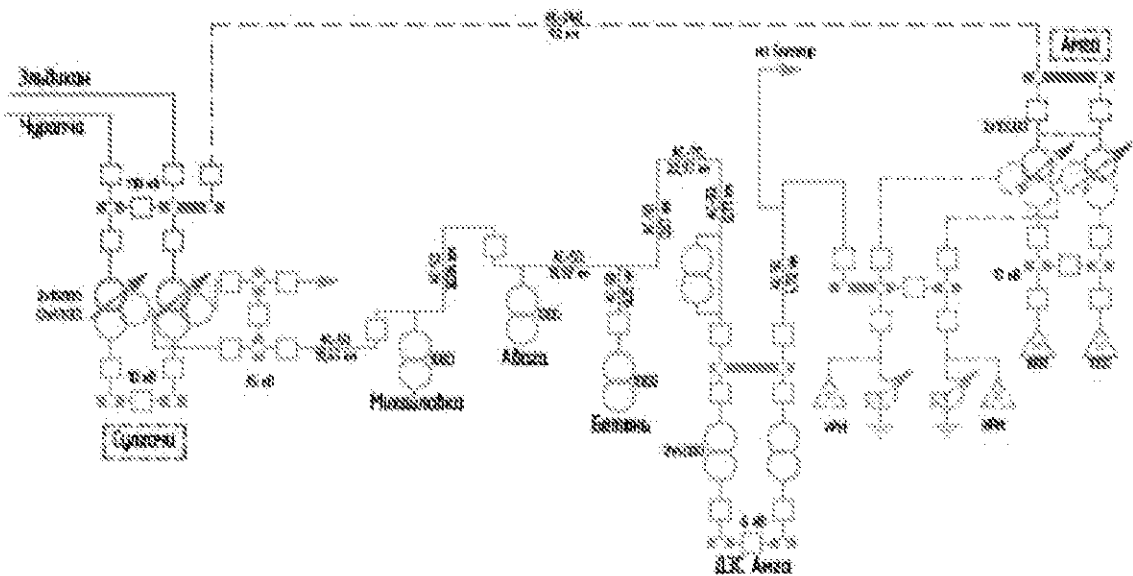


Рисунок 3.7.5. Принципиальная схема электрических сетей Амгинского района



Рисунок 3.7.6. Карта-схема электрических сетей Амгинского района

Капитальные затраты приведены в таблице 3.7.4.

Таблица 3.7.4. Капитальные затраты

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей	
	Базовые цены (01.01.2015)	Текущие цены (2019)
Одноцепная ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга	1287,72	1712,96
Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ	303,41	403,83
Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Сулгачи	225,73	300,44
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи	174,45	232,20
	<i>Итого без НДС</i>	
		2650,43

Капитальные затраты на реализацию составляют 2650,43 млн рублей.

### **3.7.3 Развитие электрических сетей 110 кВ для электроснабжения Намского района**

В настоящее время электроснабжение потребителей Намского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Намцы – Хатырык (Л-32) протяженностью 32,68 км, ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Намцы с отпайкой на ПС 35 кВ Хомустах (Л-37) протяженностью 60,07 км, ВЛ 35 кВ Кангалассы – Намцы с отпайкой на ПС 35 кВ Хомустах (Л-39) протяженностью 75,72 км. На ПС 110 кВ Радиоцентр и ПС 110 кВ Кангалассы установлены трансформаторы с мощностью по 2х10 МВА. Мощность ПС 35 кВ составляет: ПС 35 кВ Хатырык – 2х1 МВА, ПС 35 кВ Хомустах – 2х4 МВА, ПС 35 кВ Намцы – 2х4 МВА.

Существующая принципиальная схема приведена на рисунке 3.7.7. Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района приведена на рисунке 3.7.7.

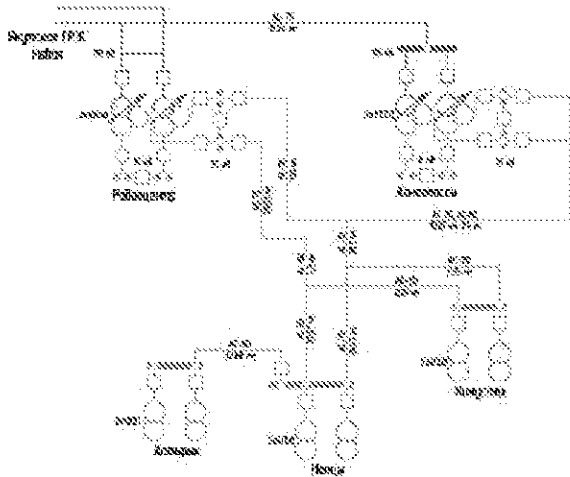


Рисунок 3.7.7. Принципиальная схема электрических сетей Намского района



Рисунок 3.7.8. Карта-схема электрических сетей Намского района

Для повышения надежности электроснабжения Намского района предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Реконструкция ПС 35 кВ Намцы с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой двух трансформаторов мощностью 2x10 МВА.

2. Строительство ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы протяженностью 60 км.

3. Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Радиоцентр до схемы 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 4 выключателей 110 кВ: 3 линейных, СВ.

4. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Намцы к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 5 выключателей 35 кВ: 2 линейных, 2 выключателя ИРМ, СВ.

5. Установка ИРМ 35 кВ на ПС 110 кВ Намцы.

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района для варианта 2 приведена на рисунке 3.7.9.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района для варианта 2 приведена на рисунке 3.7.10.

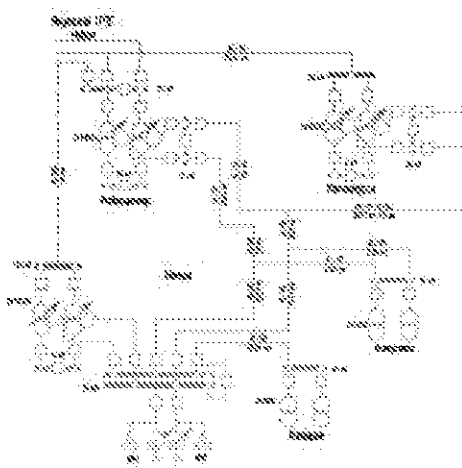


Рисунок 3.7.9. Принципиальная схема электрических сетей Намского района



Рисунок 3.7.10. Карта-схема электрических сетей Намского района (вариант 2)  
Капитальные затраты на реализацию варианта 2 приведены в таблице 4.7.5.

Таблица 4.7.5. Капитальные затраты на реализацию варианта 2

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015)	Текущие цены (2018)	
Одноцепная ВЛ 110 кВ Радиоцентр-Намцы	792,78	1055,19	1245,12
Реконструкция ПС 35 кВ Намцы с переводом на напряжение 110 кВ	308,81	411,03	485,01
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Радиоцентр	193,11	257,02	303,29
	<i>Итого без НДС</i>		2033,42

### 3.8 Прогноз развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в силу их высокой капиталоемкости на современном этапе и в ближайшей перспективе могут эффективно использоваться только в зоне децентрализованного электроснабжения.

Основная цель применения ВИЭ – сокращение расхода дизельного топлива, снижение затрат на его завоз и использование. Республика Саха (Якутия) обладает

значительным потенциалом возобновляемых природных энергоресурсов, позволяющих эффективно применять их на объектах локальной энергетики. В этой связи применение возобновляемых источников энергии является крайне актуальным.

В ноябре 2018 г. была построена ВЭС в п. Тикси Булунского улуса с мощностью 900 кВт (3 установки по 300 кВт). В 2019 г. планируется ее ввод в строй. В 2020 г. планируется ввод ДЭС мощностью 3 МВт и системы аккумулирования электроэнергии для совместной работы с ВЭС в составе единого ветродизельного комплекса с автоматизированной системой управления производством и распределением энергии.

В 2018 г. в республике функционировало 22 возобновляемых энергоисточника суммарной мощностью 1657 кВт, из них: 21 солнечных электростанций (СЭС) суммарной мощностью 1617 кВт и 1 ветроэлектростанция (ВЭС) мощностью 40 кВт (таблица 3.8.1).

Структура суммарной мощности по типам возобновляемых энергоисточников на начало 2019 г. приведена на рисунке 3.8.1.

Таблица 3.8.1. Существующие возобновляемые энергоисточники (состояние 2018)

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего, в том числе:		1621	
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
Жиганский	Столбы	10	2015
	Кыстатыам	40	2017
Кобяйский	Батамай	60	2011
	Себян-Кюель	50	2017
Оймяконский	Ючогей	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
Верхневиллойский	Юрэн	3	2016
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Ветроэлектростанции, всего		40	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
<b>ИТОГО</b>		<b>1661</b>	

Источник: данные АО «Сахаэнерго» (Приложение 2.3)

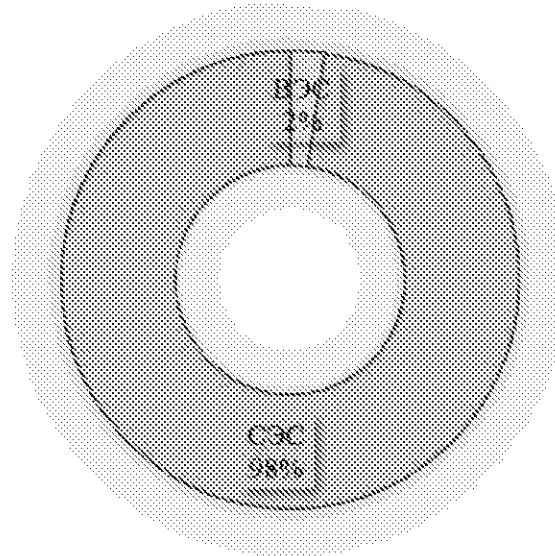


Рисунок 3.8.1. Структура суммарной мощности возобновляемых источников энергии (на начало 2019 г.)

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками в 2018 г. составила 1343 тыс. кВт·ч. За рассматриваемый период выработка электроэнергии увеличилась в 10 раз за счет интенсивного ввода солнечных электростанций в 2015 суммарной мощностью 1,1 МВт (таблица 3.8.2).

Таблица 3.8.2. Динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	Год					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	140,4	134,4*	183,1*	950,8	1066,4	1343,1

Примечание – \*выработка электроэнергии СЭС в с. Тойон-Ары и с. Юрэн учтена с 2016 после передачи их на баланс АО «Сахаэнерго».

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2013-2018 гг. (Приложение 2.3)

Согласно инвестиционной программе АО «Сахаэнерго» в рассматриваемый период ввод новых энергетических объектов на ВИЭ не предусмотрен, включая мини-ГЭС. В будущем, возможно, расширение ВЭС в п. Тикси и строительство новой ВЭС в п. Черский.

Все энергетические объекты на ВИЭ размещены в улусах, электроснабжение которых осуществляют подразделения АО «Сахаэнерго» (рисунок 3.8.1).

В 2019 г. и далее выработка электроэнергии ВИЭ оценивается порядка 3,6 млн кВт·ч, из них 2,25 млн кВт·ч ВЭС и 1,35 млн кВт·ч СЭС. Значительное увеличение выработки электроэнергии в рассматриваемый период связано с вводом ВЭС в п. Тикси.

### 3.9 Потребность электростанций и котельных в топливе

Основными видами топлива на тепловых электростанциях является природный газ средневилюйского месторождения (ЦРЭС) и каменный уголь южно-

якутского угольного бассейна (ЮЯРЭС). Текущее потребление природного газа на ТЭС оценивается на уровне 973 тыс.т.у.т., каменного угля – 1530 тыс.т.у.т. Прогноз потребления топлива составлен на базе прогнозов выработки электрической и тепловой энергии электростанциями с учетом пиковых котельных в их составе, предоставленных генерирующими компаниями, а также при условиях максимальной загрузки генерирующих мощностей. Ожидаемый объем потребления каменного угля на электростанциях оценивается на уровне 1,4 – 1,5 млн т.у.т. в год, максимальное потребление оценивается на уровне 1,54 млн т.у.т (рис.3.9.1). В прогнозируемом периоде ожидается рост потребления природного газа, обусловленное ростом тепловых нагрузок и расширением зоны обслуживания тепловых сетей электростанций в Якутске. Объем потребления природного газа к 2023 г. по данным генерирующих компаний достигнет 1,2 млн т.у.т., при условиях максимальной загрузки генерирующих мощностей – более 1,7 млн т.у.т.(рис. 3.9.2).



Рисунок 3.9.1. Прогноз ожидаемого и максимального потребления каменного угля на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия)

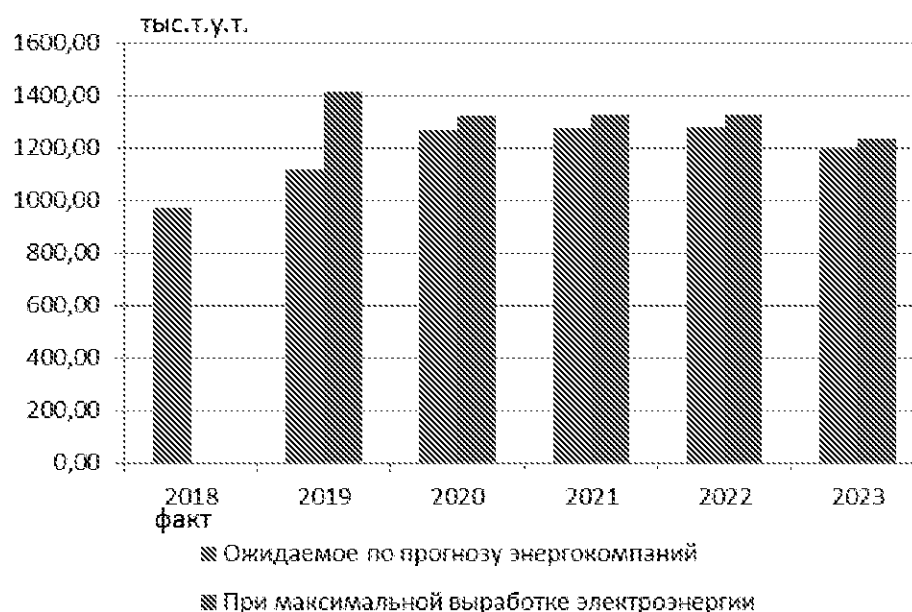


Рисунок 3.9.2. Прогноз ожидаемого и максимального потребления природного газа на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Среди автономных источников энергии крупными потребителями природного газа являются мощности ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЯТЭК» и планируемые к строительству ГТУ-ТЭЦ на Чаюдинском месторождении (ООО «Газпром Добыча Ноябрьск»). Крупными потребителями дизельного топлива являются АО «Сахаэнерго», ОАО «Эльгауголь», АК «АЛРОСА» (ПАО), ООО «Якутская генерирующая компания».

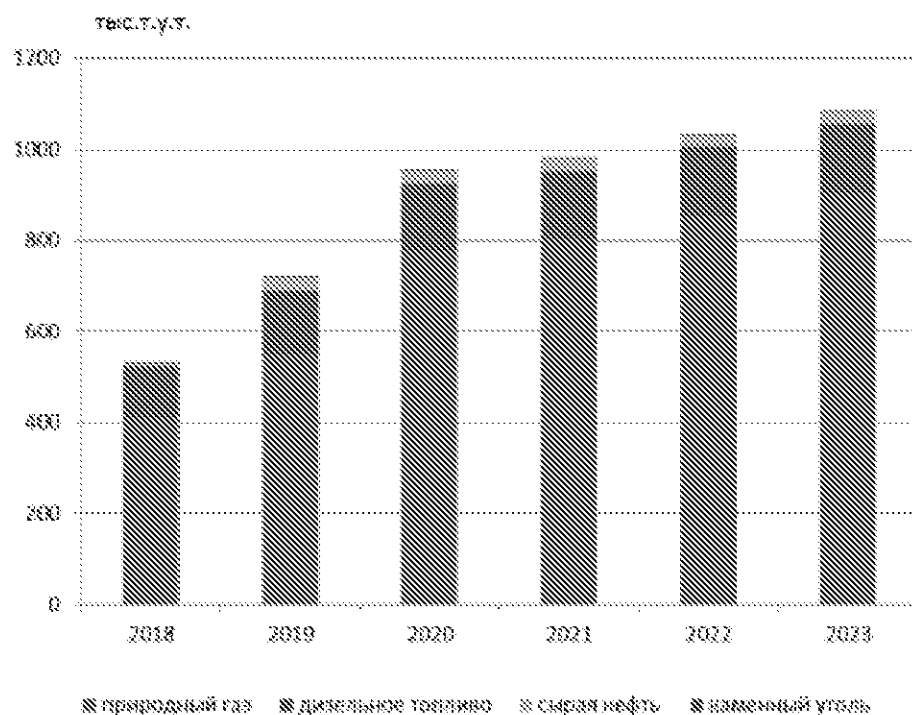


Рисунок 3.9.3. Прогноз потребления топлива автономными тепловыми электростанциями крупных предприятий.

Суммарное потребление топливных ресурсов на автономных тепловых электростанциях республики к концу периода ожидается на уровне 1 млн т.у.т. Основной прирост обусловлен вводом двух ГТУ-ТЭЦ при разработке Чаяндинского НГКМ.

### **3.10 Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Саха (Якутия) с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)**

Согласно статье 2 Федерального закона «О теплоснабжении» схема теплоснабжения объекта содержит 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 № 190-ФЗ (в ред. от 01.05.2016) «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 Российской Федерации от 22.02.2012 № 154.

По состоянию на 27 февраля 2019 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 г.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 г., утвержденной постановлением окружной администрации города Якутска от 03.03.2014 № 34п и актуализированной версией на 2019 г., утвержденной постановлением Окружной администрации города Якутска от 13.04.2018 г. № 113п, учитывается:

- строительство ЯГРЭС-2, 2016 - 2017 гг.;
- строительство 2-ой очереди ЯГРЭС-2, 2019 - 2024 гг.;
- строительство пиковой водогрейной котельной на ЯГРЭС в 2018 г.;
- 2-ая очередь строительства ЯГРЭС Новая со сроком реализации 2019 - 2023 гг.;
- строительство тепловых сетей от ЯГРЭС-2 до котельных 2, 3, 4 кварталов;
- реконструкция котельной «Лермонтова 200» в период с 2017 по 2022 гг.;
- реконструкция котельной «Покровский тракт 4 км» с переключением потребителей котельных «ЯПАП», «ЯМРО СХТ», «Красильникова 9», 2019 - 2022 гг.;
- реконструкция котельной «Чернышевского, 60» с переключением потребителей котельной «3 школа», 2016 - 2019 гг.;
- строительство блочно-модульной котельной «ДЭУ», 2019 - 2020 гг.;

- строительство блочно-модульной котельной «Холбос», 2017-2018 гг.;
- строительство блочно-модульной котельной «Школа-интернат», 2020-2021 гг.;
- строительство блочно-модульной котельной «Абырал», 2017 г.;
- строительство котельной «Деткомбинат», 2018 - 2019 гг.;
- строительство блочно-модульной котельной КРС, 2017 г.;
- строительство отдельно стоящих блочно-модульных котельных с переключением отдаленных потребителей, подключенных к котельной «ЯМРО СХТ», 2023 - 2024 гг.;
- строительство квартальной котельной в квартале 68 с последующим переключением объектов квартала 68, имеющих индивидуальные источники теплоснабжения, 2024 - 2032 гг.;
- реконструкция котельной «Радиоцентр», 2024 - 2032 гг.
- строительство котельных, сетей тепловодоснабжения в квартале «Европейский», 2030 г.;
- строительство котельных, сетей тепловодоснабжения в квартале «Сатал», 2020 г.;
- строительство котельных, сетей тепловодоснабжения в квартале «Северный», 2030 г.;
- строительство котельных, сетей тепловодоснабжения в квартале «Тускул», 2030 г.;
- строительство котельных, сетей тепловодоснабжения в квартале «Покровский тракт 14-17 км», 2027 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 соответствие с данными генеральных планов, документов территориального развития поселений, инвестиционными программами предприятий сферы ЖКХ.

### **3.11. 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 15,2 млн Гкал в 2019 до 16,3 млн Гкал в 2023 г. Увеличение производства тепловой энергии в 2023 г. составит 6,8 % по сравнению с уровнем 2019 г. Уровень потерь тепловой энергии при этом незначительно вырастет с 21,0% в 2019 до 21,5% в 2023, что свидетельствует о необходимости энергоснабжающим предприятиям при разработке и актуализации программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2023 г. по типам источников приведена в таблице 3.11.1.

Таблица 3.11.1. Прогноз производства тепловой энергии в республике, млн Гкал

Показатель	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Производство тепловой энергии, всего, в том числе:	15,21	15,59	16,02	15,99	16,25
электростанции	4,28	4,46	4,73	4,93	5,03
котельные	10,50	10,72	10,87	10,64	10,80
электробойлерные	0,37	0,35	0,35	0,35	0,35
ТУУ и прочие	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Источник: данные компаний – см. Приложение к разделу 3.10; оценки ИФТПС СО РАН.

За рассматриваемый период в структуре производства тепловой энергии в республике предполагаются некоторые изменения. Производство тепла электростанциями региона в период с 2019 до 2023 гг. увеличится на 17,5%, при этом доля тепловой энергии, производимой путем когенерации, будет держаться на уровне 0,07%. Динамика производства тепла котельными в перспективе различна: к середине периода наблюдается некоторое увеличение объемов производства, в дальнейшем после небольшого спада увеличение до уровня 2020 - 2021 гг.

При этом доля производства тепловой энергии котельными незначительно уменьшится с 69,0% в 2019 г. до 66,5% в 2023 г. При этом доли производства тепловой энергии электробойлерных, теплоутилизационных установками и прочих источников энергии в общей структуре производства составят 2,2% и 0,4% соответственно.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2023 г. представлена на рисунке 3.11.1.

Для рассмотрения предложений по модернизации крупных систем теплоснабжения муниципальных образований республики в таблице 3.10.2 представлен более детальный прогноз на период до 2023 г. производства тепловой энергии электростанциями крупных генерирующих компаний.

Основным мероприятием по модернизации системы централизованного теплоснабжения Якутска является вывод мощностей на Якутской ГРЭС, ввод в эксплуатацию Якутской ГРЭС Новая и пиковой водогрейной котельной новой станции с суммарной установленной мощностью 469 Гкал/ч. Вывод мощностей Якутской ГРЭС начался в 2018 г., в итоге к концу рассматриваемого периода установленная тепловая мощность станции составит 311 Гкал/ч.

Ввод в эксплуатацию первой очереди Якутской ГРЭС Новая и пиковой водогрейной котельной на площадке Якутской ГРЭС позволит покрыть возможный дефицит мощности в связи с закрытием теплоисточников. Кроме того, 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.

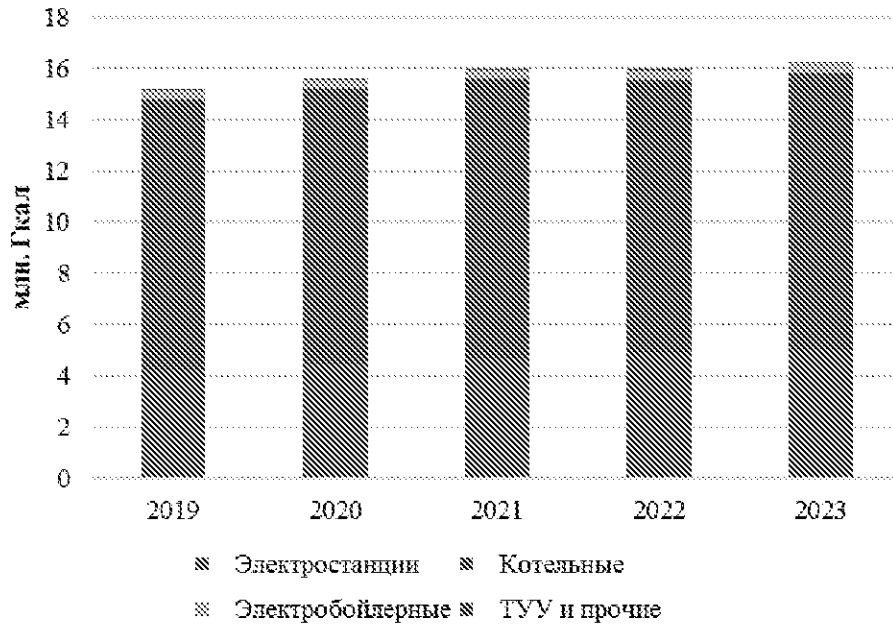


Рисунок 3.11.1. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2023 г.

Таблица 3.11.2. Прогноз производства тепловой энергии на электростанциях крупных генерирующих компаний республики, тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Производство тепловой энергии электростанциями, всего	4734,3	4932,4	5028,7	5041,3	5051,9
в том числе:					
ПАО "Якутскэнерго"	2583,0	2773,3	2855,8	2868,4	2879,0
ЯТЭЦ	850,0	869,0	874,9	880,8	885,8
ЯГРЭС	984,0	985,3	991,9	998,6	1004,2
ЯГРЭС Новая	749,0	919,0	989,0	989,0	989,0
АО "Сахаэнерго"	61,3	61,3	61,3	61,3	61,3
ОАО "ДГК"	2029,6	2037,5	2051,2	2051,2	2051,2
Нерюнгринская ГРЭС	1737,7	1745,5	1759,3	1759,3	1759,3
Чульманская ТЭЦ	291,9	291,9	291,9	291,9	291,9
ГТУ ТЭЦ Чайандинское НКМ	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5

Источник: данные компаний, оценка ИФТПС СО РАН.

Вышеописанная модернизация систем теплоснабжения муниципальных образований республики влечет за собой изменения установленной тепловой мощности источников республики. В таблице 3.11.3 представлены вводы и выходы тепловой мощности на энергоисточниках республики в период до 2023 г.

Таблица 3.11.3. Ввод/вывод тепловой мощности на энергоисточниках республики

Показатель	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Ввод/вывод тепловой мощности, всего, Гкал/ч	316,8				-50
Электростанции					
ЯГРЭС	-87				-50
ГТУ-ТЭЦ Чаяндинское НКМ	103,8				
Котельные					
ПВК Якутской ГРЭС-1	300				

### 3.12. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований республики

Протяженность тепловых сетей в республике в 2017 г. составила 4063,2 км, в 2018 г. оценивается в 4059 км, причем 82,9% из них распределительные сети диаметром до 200 мм. Согласно статистическим данным (формы Росстата 1-ТЕП) износ тепловых сетей в 2017 г. не превысил 12%, в действительности фактический уровень износа выше.

Основная доля эксплуатируемых тепловых сетей принадлежит ГУП «ЖКХ РС(Я)» (свыше 40%) и АО «Теплоэнергосервис» (свыше 12%). При этом износ тепловых сетей по данным теплоснабжающих компаний составляет у ГУП «ЖКХ РС(Я)» - 17%, АО «Сахаэнерго» - 8%, АО «ДГК» - 1%, АО «ДСК» - 22%, АО «Теплоэнергия» - 28 %, ООО «ПТВС» - 22%, АК «АЛРОСА» (ПАО) - 8%.

Данные по протяженности тепловых сетей различной ведомственной принадлежности представлены в таблице 3.12.1.

Таблица 3.12.1. Протяженность тепловых сетей (по состоянию 2018 г.)

Предприятие, ведомство	Протяженность тепловых сетей, км		
	Всего	из них:	
		магистральные	внутриквартальные
ПАО «Якутскэнерго»	233,5	114,6	119,0
АО «Сахаэнерго»	24,5	3,3	21,2
ОАО «ДГК»	276,2	109,0	167,2
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	1792,3	153,9	1638,4
АО «Теплоэнергосервис»	500,8	21,1	479,8
АО «Теплоэнергия»	163,5	18,7	144,8
АК «АЛРОСА» (ПАО)	148,7	22,3	126,4
ООО «ПТВС»	251,3	63,6	218,5
ООО «Ленское ПТЭС»	198,7	32,5	166,1
АО «ДСК»	15,1	3,3	11,8
ФКП «Аэропорты Севера»	15,3	0	15,3
Прочие ведомства*	439,1	127,7	280,5
Всего*	4059	670	3389

Источник: данные предприятий (Приложения к разделу 2)

\* Оценка ИФТПС СО РАН

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. Деревянные короба, в которые уложены некоторые трубопроводы с изоляцией из древесной стружки, подвергаются воздействию атмосферных осадков, что является негативным фактором.

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.

Объемы перекладки тепловых сетей, необходимые для поддержания нормального их функционирования, представлены в таблице 3.12.2.

Увеличение протяженности тепловых сетей к 2023 г. составит около 0,5%, однако данные приведены без учета их строительства на новых источниках 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 «Ленское ПТЭС» и др.) в период с 2019 по 2023 гг. строительство новых тепловых сетей составит 16,6 км, модернизация существующих тепловых сетей – 145,9 км. В соответствии с представленной динамикой замены тепловых сетей уровень износа возрастет до 16,3 %.

Таблица 3.12.2. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на 5-летний период

Показатель	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Протяженность тепловых сетей, км, всего</b>	<b>4062,2</b>	<b>4065,4</b>	<b>4063,4</b>	<b>4065</b>	<b>4071,4</b>
<b>Строительство новых тепловых сетей, км</b>	<b>8,23</b>	<b>2,03</b>	<b>1,6</b>	<b>12,6</b>	<b>0,4</b>
в том числе:					
АО «ДСК»	1,25	0,43	0,58	0,63	0,40
АО «Теплоэнергия»	1,07	0,02	0	6,20	0
ПАО «ЯТЭК»	1,00	0	0	0	0
АО «Теплоэнергосервис»	4,91	1,58	1,02	5,77	0
<b>Модернизация существующих тепловых сетей, км</b>	<b>27,76</b>	<b>31,46</b>	<b>25,93</b>	<b>28,73</b>	<b>33,43</b>
в том числе:					
ПАО «Якутскэнерго»	2,57	2,39	2,75	2,61	2,54
АО «Сахаэнерго»	2,04	4,00	3,30	3,00	3,00
АО «Теплоэнергия»	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
ООО Ленское ПТЭС	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
ООО №ПТВС»	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
АО «ДПК»	2,42	2,61	3,06	3,55	0
АО «Теплоэнергосервис»	8,80	10,90	5,30	8,00	16,41
АО «ДСК»	0,45	0,28	0,24	0,29	0,20
ПАО «ЯТЭК»	0,90	0,70	0,70	0,70	0,70
<b>Износ тепловых сетей, %</b>	<b>12,3</b>	<b>12,6</b>	<b>13,6</b>	<b>15</b>	<b>16,3</b>

Источник: данные предприятий (Приложения к разделу 2)

В связи с этим необходимо рекомендовать энергоснабжающим предприятиям при разработке и актуализации программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.

### 3.13. Сводный перечень мероприятий, рекомендованных к реализации в период 2019-2023 годы

Перечень объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше разработан на основе:

- схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг., утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121;
- проекта Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2019 - 2025 гг.;
- технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС»;
- расчетов режимов работы основной электрической сети, выполненных в разделе 3.2.1 настоящей СиПР;
- перечня электросетевых объектов, направленных на устранение «узких мест», приведенных в разделе 3.2.3 настоящей СиПР;
- перечня мероприятий, предусмотренных Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА), приведенного в разделе 3.2.3 настоящей СиПР;
- информации ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК».

Оценка прогнозных объёмов капитальных вложений в сооружение объектов электросетевого хозяйства выполнена с разбивкой по собственникам. 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 2019 г. осуществлен с применением индекса 1,075225 в соответствии с приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380. Объемы капитальных вложений приведены в таблице 3.13.1.

Таблица 3.13.1. Объемы инвестиций в сооружение объектов электросетевого хозяйства в соответствии с мероприятиями, предусмотренными проектом Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы и ТУ на ТП

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб с НДС					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
<i>ПАО "Якутскэнерго"</i>									
1	Реконструкция ПС 110 кВ Мохооголлох (замена трансформатора 3Т)	25 МВА	2019	20,80					20,80
2	Реконструкция ПС 35 кВ Марха (перевод на напряжение 110 кВ)	32 МВА	2019	318,91					318,91
3	Установка ИРМ мощность 68 Мвар на ПС 220 кВ Айхал	68 Мвар	2020 <sup>1</sup>		517,82				517,82
4	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с отпаечными ВЛ 110 кВ	2x10 МВА 4,5 км	2021			581,58			581,58
5	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хандыга на одну линейную ячейку	1 ячейка 110 кВ	2022				43,89		43,89
<i>Итого ПАО "Якутскэнерго"</i>				<b>339,71</b>	<b>517,82</b>	<b>581,58</b>	<b>43,89</b>	<b>0,00</b>	<b>1483,00</b>

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб с НДС					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
<b>МИЗО РС (Я)</b>									
6	Увеличение трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунгар (установка на ПС 220 кВ Сунгар 3АТ мощностью не менее 63 МВА) <sup>2</sup>	63 МВА	2020	368,30					368,30
7	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунгар мощностью не менее 7 Мвар <sup>3</sup>	7 Мвар	2020	149,25					149,25
<b>Итого МИЗО РС (Я)</b>				<b>517,55</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>517,55</b>
<b>АО "ДРСК"</b>									
8	Строительство ПС 110 кВ КС-4	2x10 МВА	2019	548,40					548,40
9	Строительство двух ВЛ 110 кВ НПС-18 - КС-4 ориентировочной протяженностью 2x7 км	2x7 км							
10	Строительство ПС 220 кВ КС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	2x10 МВА	2019	329,07					329,07
11	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 0,6 км (2x0,3 км)	2x0,3 км							
12	Строительство ПС 220 кВ КС-5 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	2x10 МВА	2020	306,31	257,68				563,99
13	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Нагорный ориентировочной протяженностью 0,1 км (2x0,05 км)	2x0,05 км							
<b>Итого АО "ДРСК"</b>				<b>1183,78</b>	<b>257,68</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1441,46</b>
<b>ПАО "ФСК ЕЭС"</b>									
14	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй - РП Полюс на напряжение 220 кВ с сооружением заходов на ПС 220 кВ Сухой Лог (2 км) <sup>4</sup>	2 км	2019	-					0,00
15	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 2 <sup>4</sup>	262 км	2019	-					0,00
16	Строительство ПС 220 кВ Сухой Лог трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА) <sup>4</sup>	2x125 МВА	2019 2020	-					0,00
17	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 протяженностью 14 км (2x7 км), строительство ПП 220 кВ Амга	2x7 км	2019	1549,53					1549,53
18	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-11 с увеличением трансформаторной мощности	2x40 МВА	2019	75,81					75,81

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб с НДС					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
	на 30 МВА до 80 МВА								
19	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	2x40 МВА	2019	159,70					159,70
20	Реконструкция ПС 220 кВ Нижний Куранах с заменой двух трансформаторов 35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора мощностью 16 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 12 МВА)	2x16 МВА	2019	36,03					36,03
21	Реконструкция ПС 220 кВ Олекминск с увеличением трансформаторной мощности на 15 МВА, замена существующих трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	2x40 МВА	2019	280,95					280,95
22	Реконструкция ПС 220 кВ Городская с установкой ШР 63 Мвар	63 Мвар	2019	429,90					429,90
23	Расширение ПС 220 кВ Пеледуй (для технологического присоединения ВЛ 220 кВ Пеледуй-Сухой Лог №1, №2)	2 ячейки 220 кВ	2019	257,29					257,29
24	Сооружение ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олекминск - КС-2	2x10 МВА 2x24,6 км	2019	876,81					876,81
25	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 17,6 км (2x8,8 км), строительство ПП 220 кВ Нагорный	2x8,8 км	2020		1648,63				1648,63
26	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	2x10 МВА	2020						
27	Строительство заходов от существующей ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1 ориентировочной протяженностью 12,4 км	2x6,2 км	2020	754,79	309,12				1063,91
28	Строительство ПП 220 кВ Нюя	-	2022				1605,74		1605,74
29	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 (1x4 км)	4x1 км	2022				122,91		122,91
30	Установка второго трансформатора мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Эльгауголь и средств компенсации реактивной мощности 150 Мвар (2xШР-25 Мвар, 4xБСК-25 Мвар)	1x125 МВА, 2xШР-25 Мвар, 4xБСК-25 Мвар	2022	189,42	3668,56				3857,98

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб с НДС					
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого
31	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №2 ориентировочной протяженностью 272 км	272 км							
<b>Итого ПАО "ФСК ЕЭС"</b>				<b>4610,23</b>	<b>5626,31</b>	<b>0,00</b>	<b>1728,65</b>	<b>0,00</b>	<b>11965,19</b>
<b>АО "РНГ"</b>									
32	Газопоршневая электростанция АО "РНГ" на 12,4 МВт	12,4 МВт 2х24,6 км	2020						-
<b>Итого АО "РНГ"</b>				<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>АО "Горно-обогатительный комплекс "Денисовский"</b>									
33	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	2х5 км	2019	107,80					107,80
34	Строительство ПС 110 кВ Комсомольская	2х16 МВА	2019	529,30					529,30
35	Реконструкция ПС 110 кВ Дежневская с заменой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора мощностью не менее 25 МВА каждый	2х25 МВА	2019	167,96					167,96
<b>Итого АО "Горно-обогатительный комплекс "Денисовский"</b>				<b>805,06</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>805,06</b>
<b>ОАО ГМК "Тимир"</b>									
36	Строительство ПС 110 кВ Тимир	16 МВА	2019	312,26					312,26
37	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимыр - Тимир	7 км	2019	111,28					111,28
<b>Итого ОАО ГМК "Тимир"</b>				<b>423,54</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>423,54</b>
<b>АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»</b>									
38	Строительство ПС 110 кВ Нежданнинская	2х25 МВА	2022				973,80		973,80
39	Строительство ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданнинская	261 км					4156,68		4156,68
<b>Итого АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»</b>				<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>5130,48</b>	<b>0,00</b>	<b>5130,48</b>
<b>ООО «Газпром добыча Ноябрьск»</b>									
40	Строительство ПС 220 кВ Чаянда трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)	2х63 МВА	2022				1709,00		1709,00
41	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Нюя – Чаянда I цепь, II цепь ориентировочной протяженностью 149 км (2х74,5 км)	2х74,5 км					3353,88		3353,88
42	Строительство электростанции ЭСН УКПГ-3 с КРУ 10 кВ с установкой шести газотурбинных установок установленной (максимальной) мощностью	72 МВт							-

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб с НДС					
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого
	12 МВт каждая								
43	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 с установкой шести трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	6x16 МВА					1292,87		1292,87
44	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Чаюнда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2x0,5 км	2x0,5 км					16,98		16,98
45	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА	2x40 МВА					528,07		528,07
46	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 №1, №2								-
<b>Итого ООО «Газпром добыча Ноябрьск»</b>				<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>6900,80</b>	<b>0,00</b>	<b>6900,80</b>
<b>ИТОГО по Республике Саха (Якутия)</b>				<b>7879,87</b>	<b>6401,81</b>	<b>581,58</b>	<b>13803,82</b>	<b>0,00</b>	<b>28667,08</b>

1 – в соответствии с ИП ПАО «Якутскэнерго» выполнение данных объемов работ предусматривается в период 2021-2023 гг..

2 - в настоящее время собственником ПС 220 кВ Сунтар является Министерство имущественных и земельных отношений РС(Я). Отнесение затрат на ПАО «Якутскэнерго» станет возможным после передачи имущества в собственность компании и определения источников финансирования мероприятий;

3 - мероприятие необходимо актуализировать по результатам сравнительного анализа нескольких вариантов с технико-экономическим обоснованием;

4 - не учтено в объеме Республики Саха (Якутия)

Таблица 3.13.2. Объемы инвестиций в сооружение объектов электросетевого хозяйства в соответствии с мероприятиями, формируемыми на основании перечня «узких мест»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации <sup>1</sup>	Инвестиции, млн руб					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
<b>МНЭО РС(Я)</b>									
1	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная - Сунтар) и ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар - Олекминск) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар <sup>2</sup>		2019	0,71					0,71
<b>Итого ПАО «Якутскэнерго»</b>				<b>0,71</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,71</b>
<b>АО «Вилуйская ГЭС-3»</b>									
2	Замена трансформаторов тока (ТТ) ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная - Городская), ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная - Городская) на ПС 220 кВ Районная на ТТ с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А		2019	24,46					24,46
<b>Итого АО «Вилуйская ГЭС-3»</b>				<b>24,46</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>24,46</b>
<b>ПАО «ФСК ЕЭС»</b>									
3	Замена трансформаторов тока (ТТ) ВЛ 220 кВ НПС-13 - КС-1 на ПС 220 кВ НПС-13 на ТТ с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А		2019	6,11					6,11
<b>Итого ПАО «ФСК ЕЭС»</b>				<b>6,11</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>6,11</b>
<b>ИТОГО по Республике Саха (Якутия)</b>				<b>31,28</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>31,28</b>

1-Сроком реализации определен 2019 год в связи с тем, что узкие места это энергоузлы, недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима в которых определено при текущих расчетных условиях, и реализация мероприятий по недопущению выхода параметров из области допустимых значений необходима уже сейчас. Фактический срок реализации может отличаться от требуемого в связи с необходимостью проведения проектных работ;

2-в настоящее время собственником ПС 220 кВ Сунтар является Министерство имущественных и земельных отношений РС(Я). Отнесение затрат на ПАО «Якутскэнерго» станет возможным после передачи имущества в собственность компании и определения источников финансирования мероприятий;

Таблица 3.13.3. Объемы инвестиций в сооружение объектов электросетевого хозяйства в соответствии с перечнем мероприятий, предусмотренных Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА)

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации <sup>1</sup>	Инвестиции, млн руб					
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого
<i>МИЗО РС (Я)</i>									
<i>ПС 220 кВ Сунтар</i>									
1	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АЛАР	2019	2,75					2,755
2	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АПВ УС	2019	0,06					0,061
3	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Районная-Сунтар)	АПВ УС	2019	0,06					0,061
4	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ПРД/ПРМ	2019	4,48					4,482
5	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ПРД	2019	2,64					2,635
6	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ВЧ	2019	10,60					10,602
7	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ВЧ	2019	10,60					10,602
8	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
9	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
10	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Сунтар)	УТМ	2020		5,34				5,344
<i>Итого МИЗО РС (Я)</i>				<b>31,20</b>	<b>13,84</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>45,04</b>
<i>ЦАО "Якутскэнерго"</i>									
<i>Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2</i>									
11	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2)	АОПЧ	2019	0,00					0,000
12	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (ВЛ – 201))	АПВ УС	2019	0,06					0,061
13	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (ВЛ – 202))	АПВ УС	2019	0,06					0,061
14	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМПР	2019	0,06					0,061

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации <sup>1</sup>	Инвестиции, млн руб					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
15	Модернизация автоматики АЧВР (хозяйственным способом)	АЧВР	2019	0,00					0,000
16	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Каскад Вилпойских ГЭС 1, 2)	УОГ	2020		0,78				0,777
17	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ПРД	2020		2,64				2,635
18	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ПРД	2020		2,64				2,635
19	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ВЧ	2020		10,60				10,602
20	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ВЧ	2020		10,60				10,602
21	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная (Л-201))	ПРД/ПРМ	2020		4,48				4,482
22	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЧ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202))	ПРД/ПРМ	2020		4,48				4,482
<b>ПС 220 кВ Айхал</b>									
23	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (шины 220 кВ)	УОН	2020		0,78				0,777
24	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ПРМ	2020		2,83				2,834
25	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ПРМ	2020		2,83				2,834
26	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ПРД	2020		2,64				2,635
27	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ПРД	2020		2,64				2,635
28	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ВЧ	2020		10,60				10,602
29	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ВЧ	2020		10,60				10,602
30	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ВЧ	2020		10,60				10,602
31	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ВЧ	2020		10,60				10,602
<b>ПС 220 кВ ГПП-6</b>									
32	Микропроцессорный комплекс	УОН	2020		0,78				0,777

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации <sup>1</sup>	Инвестиции, млн руб					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
	локальной противоаварийной автоматики (шины 220 кВ)								
33	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики	АОСН	2020		0,78				0,777
34	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ПРМ	2020		2,83				2,834
35	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ПРМ	2020		2,83				2,834
36	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ВЧ	2020		10,60				10,602
37	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ВЧ	2020		10,60				10,602
<b>ПС 110 кВ Табага</b>									
38	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Майя – Табага I, II цепь)	АОПО	2021			5,51			
<b>Итого ПАО "Якутскэнерго"</b>				<b>0,18</b>	<b>118,77</b>	<b>5,51</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>118,95</b>
<b>ПАО "ФСК ЕЭС"</b>									
<b>ПС 220 кВ Олекминск</b>									
39	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	-	2019	14,88					14,881
40	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	-	2019	14,88					14,881
41	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	-	2019	14,88					14,881
42	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242)	-	2019	14,88					14,881
43	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243, Л-244))	АРПМ	2019	4,25					4,250
44	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245) и ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АРПМ	2019	4,25					4,250
45	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243))	АЛАР	2019	2,75					2,755
46	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ	АЛАР	2019	2,75					2,755

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации <sup>1</sup>	Инвестиции, млн руб					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
	Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244))								
47	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245))	АЛАР	2019	2,75					2,755
48	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АЛАР	2019	2,75					2,755
49	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ПРД/ПРМ	2019	4,48					4,482
50	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ПРД/ПРМ	2019	4,48					4,482
51	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ВЧ	2019	10,60					10,60
52	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ВЧ	2019	10,60					10,60
53	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
54	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
55	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Олекминск)	УТМ	2020		5,34				5,344
<b>ПС 220 кВ НПС-13</b>									
56	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	-	2019	14,88					14,881
57	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246)	-	2019	14,88					14,881
58	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245))	АЛАР	2019	2,75					2,755
59	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	АПВ УС	2019	0,06					0,061
60	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	АПВ УС	2019	0,06					0,061
61	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ПРД/ПРМ	2019	4,48					4,482
62	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ПРД/ПРМ	2019	4,48					4,482
63	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ВЧ	2019	10,60					10,602

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации <sup>1</sup>	Инвестиции, млн руб					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
64	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ВЧ	2019	10,60					10,602
65	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
66	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2020		4,25				4,250
67	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-13)	УТМ	2020		5,34				5,344
<b>ПС 220 кВ Городская</b>									
68	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	АПВ УС	2019	0,06					0,061
69	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	АПВ УС	2019	0,06					0,061
70	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248)) (ВОЛС и ВЧ)	ПРД/ПРМ	2019	2,84					2,839
71	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231)) (ВОЛС и ВЧ)	ПРД	2019	2,63					2,634
72	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ВЧ, ВОЛС	2019	10,60					10,602
73	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ВЧ, ВОЛС	2019	10,60					10,602
74	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
75	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
76	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
77	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
78	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Городская)	УТМ	2020		5,34				5,344
<b>ПС 220 кВ НПС-12</b>									
79	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ПРД/ПРМ	2019	2,84					2,839
80	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ПРД/ПРМ	2019	2,65					2,645
81	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-	ВЧ	2019	10,60					10,602

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации <sup>1</sup>	Инвестиции, млн руб					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
	13 (Л-246))								
82	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ВЧ, ВОЛС	2019	10,60					10,602
83	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ФОЛ	2020		4,25				4,250
84	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
85	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
86	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ДМ	2020		0,06				0,061
87	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-12)	УТМ	2020		5,34				5,344
<b>ПС 220 кВ КС-1</b>									
88	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2020		4,25				4,250
89	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ФОЛ	2020		4,25				4,250
90	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ПРД/ПРМ	2020		4,48				4,482
91	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ПРД/ПРМ	2020		2,64				2,635
92	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ВЧ	2020		10,60				10,602
93	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ВЧ	2020		10,60				10,602
94	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ КС-1)	УТМ	2020		5,34				5,344
<b>Итого ПАО "ФСК ЕЭС"</b>				<b>225,50</b>	<b>110,36</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>335,86</b>
<b>АО "Вилуйская ГЭС-3"</b>									
<b>ПС 220 кВ Районная</b>									
95	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ПРМ	2019	2,84					2,839
96	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231)) (ВОЛС и ВЧ)	ПРМ	2019	2,84					2,839
97	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ВЧ	2019	10,60					10,602
98	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ВЧ, ВОЛС	2019	10,60					10,602
99	Микропроцессорный комплекс	АПНУ	2020		8,50				8,501

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации <sup>1</sup>	Инвестиции, млн руб					Итого
				2019	2020	2021	2022	2023	
	локальной противоаварийной автоматики (ПС 220 кВ Районная)								
100	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
101	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
102	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ФОЛ	2020		4,25				4,250
103	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ДМ	2020		0,06				0,061
104	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная Л-201))	ПРД/ПРМ	2020		4,48				4,482
105	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЧ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202))	ПРД/ПРМ	2020		4,48				4,482
106	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Районная)	УТМ	2020		5,34				5,344
<i>Светлинская ГЭС</i>									
107	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Светлинская ГЭС)	АЧВР	2020		0,78				0,777
<i>Итого АО "Вилуйская ГЭС-3"</i>				<b>26,88</b>	<b>36,40</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>63,28</b>
<i>АО "Якутская ГРЭС-2"</i>									
108	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Якутская ГРЭС Новая)	УОГ	2020		0,78				0,777
109	Система мониторинга переходных процессов (Якутская ГРЭС Новая)	СМПР	2019	0,06					0,061
<i>Итого АО "Якутская ГРЭС-2"</i>				<b>0,061</b>	<b>0,777</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,839</b>
<i>АО "ДГК" Нерюнгринская ГРЭС</i>									
110	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында №1)	АЛАР	2020		2,75				2,755
111	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный)	АЛАР	2020		2,75				2,755
112	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМПР	2020		0,06				0,061
<i>Итого АО "ДГК" Нерюнгринская ГРЭС</i>				<b>0,000</b>	<b>5,571</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>5,571</b>
<i>ИТОГО по Республике Саха (Якутия)</i>				<b>283,83</b>	<b>285,71</b>	<b>5,51</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>569,54</b>

Таблица 3.13.4. Объемы инвестиций в сооружение объектов 35 кВ и выше электросетевого хозяйства по информации сетевых компаний\*

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
<i>ПАО "Якутскэнерго"</i>										
<i>Объекты 35 кВ</i>										
1	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Сунтар-2, (монтаж ячейки 35 кВ)	1 ячейка 35 кВ 0,06 км	2019	12,11					12,11	Физический износ оборудования. Акт обследования технического состояния от 12.06.2016 Приложение 3.12.1
2	Реконструкция перехода линии Л- 35-1К Хандыга-Крест-Хальджай через р. Томпо (установка повышенной металлической опоры на новом месте из-за изменения русла реки) (1,20 км)	1,2 км	2020	24,18	1,06				25,24	Замена временного перехода через реку Томпо в пролете между опорами № 241 и № 243 на переход по постоянной схеме. Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018 Приложение 3.12.2
3	Строительство подстанции 35/10 кВ Южная Нюя с воздушной линией 10 кВ (1.6 МВА. 2.0 км) с разработкой проектной документации	1,6 МВА 2 км	2020	16,90	49,39				66,29	Увеличение мощности, снижение потерь, обеспечение бесперебойности, приведение к требованиям НТД, увеличение пропускной способности. Протокол №4 технического совещания по вопросу строительства ПС 35/10 кВ "Южная Нюя". Приложение 3.12.3
4	Строительство подстанции 35/6 кВ "Сунтар-3" с воздушной линией-35 кВ (32.0 МВА, 10.60 км) с разработкой проектной документации	32 МВА 10,6 км	2021	140,25	140,36	128,25			408,86	Улучшение существующей схемы, увеличение мощности снижение потерь, повышение надежности, приведение к требованиям НТД, увеличение пропускной способности. Для разгрузки существующей ПС 35/6 кВ Сунтар-2 и питания новых потребителей. Акт технического состояния оборудования ПС Сунтар-2 от 12.06.2016 Приложение 3.12.4
5	Реконструкция подстанции 35/10 кВ "Усунь-Кель" (замена трансформатора)	6,3 МВА	2021			17,73			17,73	Программа замены силовых трансформаторов ЦЭС на период 2012-2020 г (Истечение срока службы и неудовлетворительное состояние, невозможность обеспечения качественной и надежной электроэнергии потребителям).

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого	
										Акт о результатах проверки технического состояния оборудования ПС 35/10 кВ "Усун-Кель" от 15.09.2014 Приложение 3.12.5
6	Реконструкция комплектной трансформаторной подстанции блочной-6300 кВА-35/6 кВ в п. Хандыга	6,3 МВА	2021			40,34			40,34	Инвестиционным проектом осуществляются мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, предусмотренные утвержденной программой в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и обеспечивающие достижение утвержденных целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Акт об оценке технического состояния от 16.01.2018 Приложение 3.12.6
7	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Бриндакит (замена трансформатора)	1 МВА	2021		26,40	38,15			64,55	Программа замены силовых трансформаторов ЦЭС на период 2012-2020 г (Истечение срока службы и неудовлетворительное состояние, не возможность обеспечения качественной и надежной электроэнергией потребителей и золотодобывающих предприятий п. Бриндакит Усть-Майского улуса). Акт об оценке технического состояния от 16.01.2017 Приложение 3.12.7
<b>Итого по 35 кВ</b>				<b>193,44</b>	<b>217,21</b>	<b>224,47</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>635,12</b>	
<b>Объекты 110 кВ</b>										
8	«Реконструкция подстанции 110 кВ «Хатынг – Юрях» (увеличение установленной мощности трансформаторов (25 МВА), с установкой согласующего трансформатора (2,5 МВА), заменой коммутационных аппаратов 110 кВ (11 шт.), 6 кВ (46 шт.) и ограничителей		2019	30,30						

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
	перенапряжений 110 кВ (3 комплекта), реконструкция ОРУ_110 кВ, сетей связи и комплекса телемеханизации)».									
9	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10кВ, Нижний Бестях (установка дугогасящих реакторов на 35 кВ)	-	2019	19,82					19,82	Физический и моральный износ оборудования. Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018 Приложение 3.12.8
10	Реконструкция ЗРУ 6 кВ подстанции 110/6 кВ Восточная (монтаж шкафа КРУ) Якутск		2019	1,41					1,41	Обновление электрической сети, мероприятия, направленные на снижение эксплуатационных затрат оказания услуг в сфере электроэнергетики. Акт осмотра от 06.07.2016 Приложение 3.12.9
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЛО-165 (1,16 км) с выносом за пределы пос. Алмазный (демонтаж 110 кВ - 1,16 км)	1,16 км	2019	0,00					0,00	Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017 Приложение 3.12.10
12	Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ Бердигестях (замена трансформатора) (10 МВА)	10 МВА	2019	41,61					41,61	Физический износ оборудования. Акт № 1 технического освидетельствования от 14.09.2012; Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018 Приложение 3.12.11
13	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/35/6 кВ "Мохоголлох" (1 компл.)		2019	0,98					0,98	
14	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/10 кВ "Птицефабрика" (1 компл.)		2019	0,91					0,91	
15	Установка приборов для определения мест повреждения на ВЛ 110 кВ Сунтар-Вилойск (4 шт.)		2019	10,25					10,25	
16	Установка приборов для определения мест повреждения на ВЛ 110 кВ Заря-Таас-Юрях (2 шт.)		2019	3,42					3,42	
17	Установка приборов для определения мест повреждения на ВЛ 110 кВ Чурапча-Хандыга (2 шт.)		2019	4,82					4,82	
18	Установка приборов для определения		2019	2,50					2,50	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
	мест повреждения на ВЛ 110 кВ Сулгачи-Эльдикан (1 шт.)									
19	Установка приборов для определения мест повреждения на ВЛ 110 кВ Эльдикан-Солнечный (1 шт.)		2019	2,50					2,50	
20	Установка приборов для определения мест повреждения на ВЛ 110 кВ Чурапча-Сулгачи (1 шт.)		2019	2,31					2,31	
21	Монтаж и пусконаладка оборудования Автоматизированной информационно - измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) класса напряжения 110/35/10/6 кВ на ПС ЦЭС (подключение к системе 175-ти приборов учета)		2019	4,57					4,57	
22	Монтаж и пусконаладка оборудования Автоматизированной информационно - измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) класса напряжения 110 кВ на ПС 110/6 кВ "Вилпой" (подключение к системе 2-х приборов учета)		2019	0,79					0,79	
23	Монтаж и пусконаладка оборудования Автоматизированной информационно - измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) класса напряжения 110 кВ на Якутской ГРЭС (подключение к системе 4-х приборов учета)		2019	1,55					1,55	
24	Проведение проектно - изыскательских работ для модернизации дифференциальной защиты шин 110 кВ (ДЗШ-110) и устройства резервирования при отказе выключателей 110 кВ (УРОВ-110) на ЯГРЭС		2019	3,52					3,52	
25	Проведение проектных работ для модернизации системы сбора и передачи информации (ССПИ) на Якутской ГРЭС		2019	4,91					4,91	
26	Проведение проектных работ для		2019	3,81					3,81	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
	модернизации системы сбора и передачи информации (ССПИ) на ПС 110 кВ Табага									
27	Установка системы мониторинга переходных режимов (СМПР) на Якутской ГРЭС Новая с ПИР (1 компл.)		2019	5,98					5,98	
28	Проектно-изыскательские работы по объекту "Строительство Якутской ГРЭС-2 (2-ой очереди)"		2020	228,00					228,00	
29	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Мурья (ОРУ 35 кВ, в т.ч. ячейки с коммутационной аппаратурой)	6,3 МВА	2020	4,10	21,12				25,22	Обновление электрической сети, мероприятия направленные на снижение эксплуатационных затрат оказания услуг в сфере электроэнергетики. Акт технического состояния электрооборудования ПС 110/35/10 кВ "Мурья" от 23.09.2013 Приложение 3.12.12
30	Реконструкция маслонаполненных вводов ГМЛПП-100 на высоковольтные ввода типа ГКЛП на Якутской ГРЭС (замена 7 компл.)		2020	5,17	6,52				11,69	Акт технического освидетельствования маслонаполненных вводов № 1214 от 04.08.2015 Приложение 3.12.13
31	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/35/10 кВ "Радиоцентр" (1 компл.)		2020		0,74				0,74	
32	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/35/10 кВ "Сулгачи" (1 компл.)		2020		0,52				0,52	
33	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 35/6 кВ "Марха" (1 компл.)		2020		0,69				0,69	
34	Выполнение мероприятий по уменьшению зазоров в проточной части компрессора ГТЭ 45 - 3 ГТУ Якутской ГРЭС		2020	9,22	12,31				21,53	
35	Реконструкция тиристорных разгонных устройств УР-800 № 1 УР-800 № 2 Якутской ГРЭС (замена 2 шт.)		2020	39,04	13,65				52,69	
36	Реконструкция масляных выключателей ММО и НЛД на элегазовые ВГТ-110 на Якутской ГРЭС (замена 9 шт.)		2021	7,10	7,41	20,76			35,27	Физический износ оборудования. Акт-заключение № 2 по результатам технического освидетельствования электрооборудования от 27.08.2015

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
									Приложение 3.12.14	
37	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/35/6 кВ "Хандыга" (1 компл.)		2021			0,94			0,94	
38	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/10 кВ "ДСК" (1 компл.)		2021			1,31			1,31	
39	Проведение проектно - изыскательских работ для реконструкции дизельной электростанции (планировка территории, монтаж блок-модулей, обвязка инженерных сетей) в п. Усть - Миль Усть - Майского района Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия)		2021			6,01			6,01	
40	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10кВ, Табага (Замена выключателей ВМТ на вакуумные) (8 шт.)	8 шт	2022	9,63	10,05	10,47	10,93		41,08	Физический износ оборудования. Акт осмотра от 06.06.2016 Приложение 3.12.15
41	Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ "Тойбохой", 2 этап (замена оборудования открытого распределительного устройства 35 кВ)		2022			39,89	50,50		90,39	Физический износ оборудования. Акт технического состояния электрооборудования ПС Тойбохой. Приложение 3.12.16
42	Модернизация релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств на подстанциях высокого напряжения Центрального энергорайона (12 компл.)		2022	3,98	7,13	11,79	22,57		45,47	
43	Модернизация электромагнитных блокировок разъединителей электростанций и подстанций Центрального энергорайона (16 компл.)		2022	6,50	3,73	8,25	11,79		30,27	
44	Модернизация релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств на подстанциях низкого напряжения Центрального энергорайона (14 компл.)		2022	6,65	4,91	8,27	19,43		39,26	
45	Модернизация релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств на подстанциях низкого напряжения Западного энергорайона (10 компл.)		2022	4,42	4,33	5,50	12,81		27,06	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого	
46	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/6/10 кВ "Южная" (1 компл.)		2022				0,95		0,95	
47	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 35/6 кВ "Жатай" (1 компл.)		2022				0,92		0,92	
48	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 35/6 кВ "Ой" (1 компл.)		2022				0,91		0,91	
49	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/10 кВ "Табага" (1 компл.)		2022				1,09		1,09	
50	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/35/10 кВ "Солнечная" (1 компл.)		2022				0,91		0,91	
51	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/35/6 кВ "Кангалассы" (1 компл.)		2022				0,85		0,85	
52	Установка дуговой защиты систем шин на ПС 110/6 кВ "Джебарики-Хая" (1 компл.)		2022				0,85		0,85	
53	Модернизация релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств на Якутской ГРЭС (16 компл.)		2022	3,24	4,52	2,36	14,41		24,53	
54	Модернизация релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств на Якутской ТЭЦ (4 компл.)		2022	2,25	2,49	2,36	5,34		12,44	
55	Реконструкция воздушной линии-110 кВ Л-120 "Эльдикан-Солнечный"(40,8 км)// Усть-Майский район РС(Я)	40,8 км	2023		19,50	215,52	245,85	353,24	834,11	Физический износ оборудования. Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018 Приложение 3.12.17
56	Замена трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) на ПС 110/35/10/6 кВ ЗЭС для формирования узлов учета электроэнергии (58 шт.)		2023	4,43	4,63	4,71	12,21		25,98	
<b>Итого по 110 кВ</b>				<b>479,69</b>	<b>124,25</b>	<b>338,14</b>	<b>412,32</b>	<b>353,24</b>	<b>1677,34</b>	
<b>Объекты 220 кВ</b>										
57	Реконструкция воздушной линии 220/110 кВ Л-212/131 в рамках реализации проекта "Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ "Фабрика-3"	5,128 км	2019	71,34					71,34	Физический износ оборудования. Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013; Акт технического освидетельствования

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
	(1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ" (5,128 км)									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 3.12.18
58	Выполнение работ второго этапа реализации проекта "Расширение подстанции 220 кВ Майя и строительство заходов ЛЭП Мегино - Кангаласского района Республики Саха (Якутия) для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО Якутскэнерго Республики Саха (Якутия) (двухцепных воздушных линий 110кВ - 13,16 км, двухцепной воздушной линии 35кВ - 6,03км и одноцепных воздушных линий 35кВ - 6,67км)		2019	16,68					16,68	
59	Оснащение дуговой защиты ЗРУ-10 кВ ПС 220/110/10 кВ "Мирный" (1 шт.) // Мирный Мирнинский район РС (Я)		2019	1,98					1,98	
60	Монтаж и пусконаладка оборудования Автоматизированной информационно - измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) класса напряжения 220 кВ на ПС 220/110/6 кВ "Сунгар" (подключение к системе 1-го прибора учета)		2019	0,10					0,10	
61	Монтаж и пусконаладка оборудования Автоматизированной информационно - измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) класса напряжения 220 кВ на ПС 220/35/6 кВ "Чернышевская" (подключение к системе 2-х приборов учета)		2019	0,79					0,79	
62	Модернизация системы группового регулирования активной и реактивной		2019	4,72					4,72	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
	мощности (ГРАРМ) для подключения к централизованной системе автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) на КВГЭС с ПИР									
63	Установка устройств автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ) на Каскаде Вилпойских ГЭС 1,2.		2019	8,23					8,23	
64	Установка устройств автоматического повторного включения с функцией улавливания синхронизма (АПВ УС) на Каскаде Вилпойских ГЭС 1,2. (ВЛ-201, ВЛ-202).		2019	8,23					8,23	
65	Проведение проектных работ для модернизации системы сбора и передачи информации (ССПИ) на КВГЭС-1,2		2019	0,25					0,25	
66	Установка системы мониторинга переходных режимов (СМНР) на КВГЭС с ПИР (1 компл.)		2019	6,15					6,15	
67	Установка устройств противоаварийной автоматики с функциями отключения генераторов (УОГ) на Каскаде ВГЭС-1,2 (1 компл.)		2020		3,27				3,27	
68	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)	5,092 км	2020	99,80	16,17				115,97	Физический износ оборудования. 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 3.12.18
69	Монтаж защитных ограждающих конструкций трубопроводов в рамках реализации проекта "Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ "Фабрика-3" (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ" (1 компл.)		2020		222,59				222,59	
70	Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ "Фабрика-3" (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ (монтаж ячейки на	1x16 МВА	2020		60,48				60,48	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого	
	ОРУ 110 кВ для Л-131 - 1 шт., замена трансформатора 220 кВ 1АТ х 60 МВА на ТДН 110/6 кВ х 16 МВА с уменьшением мощности; реконструкция первой секции шин ОРУ 110 кВ - 1 компл.)									
71	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.)		2020		24,40				24,40	Физический износ оборудования. Акт обследования технического состояния от 07.08.2013 Приложение 3.12.19
72	Реконструкция воздушной линии 220 кВ КВГЭС-Айхал-Удачный. 3-й этап. (7,891 км)	7,891 км	2020		61,38				61,38	Физический износ оборудования. Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017 Приложение 3.12.20
73	Оснащение дуговой защиты ЗРУ-6 кВ ПС 220/35/6 кВ "Чернышевская" (1 шт.) //п. Чернышевский Мирнинский район РС (Я)		2020		1,22				1,22	
74	Установка устройств противоаварийной автоматики с функциями отключения нагрузки (ОН) на ПС 220 кВ Айхал (1 компл.)		2020		4,81				4,81	
75	Установка устройств противоаварийной автоматики с функциями отключения нагрузки (ОН) на ПС 220 кВ ГПП-6 (1 компл.)		2020		4,81				4,81	
76	Установка устройств противоаварийной автоматики с функциями автоматического снижения напряжения (АОСН) на ПС 220 кВ ГПП-6 с ПИР (1 компл.)		2020		5,12				5,12	
77	Установка устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) для передачи управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики на ПС 220 кВ ГПП-6 (2 компл.)		2020		7,04				7,04	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого		
78	Установка устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) для передачи управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики на ПС 220 кВ Айхал (4 компл.)		2020		13,58					13,58	
79	Разработка проектной документации по реконструкции системы "водосброс-правобережное примыкание" с учетом приведения основных гидротехнических сооружений (ГТС) гидроузла КВГЭС к 1 классу по эксплуатационной безопасности		2020		44,49					44,49	
80	Установка оборудования ВЧ связи на ПС 220 кВ Айхал (4 компл.)		2020		19,65					19,65	
81	Установка оборудования ВЧ связи на ПС 220 кВ ГПП-6 (2 компл.)		2020		13,14					13,14	
82	Установка оборудования ВЧ связи на КВГЭС-1,2 (3 компл.)		2020		5,90					5,90	
83	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.)		2021			43,17				43,17	Физический износ оборудования. Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013; Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС "Фабрика-3" Присоединений:
84	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.)		2021			10,12				10,12	трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013; Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017 Приложение 3.12.18
85	Реконструкция подстанции 220/110/10 кВ Мирный, 1-ый этап (замена фундаметов сооружений открытого распределительного устройства 220 кВ, замена оборудования открытого		2022		55,31	76,81	93,97			226,09	Физический износ оборудования. Акт обследования технического состояния от 07.08.2013 Приложение 3.12.19

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
	распределительного устройства 220 кВ) с разработкой проектной документации									
86	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.)		2022				31,00		31,00	Физический износ оборудования. 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 3.12.18
87	Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ "Вилой" в рамках реализации проекта "Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ "Фабрика-3" (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ" (установка оборудования телемеханики и связи - 1 компл.)		2022				8,70		8,70	
88	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				7,35		7,35	
89	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						0,00	
90	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				10,23		10,23	
91	Мероприятия по групповому регулированию реактивной мощности (УШРиБСК) Л-203, Л-204, Л-205, Л-206, Л-207, Л-208		2023				1184,24		1184,24	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого	
92	Реконструкция воздушной линии 220 кВ КВГЭС-Айхал-Удачный. 4-й этап. (99,3 км) с ПИР	99,3 км	2024	53,71	128,69	452,32	751,15	784,2	2170,07	Физический износ оборудования. Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017 Приложение 3.12.20
<i>Итого по 220 кВ</i>				<b>271,98</b>	<b>692,05</b>	<b>582,42</b>	<b>2086,64</b>	<b>784,20</b>	<b>4417,29</b>	
<i>Итого ПАО "Якутскэнерго"</i>				<b>945,11</b>	<b>1033,51</b>	<b>1145,03</b>	<b>2498,96</b>	<b>1137,44</b>	<b>6729,75</b>	
<i>АО "ДРСК"</i>										
93	Строительство ПС 35/10 кВ Промзона с трансформаторной мощностью 20 МВА	20 МВА	2020	192,39	12,09				204,48	Обеспечение энергоснабжением существующей инфраструктуры Томмотского энергоузла после ввода в эксплуатацию ПС 220 кВ Томмот, выполнение ТУ ПАО "ФСК ВЭС". Снижение эксплуатационных затрат, снижение потерь. Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 Приложение 3.12.22
94	Реконструкция ВЛ-35 кВ Алексеевск – Укулан (Л-18) в части захода на ПС Промзона, протяженность 0,184 км	0,184 км	2020	3,47	1,51				4,98	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 Приложение 3.12.22
95	Строительство 2-х цепной ВЛ 35 кВ в габарите 110 кВ ПС 220 кВ Томмот- ПС 35 кВ Промзона, протяженность 5,133 км	5,133 км	2020	41,82	14,61				56,43	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 Приложение 3.12.22
96	Модернизация ПС 110/35/10 кВ 24 км с установкой трансформаторов собственных нужд 35/0,4 кВ - 2 шт., демонтажем силовых трансформаторов	-	2020		30,59				30,59	Дата ввода ПС – 1967. Износ оборудования составляет 100%. В связи с изменением конфигурации сети после ввода ПС 220 кВ Томмот и ухода от

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
	ТМТ-6300/110 - 2 шт., демонтажем оборудования и металлоконструкций ОРУ-110 кВ, КРУН-10 кВ и оборудования ПС 110/35/6 кВ ТДЭС									напряжения 110 кВ в заданном энергоузле, требуется реконструкция ПС 110 кВ с переводом в РП 35 кВ, демонтажем оборудования 10-110 кВ. 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 3.12.23
97	Модернизация ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с установкой РП 35 кВ - 1 шт., устройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,05 км, демонтажем участков ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/6 ТДЭС до опоры № 32 протяженностью 3,2 км и отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 – ТДЭС протяженностью 9,6 км	0,05 км	2020		4,39				4,39	В связи с планируемым переводом электроснабжения Томмотского узла на напряжение 35 кВ от ПС 220 кВ Томмот и демонтажем ПС 110 кВ ТДЭС отпадает необходимость: - в существующих ВЛ 110 кВ на участках от ПС 110 кВ ТДЭС до опоры № 32 и отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 (используемой на напряжение 110 кВ) до ПС 110 кВ ТДЭС протяженностью 3,2 км и 9,6 км соответственно, а также ВЛ 35 кВ ТДЭС-Алексеевск протяженностью 1,2 км; - в ПС 110 кВ 24 км с сохранением ОРУ 35 кВ, к которому подключена ВЛ 35 кВ 24 км – Блльмах для устройства РП 35 кВ. Ввиду параллельного следования участка ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с ВЛ 35 кВ Алексеевск – 24 км целесообразно сохранение данного участка ВЛ 110 кВ с переключением его на напряжение 35 кВ и устройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 24 км. Техническими службами филиала были приняты следующие решения : 1. Провести реконструкцию ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с установкой РП 35 кВ - 1 шт., устройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,018 км, демонтажем участков ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/6 ТДЭС до опоры № 32

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
										<p>протяженностью 3,2 км и отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 – ТДЭС протяженностью 9,6 км.</p> <p>2. Провести реконструкцию ВЛ 35 кВ Алексеевск - Укулан с установкой реклоузера 35 кВ - 1 шт.</p> <p>3. Провести реконструкцию ВЛ 35 кВ 24 км- Алексеевск с переустройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,05 км и демонтажем ВЛ 35 кВ Алексеевск -ТДЭС протяженностью 1,2 км</p> <p>4. Провести реконструкцию ПС 110/35/10 кВ 24 км с установкой трансформаторов собственных нужд 35/0,4 кВ - 2 шт., демонтажем силовых трансформаторов ТМТ-6300/110 - 2 шт., демонтажем оборудования и металлоконструкций ОРУ-110 кВ, КРУН-10 кВ и оборудования ПС 110/35/6 кВ ТДЭС.</p> <p>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 3.12.23</p>
98	Модернизация ВЛ 35 кВ Алексеевск - Укулан с установкой реклоузера 35 кВ	-	2020		4,31				4,31	<p>Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 Приложение 3.12.22</p>
99	Модернизация ВЛ 35 кВ 24 км- Алексеевск с переустройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,05 км и демонтажем ВЛ 35 кВ Алексеевск -ТДЭС протяженностью 1,2 км	0,05 км	2020		0,77				0,77	<p>В связи с планируемым переводом электроснабжения Томмотского узла на напряжение 35 кВ от ПС 220 кВ Томмот и демонтажем ПС 110 кВ ТДЭС отпадает необходимость:</p> <p>- в существующих ВЛ 110 кВ на участках от ПС 110 кВ ТДЭС до опоры № 32 и</p>

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта
				2019	2020	2021	2022	2023	
									<p>отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 (используемой на напряжение 110 кВ) до ПС 110 кВ ТДЭС протяженностью 3,2 км и 9,6 км соответственно, а также ВЛ 35 кВ ТДЭС-Алексеевск протяженностью 1,2 км;</p> <p>- в ПС 110 кВ 24 км с сохранением ОРУ 35 кВ, к которому подключена ВЛ 35 кВ 24 км – Блльмах для устройства РП 35 кВ.</p> <p>Ввиду параллельного следования участка ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с ВЛ 35 кВ Алексеевск – 24 км целесообразно сохранить данный участок ВЛ 110 кВ с переключением его на напряжение 35 кВ и устройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 24 км.</p> <p>Техническими службами филиала были приняты следующие решения :</p> <p>1. Провести реконструкцию ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с установкой РП 35 кВ - 1 шт., устройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,018 км, демонтажем участков ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/6 ТДЭС до опоры № 32 протяженностью 3.2 км и отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 – ТДЭС протяженностью 9.6 км.</p> <p>2. Провести реконструкцию ВЛ 35 кВ Алексеевск - Укулан с установкой реклоузера 35 кВ - 1 шт.</p> <p>3. Провести реконструкцию ВЛ 35 кВ 24 км- Алексеевск с переустройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0.05 км и демонтажем ВЛ 35 кВ Алексеевск -ТДЭС протяженностью 1.2 км</p> <p>4. Провести реконструкцию ПС 110/35/10 кВ 24 км с установкой трансформаторов собственных нужд 35/0,4 кВ - 2 шт., демонтажем силовых трансформаторов ТМТ-6300/110 - 2 шт., демонтажем</p>

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2019	2020	2021	2022	2023		Итого
										оборудования и металлоконструкций ОРУ-110 кВ, КРУН-10 кВ и оборудования ПС 110/35/6 кВ ТДЭС. 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 3.12.23
100	Реконструкция ВЛ-35 кВ Промзона – Левобережная (Л-25) в двухцепную, протяженность 3,297 км	3,297 км	2021	0,03	0,03	48,51			48,57	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 Приложение 3.12.22
101	Реконструкция ПС 35/6 кВ МПС с заменой КРУН 6 кВ на 12 ячеек		2021		5,39	22,48			27,87	Физический износ оборудования. Акт №4 "Обследование технического состояния объекта ПС 35 кВ МПС". Приложение к указанию от 16.06.2017 №40 Приложение 3.12.24
102	Монтаж блочно-модульного здания КРУ-6 кВ на ПС 35/6 кВ МПС, 1 шт.	-	2021	-	27,87	40,57	-	-	68,44	Приложение к указанию от 16.06.2017 №40 Приложение 3.12.24
103	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Алдан с заменой силовых трансформаторов 2*16 МВА на 2*25 МВА, заменой выключателей 110 кВ - 2 шт. и установкой дополнительного выключателя 110 кВ - 1 шт., заменой выключателей 35 кВ - 3 шт., заменой КРУ-6 кВ на 26 ячеек	-	2024	2,34	-	-	110,79	122,24	235,37	Физический износ оборудования. Акт №5 "Обследование технического состояния объекта ПС 110 кВ Алдан". Приложение к указанию от 16.06.2017 №40 Приложение 3.12.25
104	Модернизация ВЛ 35 кВ Восточная - В.Куранах с заменой провода на аналогичное сечение и деревянных опор на металлические, монтажом грозотроса со встроенным оптическим кабелем, протяженность 14,7 км.	14,7 км	2025				7,61	-	7,61	Физический износ оборудования. Акт №1 "Обследование технического состояния объекта". Приложение к указанию от 16.06.2017 №40 Приложение 3.12.26
<b>Итого АО "ДРСК"</b>				<b>240,05</b>	<b>101,56</b>	<b>111,56</b>	<b>118,40</b>	<b>122,24</b>	<b>693,81</b>	
<b>ИТОГО по Республике Саха (Якутия)</b>				<b>1185,16</b>	<b>1135,07</b>	<b>1256,59</b>	<b>2617,36</b>	<b>1259,68</b>	<b>7423,56</b>	

\* - итоговая стоимость определяется по результатам разработки Проектно-сметной документации.

Таблица 3.13.5. Объемы инвестиций в сооружение объектов 6-10 кВ электросетевого хозяйства по информации АО "ДРСК"\*

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Наименование муниципального(ых) образования(ий) (городские округа, муниципальные районы (городские и сельские поселения)), на территории которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
<i>Объекты 6(10) кВ АО «ДРСК»</i>					
1	Реконструкция ВЛ-10 кВ от ПС № 12 Укулан с переводом на ПС 35/10 кВ Промзона, протяженность 0,468 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2019	0,468 км
2	Реконструкция КЛ-10 кВ от ПС № 12 Укулан с переводом на ПС 35/10 кВ Промзона, протяженность 0,362 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2019	0,362 км
3	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 2 шт., КТП 400/6/0,4 в количестве 5 шт., КТП-630/6/0,4 в количестве 12 шт., КТП 2*630/6/0,4 в количестве 6 шт	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2019	---
4	Реконструкция распределительных сетей 6/0,4 кВ ф. «Хлебозавод» Алдан Республики Саха (Якутия) с заменой деревянных опор на опоры из композитных материалов и ж/б, неизолированного провода на СИП протяженностью 42,717 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2019	42,717 км
5	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. МПС от ПС № 7 МПС с заменой провода и опор - 9,8 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2019	9,8 км
6	Реконструкция ЗТП-16 посредством замены на КТП блочного типа 2*0,63 МВА, заменой ячеек КСО 6 кВ - 8 шт., переустройством заходов 6/0,4 кВ, демонтажем здания ЗТП п. Нижний Куранах	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2019	---
7	Реконструкция ЗТП-3 посредством замены на КТП блочного типа 2*0,63 МВА, заменой ячеек КСО 6 кВ - 8 шт., переустройством заходов 6/0,4 кВ, демонтажем здания ЗТП п. Нижний Куранах	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2019	---
8	Реконструкция ТП № 32 Алдан с заменой ЗТП 630 кВА на КТП 630 кВА	Повышение надежности электроснабжения потребителей и улучшения качества	Алданский район	2019	0,630 МВА

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Наименование муниципального(ых) образования(ий) (городские округа, муниципальные районы (городские и сельские поселения)), на территории которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
		электроэнергии			
9	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. Жилпоселок Алдан для улучшения качества электроэнергии с монтажом провода СИП, протяженность 0,13 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей и улучшения качества электроэнергии	Алданский район	2019	0,13 км
10	Замена трансформаторной подстанции № 7С КТП-630 МВА на КТП-630 МВА в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	630 МВА
11	Замена трансформаторной подстанции № 5С КТП-400 МВА на КТП-400 МВА в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
12	Замена трансформаторной подстанции № 8С КТП-400 МВА на КТП-400 МВА в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
13	Замена трансформаторной подстанции № 4С КТП-400 МВА на КТП-400 МВА в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
14	Установка трансформаторной подстанции № 10Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
15	Установка трансформаторной подстанции № 11Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
16	Установка трансформаторной подстанции № 12Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
17	Установка трансформаторной подстанции № 13Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
18	Установка трансформаторной подстанции № 14Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
19	Установка трансформаторной подстанции № 15Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
20	Установка трансформаторной подстанции № 16Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
21	Установка трансформаторной подстанции № 17Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	400 МВА
22	Установка трансформаторной подстанции № 18Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	400 МВА
23	Установка трансформаторной подстанции № 19Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	400 МВА

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Наименование муниципального(ых) образования(ий) (городские округа, муниципальные районы (городские и сельские поселения)), на территории которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
24	Установка трансформаторной подстанции № 20Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	400 МВА
25	Установка трансформаторной подстанции № 21Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	400 МВА
26	Установка трансформаторной подстанции № 22Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	400 МВА
27	Установка трансформаторной подстанции № 23Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	400 МВА
28	Установка трансформаторной подстанции № 24Сн КТП-400/6/0,4 в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	400 МВА
29	Замена трансформаторной подстанции № 7/1С КТП-250 МВА на КТП-250 МВА в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021	250 МВА
30	Замена трансформаторной подстанции № 9С КТП-2х250 МВА на КТП-2х250 МВА в Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2020	500 МВА

\* - итоговая стоимость определяется по результатам разработки Проектно-сметной документации.

Таблица 3.13.6. Объемы инвестиций в сооружение объектов 6 кВ и выше электросетевого хозяйства в децентрализованной зоне Республики Саха (Якутия)

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, без НДС, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого	
<i>АО "Сахаэнерго"</i>										
<i>Объекты 6 кВ</i>										
1	Строительство ВЛ-6 кВ Депутатск-Уянди (с КТПН 250 кВА)	47,8 км 250 кВА	2027	28,525					28,525	Действующая воздушная линия имеет предельный износ, подлежит реконструкции согласно акту №125 от 13.03.17 и по нормативам сроков службы оборудования производственной эксплуатации технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ЗАО "Энергосервис" 1999.
2	Реконструкция перехода ВЛ-6кВ через р.Яна п.Нижнеянк Усть-Янского улуса - 2 км	2 км	2021	1,127	20,561	4,804			26,492	Воздушный переход имеет предельный износ, подлежит реконструкции согласно акту №96 от 05.03.17, а также согласно требованиям по сечению токопровода п.2.5.269. ПУЭ изд. 7 (утв. Приказом Минэнерго России от 09.04.2003 № 150),

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, без НДС, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого	
										пересечение ВЛ с водными пространствами.
<i>Итого по 6 кВ</i>				<b>193,44</b>	<b>217,21</b>	<b>224,47</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>635,12</b>	
<i>Объекты 10 кВ</i>										
3	Реконструкция перехода ВЛ-10кВ через р.Индигирка Хонуу - Буор-Сысы Момского улуса - 6 км	6 км	2019	41,506					41,506	Воздушный переход имеет предельный износ, подлежит реконструкции согласно акту №95 от 05.03.17 а также согласно требованиям по сечению токопровода п.2.5.269. ПУЭ изд. 7 (утв. Приказом Минэнерго России от 09.04.2003 № 150), пересечение ВЛ с водными пространствами.
4	Реконструкция перехода ВЛ-10кВ через р.Мома Хонуу - Соболах - 6 км Момского улуса	6 км	2020		42,479				42,479	Воздушный переход имеет предельный износ, подлежит реконструкции согласно акту №96 от 05.10.16, ПУЭ изд. 7 (утв. Приказом Минэнерго России от 09.04.2003 № 150), глава 2.5, п.2.5.269. Пересечение ВЛ с водными пространствами.
5	Строительство ВЛЗ-10 кВ в с. Белькачи Алданского улуса - 1 км (с установкой трансформаторной подстанции 2КТПН-250/10/0,4кВ - 1 ед., КТПН-250/10/0,4кВ - 1 ед. (0,5 МВ×А))	1 км 0,5 МВА	2019	6,84					6,84	Согласно акту замеров фактического напряжения в сети у конечных потребителей от 20.07.2017, выявлено несоответствие нормам качества электроэнергии, а так же несоответствие уровня напряжения по ГОСТ 32144-2013. Требуется повышение класса напряжения сети до 10кВ. В связи с технологическим присоединением к сетям в 2017 году жилых домов, гаражей на основании договоров № АЛ/ТП/006 от 30.05.2016г, № АЛ/ТП/011 от 23.08.2016г, № АЛ/ТП/019 от 13.11.2017г, № АЛ/ТП/20 от 16.11.2017. Протокол №46/1 заседания технического совета АО "Сахаэнерго" от 12.09.2017, по которому было решено включить в инвестиционную программу строительство новой ВЛ в с. Белькачи с повышением класса напряжения сети с 0,4 кВ до 10кВ для выполнения следующих задач: - доведение напряжения в сети у конечных потребителей до нормативного по ГОСТ. - обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей, функционирования энергосистемы в условиях крайнего севера; - снижение потерь электроэнергии в сетях, увеличение длительности эксплуатации ВЛ с применением СИП. В связи с необходимостью повышения класса

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, без НДС, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2019	2020	2021	2022	2023	Итого	
										напряжения в сети с 0,4 до 10кВ требуется установкой двух трансформаторных подстанций (повышающей и понижающей).
<b>Итого по 10 кВ</b>				<b>41,99</b>	<b>35,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>76,99</b>	
<i>Объекты 35 кВ</i>										
6	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	2023					73,3395	73,3395	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.
<b>Итого по 35 кВ</b>				<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>73,3395</b>	<b>73,3395</b>	
<i>ООО «Якутская генерирующая компания»</i>										
<i>Объекты 10 кВ</i>										
1	Строительство воздушных линий электропередачи ВЛИ-0,4 кВ, (3,3 км) ВЛЗ-10кВ (4 км), трансформаторных подстанций 2КТП ТВ/ВК-1000/10/0,4 У1 – 1 ед., КТП ТВ/ВК-160/10/0,4 У1 – 1 ед., КТП ТВ/ВК-630/10/0,4 У1 – 5 ед., КТП 1600 10/0,4 – 1 ед.	5,9 МВА 7,3 км	2019	36,9						Обеспечение электроэнергией новых промышленных объектов прииска «Кристалл» ООО «АДК» в Усть-Янском улусе РС (Я).

### **3.14. Уточнение перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети**

На основании расчета электроэнергетических режимов (раздел 3.2.1) 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.

---