



**УКАЗ**

**ЫЙААХ**

г. Якутск

Дьокуускай к.

**О схеме и программе развития электроэнергетики  
Республики Саха (Якутия) на 2016-2020 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и 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 2016-2020 годы (далее – Схема и Программа).

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

3. Министерству жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия):

3.1. Обеспечить включение мероприятий Программы в инвестиционные программы предприятий электроэнергетики Республики Саха (Якутия).

3.2. Внести на утверждение проект постановления Правительства Республики Саха (Якутия) о признании утратившим силу постановления Правительства Республики Саха (Якутия) от 02 июля 2012 г. № 292 «О программе и схеме развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2012-2017 годы».

4. Контроль исполнения настоящего Указа возложить на Председателя Правительства Республики Саха (Якутия) Данчикову Г.И.

5. Опубликовать настоящий Указ в официальных средствах массовой информации.

Глава  
Республики Саха (Якутия)



**Е.БОРИСОВ**



УТВЕРЖДЕНЫ

Указом Главы

Республики Саха (Якутия)

от 29 июня 2016 г. № 1248

## **СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) НА 2016-2020 ГОДЫ**

### **ВВЕДЕНИЕ**

Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2016-2020 годы (далее – Схема, Программа) разработаны в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 с учетом приоритетных направлений развития энергетической отрасли, определенных следующими документами:

1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года, одобренная на совещании в Правительстве Российской Федерации 03.06.2010 г.

2. Схема и программа развития ЕЭС России на 2016-2021 гг., утвержденную приказом Минэнерго России от 09 сентября 2015 г. № 627.

3. Инвестиционные программы генерирующих и электросетевых компаний, одобренные в соответствии с правилами, утверждёнными Постановлением Правительства Российской Федерации от 01 декабря 2009 г. № 977.

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

– Схема комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики Республики Саха (Якутия) до 2020 года, утвержденная постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 06.09.2006 г. № 411;

– Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.12.2009 г. № 2094-р;

– Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года, утвержденная постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 29.10.2009 г. № 441;

– Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2014-2018 годы, утвержденная приказом Министра жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) № 247п от 29.04.2014 г.;

– Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2015-2019 годы, утвержденная приказом Министра жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) № 193-п от 29.04.2015 г.;

– Государственная программа Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественными жилищно-коммунальными услугами и развитие электроэнергетики



на 2012-2019 годы», утвержденная Указом Президента Республики Саха (Якутия) от 12.10. 2011 г. № 970.

Разработка Схемы и Программы обусловлена необходимостью координации развития электроэнергетического комплекса Республики Саха (Якутия) с разработкой схемы и программы развития ЕЭС и генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики.

В Схеме и Программе учитываются системообразующие объекты электроэнергетики: объекты генерации мощностью выше 5 МВт и электрические сети напряжением 110 кВ и выше. В Схеме и Программе учтены данные ежегодного отчета о функционировании ЕЭС России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики; сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей; предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, а также предложений сетевых организаций и Правительства Республики Саха (Якутия) по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Республики Саха (Якутия).

## **1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА**

Республика Саха (Якутия) является самым крупным субъектом Российской Федерации: общая площадь континентальной и островной части составляет 3,1 млн км<sup>2</sup>. Свыше 40% территории находится за Северным полярным кругом. Значительную часть территории Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Республика богата водными ресурсами – почти 700 тыс. рек общей протяженностью около 2 млн км. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма. Практически вся территория Республики Саха (Якутия) находится в зоне вечной мерзлоты. Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Климат суровый, резко-континентальный. Территория Якутии находится в пределах трех часовых поясов. Республика Саха (Якутия) входит в состав Дальневосточного федерального округа. Расстояние от Якутска до Москвы – 8468 км.

### **1.1 Население**

Численность населения в Республике Саха (Якутия) по состоянию на 1 января 2015 г. составляла 956,9 тыс. чел., что незначительно меньше показателя 2010 г. (на 0,17%). Последние годы наблюдается тенденция к постепенному росту рождаемости, снижению смертности и увеличению продолжительности жизни населения.

В Якутии проживают представители более 120 национальностей. По данным Всероссийской переписи населения 2010 г. якуты составляют 49,9%, русские – 37,8%, украинцы – 2,2%, эвенки – 2,2%, эвены – 1,6%, татары – 0,9% от всего населения Республики Саха (Якутия).



Несмотря на обширную площадь, территория республики характеризуется слабой заселенностью: средняя плотность населения в 2015 г. составляла 0,3 чел./км<sup>2</sup>, что в десятки раз ниже, чем в среднем по России.

В состав Республики Саха (Якутия) входят 445 муниципальных образований, в том числе 34 муниципальных района, 2 городских округа, 48 городских и 361 сельское поселение. Распределение населения республики по муниципальным образованиям приведено в таблице П.1.1 приложения 1.1.

Основная часть населения (на 2015 г. более 600 тыс. чел. – 65,3%) проживает в городах. В Республике Саха (Якутия) насчитывается 13 городов, из них 5 – республиканского подчинения: Якутск, Мирный, Нерюнгри, Нюрба, Покровск и 8 – улусного (районного) подчинения: Алдан, Томмот, Верхоянск, Вилуйск, Ленск, Удачный, Олекминск, Среднеколымск. Численность населения столицы Якутии, г. Якутска, составляет более 299 тыс. чел., городов республиканского подчинения колеблется от 9,0 до 58,1 тыс. чел., улусного подчинения – от 1,2 до 23,7 тыс. чел.

## 1.2 Экономика

В течение 2014 г. темпы роста экономики Республики Саха (Якутия) стабильно превышали среднероссийские. Несмотря на сложную внешнеполитическую и внешнеэкономическую ситуацию, по итогам года получены положительные темпы роста основных макроэкономических показателей.

Доля Республики Саха (Якутия) в производстве валового регионального продукта (ВРП) в Дальневосточном федеральном округе в 2014 г. составляла 19,9% (2-е место после Сахалинской области).

По уровню производства ВРП на душу населения республика занимала (по состоянию на 2010-2014 гг.) третье место по ДФО после Сахалинской области и Чукотского автономного округа и восьмое место в России.

В период с 2010-2014 гг. объем валового регионального продукта в текущих ценах увеличился в 1,6 раз и составил 622,7 млрд руб. В сопоставимых ценах (2010 г.) его рост за этот же период составил 114,6%. Среднегодовой темп роста валового регионального продукта в сопоставимых ценах составлял 103,5%. (таблица 1.2.1, рисунок 1.2.1).

Таблица 1.2.1 – Динамика валового регионального продукта

Показатель	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Валовой региональный продукт, в текущих ценах, млрд руб.	386,8	486,8	541,3	569,1	622,7
Темп роста ВРП, % к предыдущему году, в сопоставимых ценах	101,6	107,1	103,2	100,9	102,8
Валовой региональный продукт, в сопоставимых ценах 2010 г., млрд руб.	386,8	414,3	427,5	431,4	443,4
Темп роста ВРП, % к 2010 г., в сопоставимых ценах	100,0	107,1	110,5	111,5	114,6

Источник: Экономика Якутии 2010-2014 гг. Министерство экономики РС(Я)



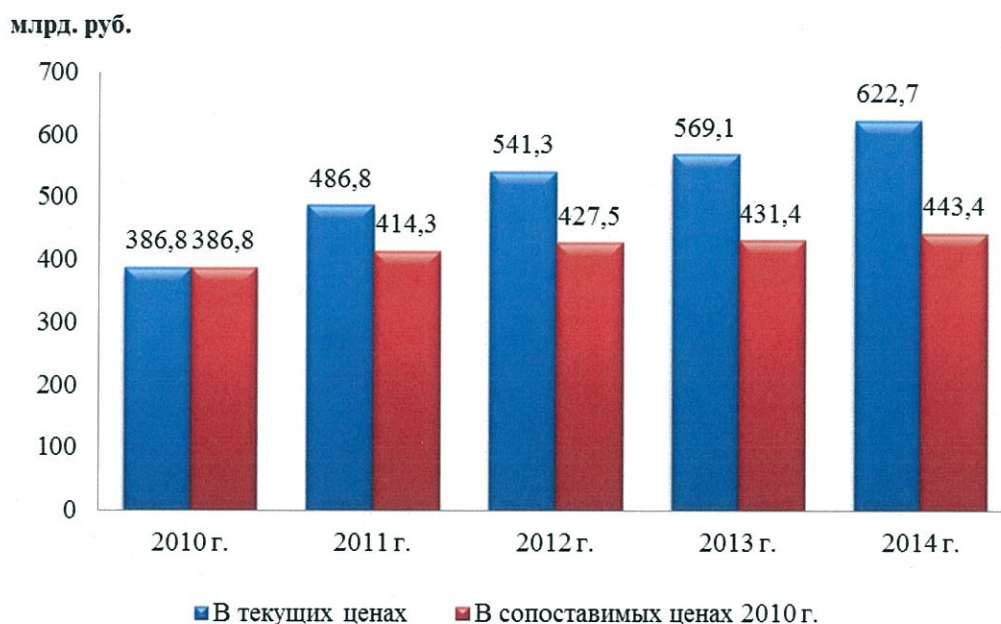


Рисунок 1.2.1 – Производство ВРП в текущих и сопоставимых ценах<sup>1</sup>

Республика Саха (Якутия) занимает 3 место на Дальнем Востоке по величине внешнеторгового оборота (5130,7 млн долл. США, 13%, в 2014 г.), уступая Сахалинской области и Приморскому краю. За рассматриваемый период экспорт товаров из республики был в основном направлен в Бельгию (53,7% от общего объема экспорта), Индию (13,6%), Израиль (11,3%) и Китай (9,8%). Структура импорта выглядит следующим образом – основной поток идет из Китая (36,5% от общего объема импорта), США (15,1%), Беларуси (7,9%), Японии (6,7%) и Кореи (5,5%).

За 2010-2014 гг. годовой объем поступлений собственных доходов в консолидированный бюджет республики вырос на 77,3% (с 56,9 до 100,9 млрд руб.). В 2014 г. 33,6% доходов консолидированного бюджета обеспечили поступления налогов от АК «АЛРОСА» (ПАО) (21,2%), ОАО «Сургутнефтегаз» (9,5%) и ОАО «АК «Транснефти» (2,8%). В структуре налоговых поступлений в 2014 г. доля собственных средств составляла 54,0%, дотаций – 46,0%.

В структуре валового регионального продукта в 2014 г. наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 46,5%. Основной отраслью, характеризующей специализацию республики, остается горнодобывающая промышленность (добыча алмазов, золота и угля), остальные отрасли в 2014 г. показали незначительный спад в 1-2% в доле ВРП по сравнению с 2010 г. (рисунок 1.2.2).

<sup>1</sup> Экономика Якутии 2010-2014 гг. Министерство экономики РС(Я)



Рисунок 1.2.2 – Отраслевая структура ВРП в 2010 г. и 2014 г., %<sup>2</sup>

Среднедушевые денежные доходы в месяц населения в Республике Саха (Якутия) в 2014 г. составили 34,2 тыс. руб. в месяц.

### (1) Промышленность

В 2014 г. на территории Республики Саха (Якутия) промышленное производство осуществляли 2496 организаций и территориально-обособленных структурных подразделений. Объем отгруженных товаров по сравнению с 2010 г. увеличился в 1,8 раза. Стоимость основных средств в промышленности за 2010-2014 гг. увеличилась почти в 2 раза, среднегодовая численность работников увеличилась на 3,6%. В 2014 г. наблюдается спад рентабельности предприятий по добыче полезных ископаемых в сравнении с 2010 г. Нерентабельной остается сфера производства и распределения электроэнергии, газа и воды (таблица 1.2.3).

В структуре промышленного производства в 2014 г. по объему отгруженных товаров основная доля (40,0%) приходится на алмазную отрасль, на втором месте находится добыча сырой нефти и природного газа (30,0%) (рисунок 1.2.3). При относительно высоком уровне развития добычи энергоресурсов переработка в республике не развита, в незначительном объеме перерабатывается нефть и газоконденсат. На газоперерабатывающем заводе (г. Якутск) ОАО «Сахатранснефтегаз» в 2014 г. произведено 14,36 тыс. т пропан-бутановой смеси и 0,98 тыс. т бензина (АП-76). Самообеспеченность нефтепродуктами в 2014 г. составила 9,2%, остальная часть завозится из-за пределов республики.

С вводом нефтепроводной системы ВСТО на территории республики интенсивно развивается нефтедобыча. Так, добыча нефти в 2014 г. по сравнению с 2010 г. увеличилась в 2,5 раза и составила 8,7 млн т (рисунок 1.2.4).

Роль республики в производстве и потреблении топливно-энергетических ресурсов в Дальневосточном федеральном округе показана в приложении 1.2.

Уровень добычи газа, ввиду отсутствия крупного потребителя на внутреннем рынке, кроме ПАО «Якутскэнерго», растет по мере расширения газификации. Уровень газификации природным (сетевым) и сжиженным газом в республике

<sup>2</sup> Экономика Якутии 2010-2014 гг. Министерство экономики РС (Я)



составляет 31,2%. В течение 2014 г. построено 91,5 км газопроводов: 56 км магистральных газопроводов, 4,6 км межпоселковых и 30,9 км внутрипоселковых газовых сетей. Реконструировано 7,5 км газопроводов. Газифицировано 2026 жилых домов. За 2010-2014 гг. газифицированы 7 населенных пунктов (19% к уровню 2005-2009 гг.), уложено 516,7 км газопровода, в том числе 259,3 км магистральных газопроводов, 13,2 км межпоселковых газопроводов и 244,2 км внутрипоселковых газовых сетей, газифицировано 13673 жилых дома (131% к уровню 2005-2009 гг.), переведено на газ 30 котельных (25% к уровню 2005-2009 гг.).

Таблица 1.2.3 – Основные показатели промышленности

Показатель	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Число действующих организаций (на конец года), ед.	2186	2150	2414	2526	2496
Объем отгруженных товаров собственного производства, млрд руб., в том числе:	276,7	356,6	391,0	416,6	509,0
– добыча полезных ископаемых	214,2	285,8	317,1	338,7	418,6
– обрабатывающие производства	24,5	28,0	28,0	27,8	33,7
– производство и распределение электроэнергии, газа и воды	37,9	42,8	45,9	50,1	56,7
Индекс промышленного производства, % к предыдущему году	122,8	116,1	109,0	106,2	104,9
Основные фонды (по полной учетной стоимости, на конец года), млрд руб.	330,4	452,1	484,7	566,8	657,6
Среднегодовая численность работников, чел.	75843	77959	78767	79176	78538
Инвестиции в основной капитал, млрд руб.	47,0	73,6	99,5	92,6	91,1
Рентабельность проданных товаров, %, в том числе:					
– добыча полезных ископаемых	54,4	74,6	59,8	42,2	49,8
– обрабатывающие производства	-1,1	-1,2	1,7	0,1	3,2
– производство и распределение электроэнергии, газа и воды	-2,8	-6,8	-14,9	-16,0	-12,0

Источник: Промышленное производство в РС (Я). 2015: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2015. – 246 с.

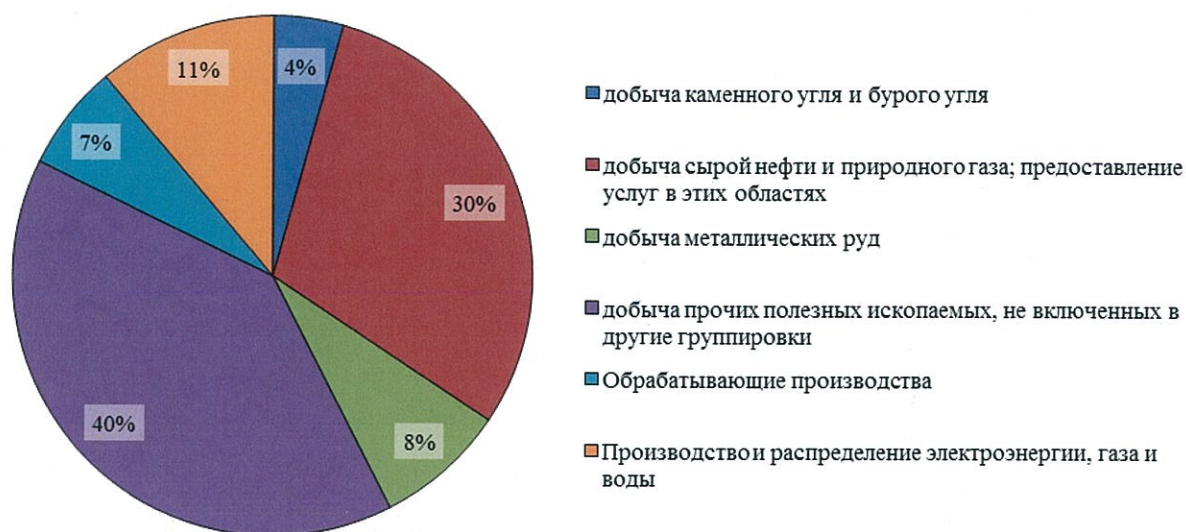


Рисунок 1.2.3 – Структура производства промышленной продукции (состояние 2014 г.), %<sup>3</sup>

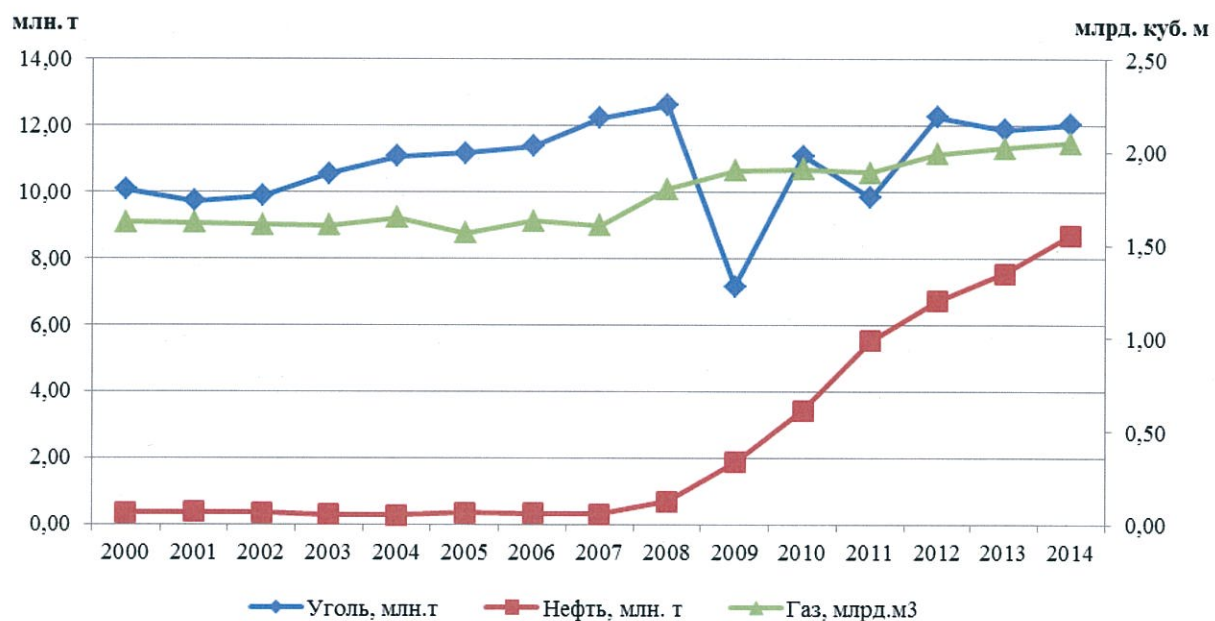


Рисунок 1.2.4 – Динамика добычи энергоресурсов<sup>4</sup>

## (2) Транспорт

Основной объем грузов в республику перевозится в короткий навигационный период речным транспортом, доля которого в грузообороте в 2014 г. составила 41,9%. Наиболее серьезные проблемы сложились в транспортном обслуживании населения, проживающего в Арктической зоне, где связь традиционно осуществляется воздушным транспортом и вездеходной техникой.

<sup>3</sup> Промышленное производство в РС(Я). 2015: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2015. – 246 с.

<sup>4</sup> Данные статистики ТОГС по РС(Я)



Высокая стоимость воздушных перевозок, отсутствие транспорта высокой проходимости является ограничивающим фактором социально-экономического развития.

По территории Республики Саха (Якутия) проходят три федеральные автодороги: «Лена» (Большой Невер-Томмот-Якутск), «Колыма» (Якутск-Магадан) и «Вилуй» (строящаяся от автомагистрали «Байкал» до Якутска) с протяженностью общего пользования 3,6 тыс. км. Протяженность сети автодорог общего пользования регионального и муниципального значения на территории республики составляет 23,3 тыс. км, из них с твердым покрытием – 8,0 тыс. км. Из общей протяженности дорог республиканского значения 9 тыс. км являются сезонными. В основу сети автомобильных дорог общего пользования регионального значения входят автодороги «Амга», «Кобяй», «Умнас», «Анабар», «Яна» и другие. В 2014 г. построено и реконструировано более 150 км дорог, отремонтировано 300 км.

За 2010-2014 гг. флотом Ленского бассейна перевезено более 13,9 млн грузов и более 1,2 млн пассажиров, ежегодные объемы перевозки грузов составляют около 3,0 млн т, пассажиров – более 200 тыс. чел. Осуществляется субсидирование социально значимых пассажирских перевозок по основным направлениям Ленского бассейна. Выполняются около 740 рейсов по 40 остановочным пунктам. Общий баланс флота, занятого на транзитных и местных перевозках, вспомогательных операциях, составляет 277 единиц общей грузоподъемностью 368, 8 тыс. т.

Снижение объемов перевозок грузов железнодорожным транспортом на 16,1% связано с сокращением отгрузки угля (67,0% в структуре перевозок грузов) угледобывающими предприятиями республики, а также прекращением завоза строительных грузов в связи с завершением строительства пускового комплекса Томмот – Якутск (п. Нижний Бестях). По другим видам грузов произошло увеличение объемов перевозок: нефтепродукты – 48,4 тыс. т (на 20,2%), продовольствие – 13,8 тыс. т (на 24,2%), грузы в контейнерах – 20,9 тыс. т (на 14,0%). Снижение показателей пассажирских перевозок к уровню 2013 г. обусловлено завершением перевозок вахтовых рабочих, увеличением оттока пассажиров на воздушный транспорт, в связи со снижением стоимости авиабилетов за счет субсидирования из федерального бюджета авиаперевозок из г. Нерюнгри и Якутска, улучшением состояния автодороги М56 «Лена» (от Томмота по направлению до Алдана, Нерюнгри).

Несмотря на серьезные проблемы, транспортный комплекс в целом удовлетворяет спрос на перевозки грузов и пассажиров.

### **(3) Строительство**

Строительство жилья в Республике Саха (Якутия) имеет относительно высокие темпы роста. В 2014 г. общая площадь введенных зданий составила 722,0 тыс. м<sup>2</sup>, из них жилых домов и общежитий 589,2 тыс. м<sup>2</sup> жилищной площади, что на 43,6% больше показателя общей жилищной площади в 2010 г. Всего построено 7357 квартир, средний размер которых составляет 95,2 м<sup>2</sup>. На 1000 жителей в среднем по республике введено 495,7 м<sup>2</sup> общей площади. В последние годы наблюдается рост индивидуального жилищного строительства.



Общий жилищный фонд в 2014 г. составил 20212,7 тыс. м<sup>2</sup>, из них городской фонд занимает 64%. Площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя, в 2014 г. составила 21,1 м<sup>2</sup>.

Удельный вес ветхого и аварийного жилья по состоянию на 2014 г. составляет 14,0% от общего фонда жилья. В 2014 г. переселено из аварийного жилья 5600 граждан (2047 семей) с приобретением 97,6 тыс. м<sup>2</sup> жилья, в том числе построено 66,9 тыс. м<sup>2</sup> жилья готового для заселения. В результате ликвидировано 87,5 тыс. м<sup>2</sup> аварийного жилищного фонда.

В последние годы увеличивается, особенно в сельской местности, строительство дошкольных учреждений, объектов культуры и спортивных сооружений.

За счет всех источников в 2014 г. введено 76 социальных объектов, в том числе 10 школ, 1 малокомплектная школа, 2 интерната, 28 детских садов, 5 объектов здравоохранения, 11 объектов физкультуры и спорта, 13 объектов культуры, 2 объекта соцобслуживания, 2 многофункциональных объекта, 2 жилых дома для молодых специалистов.

#### ***(4) Торговля***

Отрасль торговли играет важную социальную и экономическую роль. Доля валовой добавленной стоимости отрасли «Торговля и общественное питание» в ВРП Республики Саха (Якутия) в 2013 г. составила 7,2%.

По итогам 2014 г. оборот розничной торговли по Республике Саха (Якутия) составил 165818 млн руб., что на 19,9% выше показателя 2010 г., в сопоставимых ценах, при этом оборот розничной торговли непродовольственными товарами показал большие темпы роста и составил 29,9%. По обороту розничной торговли республика занимает третье место в Дальневосточном федеральном округе, после Приморского и Хабаровского края. В структуре оборота розничной торговли удельный вес пищевых продуктов, включая напитки, и табачные изделия составил 46,3%, непродовольственных – 53,7%. Число предприятий в розничной торговле на конец 2014 г. составила 1900 единиц. Удельный вес прибыльных организаций в общем числе организаций розничной торговли составил 70,1% в 2014 г.

Среднесписочная численность работников предприятий розничной торговли в 2014 г. составила 11594 человека, среднемесячная заработная плата в розничной торговле – 25674 руб.

Оборот оптовой торговли в 2014 г. вырос на 66,1% к уровню 2010 г в сопоставимых ценах и составил 75380,5 млн руб. При этом, 37,4% оборота организаций оптовой торговли был сформулирован субъектами малого предпринимательства. Удельный вес прибыльных организаций в общем числе организаций оптовой торговли увеличился с 65,4% в 2010 г. до 69,7% в 2014 г.



## **2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД (2010-2014 гг.)**

### **2.1 Общая характеристика энергосистемы республики**

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех энергорайонов – Южно-Якутского, Центрального и Западного, а также зоны децентрализованного энергоснабжения (Северного энергорайона), – и в настоящее время является энергоизбыточной.

Южно-Якутский энергорайон (установленная мощность электростанций 618 МВт) обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. ЮЯЭР связан двумя линиями электропередачи 220 кВ с ОЭС Востока.

Центральный энергорайон (установленная мощность с учетом резервных электростанций на 01.01.15 составляет 468,4 МВт) обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных улусов (районов), в том числе заречных, связанных с левобережьем построенной через реку Лену линией электропередачи в габаритах 220 кВ.

Западный энергорайон (установленная мощность на 01.01.15 с учетом резервных электростанций и Талаканской ГТЭС, функционирующей отдельно, 1252,7 МВт.) объединяет Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу вилюйских сельскохозяйственных улусов (районов), а также имеет связь с Олекминским районом.

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

Северный энергорайон (зона децентрализованной энергетики) включает в себя обширную территорию с большим количеством автономных дизельных и газотурбинных электростанций (суммарной установленной мощностью 185,8 МВт), снабжающих отдельные поселки.

#### ***2.1.1. Характеристика генерирующих компаний***

Основными генерирующими компаниями на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Дальневосточная генерирующая компания», АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз». Суммарная установленная мощность электростанций этих компаний составляет 2367,8 МВт, по итогам 2014 г. они обеспечивают 96-97% общей выработки электроэнергии и свыше 30% тепловой энергии в республике.

В Северном энергорайоне функционирует 125 электростанций, принадлежащих АО «Сахаэнерго», являющейся 100% дочерним предприятием ПАО «Якутскэнерго».

Кроме этого, на территории республики расположено еще довольно большое количество автономных энергоисточников, суммарная установленная мощность которых оценивается более чем в 200 МВт. Они принадлежат АК «АЛРОСА»



(ПАО) (28,7 МВт), ОАО «АК «Транснефть» (на НПС-12,13,14 суммарной мощностью 92 МВт), ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (бывшая ОАО «Якутгазпром») (16 МВт), ООО «Сахаолово» (6 МВт), ОАО «ЮВГК» Группы «Полус» (3 МВт) и другим горнодобывающим и геологоразведочным компаниям.

Административный центр Нижнеколымского улуса п. Черский получает электроэнергию от Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа (среднегодовое потребление – 15-16 млн кВт·ч), часть Оймяконского улуса, в том числе административный центр п. Усть-Нера, – от Западных ЭС ПАО «Магаданэнерго» (среднегодовое потребление – 130-140 млн кВт·ч).

Централизованным электроснабжением охвачено 36% территории республики, где проживает 85% населения. Зона децентрализованного энергоснабжения – зона локальной энергетики охватывает площадь 2,2 млн км<sup>2</sup> (64%) с 15% проживающего в республике населения.

Гарантирующими поставщиками электроэнергии на территории республики, кроме ПАО «Якутскэнерго» и АО «Сахаэнерго» являются АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания», ПАО «Магаданэнерго», ООО «Районные электрические сети», ОАО «Оборонэнергосбыт»<sup>5</sup>.

В 2014 г. суммарная установленная тепловая мощность электростанций в республике составляла 2106,4 Гкал/ч, котельных крупных энергокомпаний – 5054,4 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 Вилюйских ГЭС-1,2, Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ), входят 2 предприятия электрических сетей (Центральные и Западные), в составе которых эксплуатируется 20 резервных и автономных электростанций суммарной мощностью 239,2 МВт (таблица 2.1.1).

Таблица 2.1.1 – Установленная мощность электростанций ПАО «Якутскэнерго» (состояние 2014 г.)

<sup>5</sup> Согласно постановлению ГКЦ-РЭК РС (Я) от 31.10.2007 № 279 (в 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 № RU140212008099)



Энергетическое предприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Каскад Вилюйских ГЭС-1-2	680	-
Якутская ГРЭС	368	548
Якутская ТЭЦ	12	567,7
Западные электрические сети	138,5*	35,4*
Центральные электрические сети	88,4	0
Всего	1286,9	1151,1

Примечание – \* включая резервные Мирнинскую ГРЭС и Ленскую ГТЭС

Источник: составлено по формам 6-ТП за 2014г..

Установленная электрическая мощность электростанций на конец 2014 г. составила 1286,9 МВт. Установленная тепловая мощность Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ в 2014 г. составила 1151,7 Гкал/ч. Ретроспективная динамика основных производственных показателей компании ПАО «Якутскэнерго» приведена в приложении 2.1. Основными потребителями тепловой энергии ПАО «Якутскэнерго» являются население и коммунально-бытовой сектор (образовательные, лечебные учреждения и т.д.).

## (2) ОАО «Дальневосточная генерирующая компания»

Филиал ОАО «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 – 1385 Гкал/час (таблица 2.1.2).

Таблица 2.1.2 – Установленная мощность электростанций филиала ОАО «ДГК» (состояние 2014 г.

Электростанция	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Нерюнгринская ГРЭС	570	1220
Чульманская ТЭЦ	48	165
Всего	618	1385

Источник: составлено по формам Росстата 6-ТП за 2014 г.

Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом предприятие ОАО «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/час.

Чульманская ТЭЦ обеспечивает электроэнергией пос. Чульман и горнодобывающую промышленность Алданского района, теплом – промышленные предприятия и жилой фонд п. Чульман.



Нерюнгринская городская водогрейная котельная (установленная тепловая мощность 400 Гкал/ч) предназначена для покрытия пиковых тепловых нагрузок г. Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит, а также для поддержания температурного графика в тепловых сетях г. Нерюнгри.

### **(3) АО «Сахаэнерго»**

АО «Сахаэнерго» обеспечивает теплом и электроэнергией самые труднодоступные и отдаленные населенные пункты Республики Саха (Якутия) – 17 улусов, занимающих большую часть (2/3) территории республики с населением около 130 тыс. человек. Из 17 улусов этой зоны 14 условно относятся к Северному энергорайону, где расположено основное количество ДЭС.

На конец 2014 г. в состав АО «Сахаэнерго» входило 116 дизельных, 3 газопоршневых и 4 газотурбинных электростанции, 1 ветровая (ВЭС) в п. Тикси и 7 солнечных (СЭС) электростанций. Также на балансе находится мини-ТЭЦ в п. Депутатский (электрической мощностью 7,5 МВт). Общая установленная электрическая мощность энергообъектов компании на конец 2014 г. составляла 185,9 МВт. Динамика основных производственных показателей компании приведена в приложении 2.1.

На 1 декабря 2015 г. 12 электростанций на возобновляемых источниках энергии (СЭС, ВЭС) суммарной установленной мощностью 355 кВт. Из них одна ВЭС мощностью 40 кВт в п. Быков-Мыс Булунского улуса.

Установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в 2014 г. составила 92,4 Гкал/ч, из них мини-ТЭЦ в п. Депутатский 76,4 Гкал/ч. Компании принадлежат четыре котельные, расположенные в г. Олекминске, пп. Депутатский, Куйдусун, Ситта. Кроме того, производство тепловой энергии осуществляется теплоутилизационными установками дизельных электростанций. 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)**

На территории Западного энергорайона функционируют энергетические предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО). Дочерней компанией АК «АЛРОСА» является ОАО «Вилуйская ГЭС-3» (Светлинская ГЭС), осуществляющая выработку и передачу электроэнергии предприятиям Западного энергорайона. Установленная мощность Светлинской ГЭС составляет 277,5 МВт при проектной 370 МВт.

Кроме того, в Западном энергорайоне функционируют и другие энергопредприятия, принадлежащие АК «АЛРОСА» (ПАО): ДЭС в п. Накын (Нюрбинский ГОК), ДЭС в пп. Айхал, Удачный, Верхняя Муна, ДЭС аэропорта пос. Саскылах, ДЭС в с. Моркока Мирнинского управления автомобильных дорог, ДЭС в п.Орто-Нахара ПУ «Алмаздортранс» и др. Суммарная мощность автономных электростанций компании оценивается в 29 МВт.



Потребность в тепловой энергии на объектах АК «АЛРОСА» (ПАО) обеспечивается собственными источниками тепловой энергии с установленной мощностью 1335,6 Гкал/ч.

### **(5) ОАО «Сургутнефтегаз»**

Компания ОАО «Сургутнефтегаз» занимается добычей нефти и газа на Талаканском НГКМ в юго-западной части Республики Саха (Якутия). Для обеспечения потребностей нефтедобычи на месторождении и НПС-8 и НПС-10 нефтепроводной системы ВСТО функционирует Талаканская ГТЭС. Суммарная установленная мощность ОАО «Сургутнефтегаз» в 2014 г. составляла 133,5 МВт<sup>6</sup>.

Потребность в тепловой энергии на промышленных объектах ОАО «Сургутнефтегаз» обеспечивается собственными источниками: утилизаторами тепловой энергии на Талаканской ГТЭС и котельными.

### **2.1.2 Характеристика электросетевых компаний**

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

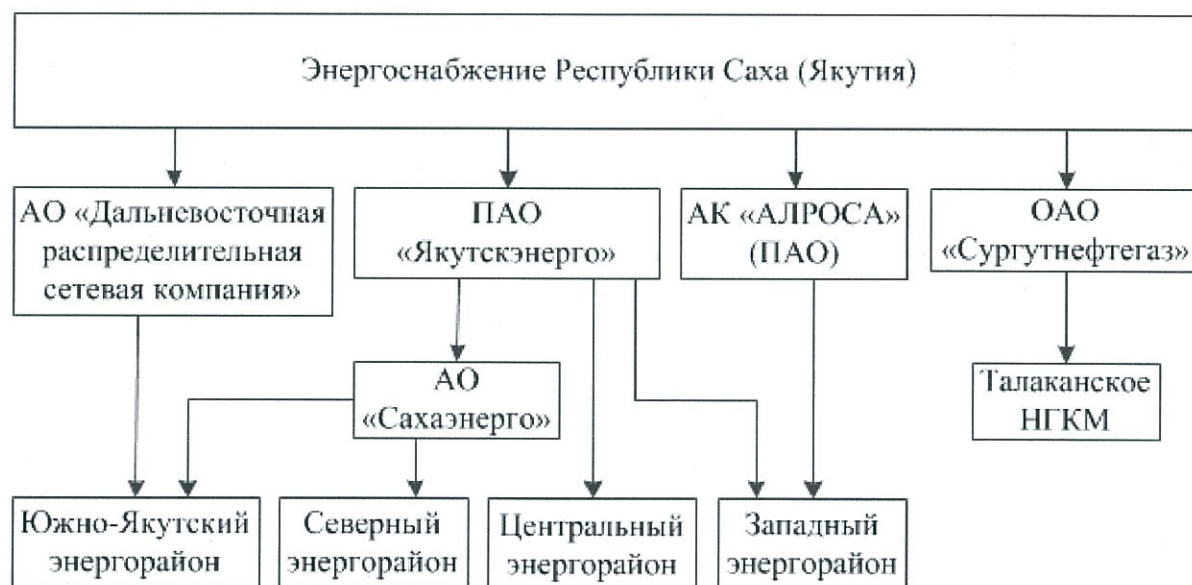


Рисунок 2.1.1 – Схема электроснабжения потребителей основной республики электросетевыми компаниями

Общая протяженность линий электропередачи всех уровней напряжения – более 27 тыс. км, из них находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго» – 21741,6 км, АО «Сахаэнерго» – 1839 км, ОАО «ДРСК» – 874,22 км. (35-110 кВ).

### **(1) ПАО «Якутскэнерго»**

ПАО «Якутскэнерго» является и генерирующей, и электросетевой компанией. В качестве электросетевой компания обслуживает электрические сети

<sup>6</sup> По данным ОАО «Сургутнефтегаз», с учетом Талаканской ГПЭС.



напряжением 0,4-220 кВ. Общая протяжённость находящихся на балансе компании высоковольтных линий электропередачи составляет 21741,6 км по трассе на территории Западного и Центрального энергорайонов, в том числе: ВЛ 220 кВ – 1763,7 км, ВЛ 110 кВ – 3054,8 км, ВЛ 35 кВ – 3406,9 км, ВЛ 0,4-10 кВ – 13871,7 км. Основная часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах – 20566 км. Длина ЛЭП на металлических опорах составляет: одноцепных – 654,8 км.

## **(2) АО «Сахаэнерго»**

В ведении АО «Сахаэнерго» находятся электрические сети различных классов напряжения общей протяженностью 1839,1 км, в том числе:

- 1839,1 км воздушных линий электропередачи, из них: ВЛ-35 кВ – 7,2 км, ВЛ 10кВ – 230,4 км, ВЛ-6 кВ – 458,4 км, ВЛ 0,4 кВ – 1143 км;
- 150,4 км кабельных линий, из них: КЛ 0,4 кВ – 87,4 км, КЛ 10 кВ – 1,2 км, КЛ 6 кВ – 61,8 км<sup>7</sup>.

Основная доля кабельных линий приходится на п. Тикси Булунского улуса: КЛ 0,4 кВ – 39,9 км, КЛ 6 кВ – 36 км. Воздушные линии электропередачи, в основном, выполнены в одноцепном исполнении.

## **(3) АК «АЛРОСА» (ПАО)**

В Западном энергорайоне, помимо ПАО «Якутскэнерго», электросетевую деятельность осуществляет крупнейший потребитель электрической энергии – АК «АЛРОСА» (ПАО). 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>8</sup>.

## **(4) ОАО «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» ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», деятельность которого заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. ОАО «ДРСК» является дочерним предприятием ОАО «Дальневосточная энергетическая компания» и работает в составе ОЭС Востока.

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети», составляет 1734 км, из них ВЛ 110 кВ – 616,0 км, ВЛ 35 кВ – 258,22 км. Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (83,5% опор ВЛ 110кВ, 91% опор ВЛ 35 кВ).

Южно-Якутский энергорайон функционирует в составе ОЭС Востока: связь осуществляется посредством двух ЛЭП 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында.

<sup>7</sup> Данные ОАО «Сахаэнерго» на 01.12.15 г.

<sup>8</sup> Данные АК «АЛРОСА» (ОАО) за 2012 г.



### (5) ОАО «Сургутнефтегаз»

С 2009 года компания ОАО «Сургутнефтегаз», кроме собственных потребностей, обеспечивает электроснабжение потребителей ОАО «АК «Транснефть» посредством двух одноцепных высоковольтных линий электропередачи (ВЛ 110 кВ в габаритах 220 кВ) Талакан – НПС №8 – НПС №10 общей протяженностью 228 км, двух подстанций (ПС 110/10 кВ), двух одноцепных высоковольтных линий электропередачи 110 кВ НПС № 10 – Талаканская ГТЭС длиной 3 км.

Электроснабжение Талаканского НГКМ осуществляется на напряжении 35 кВ. На месторождении расположено 11 ПС 35 кВ общей мощностью 515,1 МВА. Линии электропередачи 35 кВ протяженностью 185,8 км выполнены в одноцепном исполнении.

## 2.2 Отчетная динамика и структура электропотребления за 2010-2014 гг.

В ретроспективном развитии электроэнергетики Республики Саха (Якутия), связанном с производством электроэнергии и электропотреблением, можно выделить три динамических периода: 1928-1960 гг. – низкие темпы роста, 1961-1991 гг. – высокие и 1992-2014 гг. – низкие темпы. Самый низкий объем потребления электроэнергии в 90-е годы был зафиксирован в кризисном 1998 г. – 5588,4 млн кВт·ч.

На этапе рыночной экономики объем электропотребления в республике (без учета потерь электроэнергии в сетях общего пользования) только в 2014 г. превысил, как уровень 1990 г. (6262 млн кВт·ч), так и максимальную его величину, зафиксированную в 1994 г. (6304,2 млн кВт·ч) и составил 6333,5 млн кВт·ч (рисунок 2.2.1).

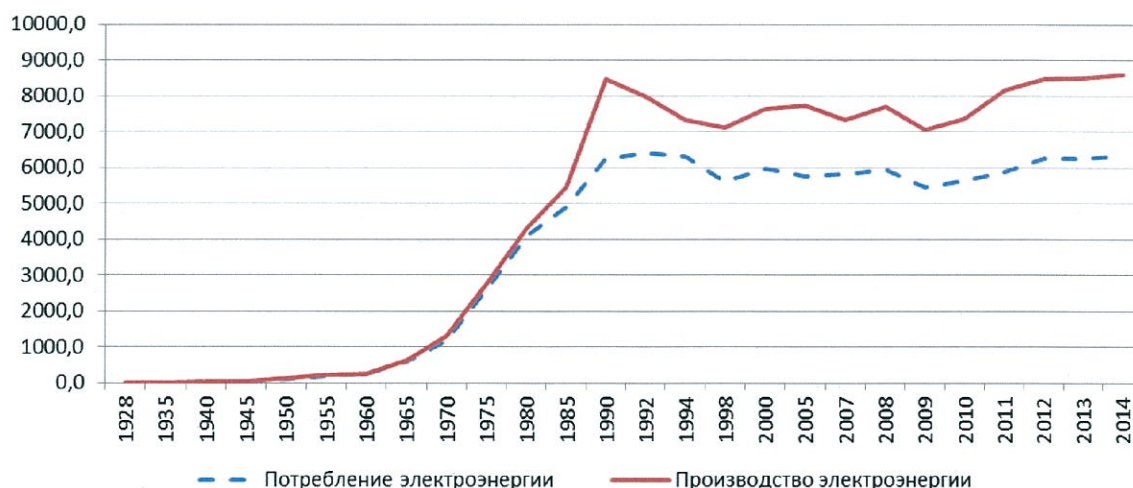


Рисунок 2.2.1 – Динамика производства и потребления электроэнергии в республике, млн кВт·ч<sup>9</sup>

<sup>9</sup> По данным ИФТПС СО РАН без учета потерь электроэнергии в сетях общего пользования



Исходя из современных прогнозов, перспективный этап развития республики должен базироваться на интенсивном освоении ресурсной базы и, соответственно, на ускоренном росте производства и потребления электроэнергии.

Электропотребление в Республике Саха (Якутия) в последние 15 лет оставалось практически на одном уровне с небольшими колебаниями то в меньшую, то в большую стороны. Это объясняется тем, что во-первых, экономика развивалась относительно низкими темпами (среднегодовой темп роста ВРП составлял 103,4%), во-вторых, основной прирост ВРП приходился на алмазодобывающую отрасль, развитие которой характеризовалось относительной стабильностью. АК «АЛРОСА» (ПАО) проводилась политика энергосбережения. В третьих, сказывалось негативное влияние мирового финансово-экономического кризиса, поскольку республика относится к экспортно-ориентированным регионам (рисунок 2.2.2).



Рисунок 2.2.2 – Динамика изменения валового регионального продукта и электропотребления

За период 2010-2014 гг. электропотребление в республике характеризуется в целом положительной динамикой роста, среднегодовой темп прироста за 5 лет составил около 3% (таблица 2.2.1).



Таблица 2.2.1 – Динамика электропотребления в республике за 2010-2014 гг.

Показатель	Год					Пятилетний отчетный период
	2010	2011	2012	2013	2014	
Электропотребление*, млн кВт·ч	6597,3	6813,1	7125,4	7182,6	7378,2	-
Абсолютный прирост, млн кВт·ч		215,8	312,3	57,2	195,6	780,9
Среднегодовые темпы прироста, %		103,3	104,6	100,8	102,7	102,8

С учётом потерь в электросетях и собственных нужд электростанций.

Источник: составлено по статистическим бюллетеням Росстата по РС(Я) Топливо-энергетический баланс за 2008-2014 гг.

В 2009 г. в связи с экономическим спадом в промышленности электропотребление снизилось на 6,2% по сравнению с 2008 г., или на 427,3 млн кВт·ч, из них: АК «АЛРОСА» (ПАО) – 285,6 млн кВт·ч (66,8% от суммарного снижения по республике). В 2011 г. республика вновь практически вышла на уровень электропотребления докризисного 2008 г.

Начиная с 2013 г. рост электропотребления значительно замедлился, его темпы роста снизились до 100,8-102,7% за год, что связано с неблагоприятной конъюнктурой мирового рынка для экспортной продукции республики и санкционным режимом, введённым западными странами в отношении России. Это привело к падению темпов роста производства в таких отраслях, как добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, строительство и др., а соответственно и к снижению темпов роста электропотребления.

В децентрализованной зоне республики, обслуживаемой разными энергоснабжающими организациями, в 2013-2014 гг. было потреблено 1080 и 1186,2 млн кВт·ч электроэнергии соответственно. Около 38% электроэнергии в децентрализованной зоне в 2014 г. было израсходовано на технологические нужды ОАО «Сургутнефтегаз» по добыче нефти на Талаканском месторождении.

Более 40% электроэнергии децентрализованной зоны приходилось на небольшие предприятия добывающей промышленности, такие как изолированные от энергосистемы горно-обогатительные комбинаты АК «АЛРОСА» (ПАО), АО «Алмазы Анабара», золотодобывающие предприятия ОАО «Золото Селигдара», ООО а/с «Дражник», предприятия нефтегазодобычи ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», ООО «Бурэнерго» и др.

Около 23% электроэнергии децентрализованной зоны потреблялось коммунально-бытовым сектором в северных и труднодоступных районах республики от электростанций АО «Сахаэнерго».

Основное потребление электроэнергии сосредоточено в таких отраслях экономики как добыча полезных ископаемых (36,5% в 2014 г.), производство и распределение электроэнергии, газа и воды (16,8%), транспорт и связь (6,9%). Доля населения в структуре потребления электроэнергии составляет около 12,2%. Сопоставима с этим показателем и доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования (рисунок 2.2.3).





Рисунок 2.2.3 – Структура потребления электроэнергии (состояние 2014 г.), %

Анализ динамики и структуры электропотребления по отдельным отраслям экономики за последние 5 лет показывает, что тенденция роста доли электропотребления таких основных видов деятельности, как добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг и др., после 2012 г. нарушилась и наблюдается снижение их долей (таблица 2.2.2).

Таблица 2.2.2 – Изменение электропотребления по основным группам потребителей за 2010-2014 гг.

Потребитель	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
<i>Электропотребление по видам экономической деятельности, всего, в том числе:</i>	4862,2	73,7	5032	73,9	5420,9	76,1	5243,1	73	5434,4	73,7
- сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	88,6	1,3	60,1	0,9	30,5	0,4	30,4	0,4	29,9	0,4
- добыча полезных ископаемых	2413	36,6	2425,4	35,6	2798,8	39,3	2526,2	35,2	2694,7	36,5
- обрабатывающие производства	383,8	5,8	503,9	7,4	268,9	3,8	232,9	3,2	236,5	3,2
- производство и распределение электроэнергии, газа и воды	906,5	13,7	860	12,6	1029,3	14,4	1228,9	17,1	1242,3	16,8
- строительство	77,1	1,2	79,8	1,2	94,9	1,3	88,9	1,2	90,3	1,2
- транспорт и связь	209,8	3,2	391	5,7	382,7	5,4	391,9	5,5	510,8	6,9



- предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	368,6	5,6	419,2	6,2	370,4	5,2	338,1	4,7	318,2	4,3
- другие виды экономической деятельности	414,8	6,3	292,6	4,3	445,4	6,3	405,8	5,6	311,7	4,2
<i>Население</i>	<i>770,5</i>	<i>11,7</i>	<i>860,5</i>	<i>12,6</i>	<i>833,3</i>	<i>11,7</i>	<i>1012,9</i>	<i>14,1</i>	<i>899,1</i>	<i>12,2</i>
<i>Потери в сетях общего пользования</i>	<i>964,6</i>	<i>14,6</i>	<i>920,6</i>	<i>13,5</i>	<i>871,2</i>	<i>12,2</i>	<i>926,7</i>	<i>12,9</i>	<i>1044,8</i>	<i>14,2</i>
<b>ИТОГО</b>	<b>6597,3</b>	<b>100</b>	<b>6813,1</b>	<b>100</b>	<b>7125,4</b>	<b>100</b>	<b>7182,7</b>	<b>100</b>	<b>7378,3</b>	<b>100</b>

Источник: составлено по стат. бюллетеням Росстата по РС(Я) Топливо-энергетический баланс за 2008-2014 гг.

Как было указано выше, это связано с финансово-экономическими кризисными явлениями в последние годы и их преодоление позволит восстановить нарушенную динамику экономического роста и электропотребления. Намечаемая в республике в период до 2025 г. реализация целого ряда крупных и энергоемких проектов в алмазо- и золотодобыче, нефтедобыче, газопереработке и газохимии, чёрной металлургии, нефтепроводном и железнодорожном транспорте, в строительстве и др. будет в наибольшей степени влиять на формирование спроса на электроэнергию и соответственно на развитие электроэнергетики республики в целом.

### 2.3 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных крупных потребителей представлен, в основном, предприятиями по добыче полезных ископаемых, транспортировке нефти, цветной металлургии и жилищно-коммунального хозяйства (таблица 2.3.1).

Ежегодное снижение электропотребления АО «Водоканал» и ОАО «Нерюнгринский городской водоканал» связано со снижением объема потребления воды вследствие установки приборов учета, как юридическими, так и населением, а также мероприятий по реконструкции, развитию и техническому перевооружению объектов водоснабжения.

Неустойчивая динамика электропотребления ОАО ПО «Якутцемент» связана с нестабильными заказами со стороны потребителей продукции.

Устойчивый рост потребления электроэнергии ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «АК «Транснефть» обусловлен ежегодным ростом добычи нефти и соответственно увеличением объемов ее транспортировки.

Потребление электроэнергии АК «АЛРОСА» (ПАО) является относительно стабильным.



Таблица 2.3.1 – Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Республике Саха (Якутия)

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2010	2011	2012	2013	2014
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Добыча алмазов	1678,1	1597,8	1626,5	1601,3	1581,1
ОАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	188,2	289,9	346,8	405,2	449,6
ОАО ХК «Якутуголь» (г. Нерюнгри+разрез Кангаласский+Джебарики-Хая)	Добыча угля	281,5	296,5	327,1	330	307,8
ОАО «АК «Транснефть»:	Транспорт нефти					
НПС-10		40,0	82,1	78,6	89,0	98,5
НПС-11		-	-	-	-	8,5
НПС-12		-	-	-	7,8	29,5
НПС-13		-	-	15,0	26,8	34,0
НПС-14		4,6	72,2	70,3	56,7	57,9
НПС-15		-	-	-	-	12,1
НПС-16		-	-	-	56,7	66,0
НПС-17		66,5	87,7	87,0	64,6	71,6
НПС-18		-	-	-	53,1	60,1
НПС-19		-	-	-	-	9,69
ОАО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	56,0	54,2	53,8	51,0	53,8
МУП "Теплоэнергия"	Теплоснабжение	24,9	26,8	29,5	28,2	31,3
АО «Водоканал» г. Якутск	Водоснабжение	48,0	45,8	46,0	45,6	41,9
ОАО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	44,9	41,0	38,4	37,2	35,7
ПАО «Селигдар» (ОАО Селигдар+ОАО Золото Селигдара+ООО Алданвзрывпром без учета ДЭС)	Цветная металлургия	38,2	45,5	43,6	41,3	34,8

## 2.4 Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы

### 2.4.1 Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы

#### (1) Западный энергорайон

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в Западном энергорайоне за 2010-2014 гг. приведена в таблице 2.4.1.

Особенностью Западного энергорайона является то, что промышленность специализируется фактически на одной отрасли – алмазодобыче. Крупнейшим потребителем электроэнергии являются предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), доля которых составляет около 60% от общего электропотребления Западного энергорайона. Вследствие этого изменение электропотребления АК «АЛРОСА» (ПАО) оказывает значительное влияние на динамику электропотребления всего Западного энергорайона.



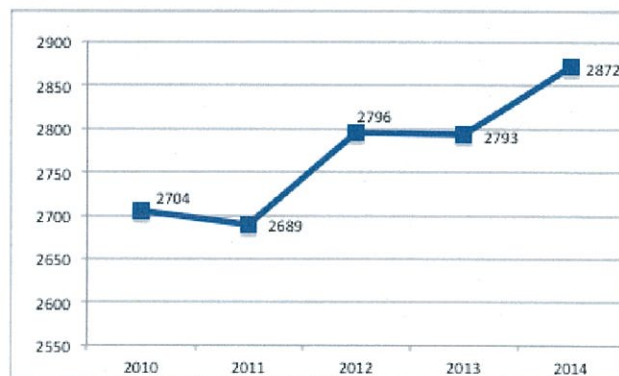
Таблица 2.4.1 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Западном энергорайоне

Показатель	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Максимум нагрузки, МВт	570	567	552	570	589
Годовое изменение, %		-0,53	-2,65	+3,26	+3,33
Электропотребление, млн кВт·ч	2704	2689	2796	2793	2872
Годовое изменение, %		-0,55	3,97	-0,11	2,83
Число часов использования максимума нагрузки, час.	4744	4743	5065	4900	4876

Как следует из таблицы 2.4.1, в период 2010-2014 гг. в Западном энергорайоне наблюдалась тенденция небольшого роста как максимума нагрузки (рисунок 2.4.1 а), так и электропотребления (рисунок 2.4.1 б).



а)



б)

Рисунок 2.4.1 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Западном энергорайоне

## (2) Центральный энергорайон

Динамика электропотребления и максимальных электрических нагрузок потребителей в Центральном энергорайоне приведена в таблице 2.4.2. Анализ показывает, что в Центральном энергорайоне за период 2010-2014 гг. наблюдалась тенденция роста электропотребления (рисунок 2.4.2 б). При этом максимум нагрузки практически не изменялся с незначительным снижением в 2011 г. (рисунок 2.4.2 а).

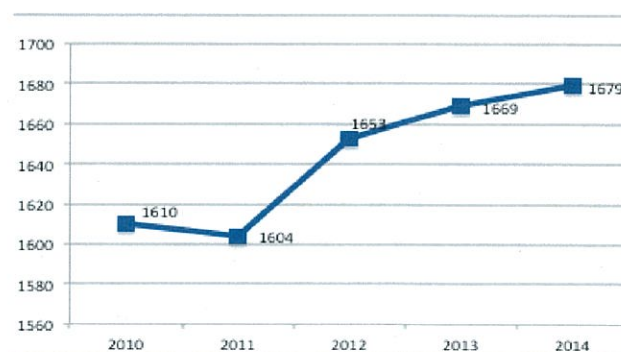


Таблица 2.4.2 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Центральном энергорайоне

Показатель	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Максимум нагрузки, МВт	319	312	320	318	323
Годовое изменение, %		-2,19	2,56	-0,62	1,57
Электропотребление, млн кВт·ч	1610	1604	1653	1669	1679
Годовое изменение, %		-0,37	+3,05	+0,97	+0,62
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5047	5141	5166	5249	5199



а)



б)

Рисунок 2.4.2 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Центральном энергорайоне

### (3) Южно-Якутский энергорайон

Динамика электропотребления и собственного максимума нагрузки в Южно-Якутском энергорайоне за 2010-2014 гг. приведена в таблице 2.4.3. Максимум нагрузки (рисунок 2.4.3 а) после небольшого снижения в 2011 г. остается стабильным, как и электропотребление (рисунок 2.4.3 б).

Таблица 2.4.3 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Южно-Якутском энергорайоне

Показатель	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Максимум нагрузки, МВт	268	259	269	271	276
Годовое изменение, %		-3,36	3,86	0,74	1,85
Электропотребление, млн кВт·ч	1477	1592	1675	1704,9	1667,24
Годовое изменение, %		7,79	5,21	1,79	-2,21
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5511	6147	6227	6291	6041



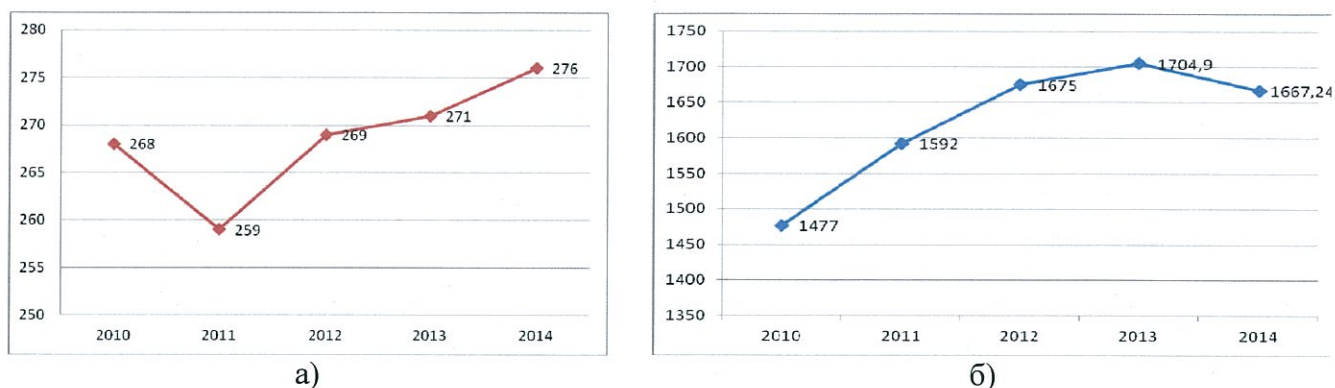


Рисунок 2.4.3 – Изменение годового максимума нагрузки и объема электропотребления в Южно-Якутском энергорайоне

#### 2.4.2 Наличие резервов мощности крупных энергоузлов по состоянию на 2014 г.

Особенностью электроэнергетики республики является изолированность ее энергорайонов, из-за чего совмещенный максимум не является показательной величиной для энергосистемы. Вследствие этого для каждого энергорайона рассмотрен собственный максимум нагрузки.

##### (1) Западный энергорайон

Максимальная нагрузка 589,3 МВт была зафиксирована 10 января 2014 г. и покрывалась следующими станциями:

- Вилюйская ГЭС-1,2 – 448,4 МВт;
- Светлинская ГЭС – 140,9 МВт.

Суммарный резерв мощности по энергорайону составил 417,6 МВт, в том числе: вращающийся – 121,0 МВт, холодный – 296,6 МВт.

##### (2) Центральный энергорайон

Максимальная нагрузка 323,1 МВт зафиксирована 18 декабря 2014 г. и покрывалась следующими станциями:

- Якутская ГРЭС – 317,2 МВт;
- Якутская ТЭЦ – 5,9 МВт.

Суммарный резерв мощности по энергорайону составил 119,3 МВт, в том числе: вращающийся 11,4 МВт, холодный – 107,8 МВт.

##### (3) Южно-Якутский энергорайон

Собственный максимум нагрузки в энергорайоне в 2014 г. составил 265 МВт, передача электроэнергии в ОЭС Востока 230 МВт. Итого, нагрузка составляла 495 МВт и покрывалась Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ, фактический резерв составил 123 МВт.

Таким образом, во всех энергорайонах республики в 2014 г. были достаточные резервы мощности.



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

Потребление тепловой энергии в 2014 г. в республике составило 12,5 млн Гкал, что на 8,4% выше показателя предыдущего года. В таблице 2.5.1 представлена динамика изменения теплоснабжения за период 2010-2014 гг.

Таблица 2.5.1 – Динамика потребления тепловой энергии в республике

Показатель	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Потребление теплоты, тыс. Гкал	11871,4	12224,7	11733,6	11556,0	12521,1
Абсолютный прирост теплоснабжения, тыс. Гкал	-674,4	353,3	-491,1	-177,6	965,1
Средние темпы прироста, %	-5,4	3,0	-4,0	-1,5	8,4

Источник: Жилищно-коммунальное хозяйство РС(Я): стат. сборник/ ТОФСТ по РС(Я) – Я.: 2015 г. – 86 с.

За период 2010-2014 гг. в связи с вводом-выводом мощностей в рамках новых инвестиционных проектов на месторождениях полезных ископаемых, в структуре потребления тепловой энергии существенно выросла доля добычи полезных ископаемых с 13,2% в 2010 г. до 23,7% в 2014 г. (на 79,5%). Более чем в 2 раза упала доля сектора производства и распределения электроэнергии, газа и воды, но в абсолютном значении падение не столь значительно (на 6,0%). Доля населения в структуре теплоснабжения в 2010-2014 гг. колеблется на уровне 44,7%, доля бюджетно-финансируемых организаций незначительно снизилась с 18,1% в 2010 г. до 16,6% в 2014г. (таблица 2.5.2, рисунок 2.5.1)

Суммарная установленная тепловая мощность электростанций в 2014 г. составила 2106,4 Гкал/ч. На электростанциях установлено 34 энергетические установки различных типов, 8 паровых и 12 водогрейных котлов.

Таблица 2.5.2 – Динамика теплоснабжения по основным группам потребителей

Потребитель	Годы				
	2010	2011	2012	2013	2014
Потребление всего, в том числе:	11871,4	12224,7	11733,6	11556,0	12521,1
Промышленность всего, в том числе:	1784,3	2791,4	1827,8	1898,9	3213,0
добыча полезных ископаемых	1563,3	2498,4	1396,2	1671,9	2968,7
обрабатывающие производства	221,0	293,0	431,6	277,0	244,3
Сельское хозяйство	49,0	48,0	48,3	46,0	44,5
Рыболовство, рыбоводство	0,9	0,0	0,0	0,0	0,1
Строительство	306,3	235,7	245,0	165,0	173,7
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1413,6	743,1	1223,3	1053,6	743,6
Транспорт и связь	238,6	292,7	305,0	347,7	263,6
Прочие виды деятельности, в том числе:	684,7	567,9	672,8	650,2	622,4
оптовая и розничная торговля, ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного потребления	124,9	93,4	130,9	133,6	127,1
гостиницы и рестораны	4,4	15,8	15,4	11,8	13,4
Население	5244,6	5392,4	5372,0	5367,8	5385,6
Бюджетно-финансируемые организации	2149,4	2153,5	2039,4	2026,8	2074,6

Источник: Жилищно-коммунальное хозяйство РС(Я): стат. сборник/ ТОФСГС по РС(Я) – Я.: 2015 г. – 86 с., формы Росстата 11-ТЭР за 2010-2014 гг.



Рисунок 2.5.1 – Структура потребления тепловой энергии в республике в 2010 г. и 2014 г.

Теплоснабжение потребителей также осуществляется от многочисленных котельных. Суммарная установленная мощность котельных крупных энергокомпаний оценивается в 5054,4 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 144,6 Гкал/ч, АО «Теплоэнергосервис» – 1281,9 Гкал/ч, ГУП «ЖКХ РС(Я)» – 3613,3 Гкал/ч, ОАО «ДГК» – 8,9 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 5,7 Гкал/ч, АК «АЛРОСА» (ПАО) – 1335,6 Гкал/ч (таблица 2.5.3). Установленная мощность котельных по филиалам компаний приведена в таблице П2.11.1 приложения 2.11.

Таблица 2.5.3 – Установленная тепловая мощность электростанций и котельных крупных энергокомпаний

Энергокомпания	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПАО «Якутскэнерго»	1130,0
АО «Сахаэнерго»	92,4
Филиал ОАО «ДГК»	1385
АО «Теплоэнергосервис»	718,3
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	2127,1
АК «АЛРОСА» (ПАО)	1335,6
Итого	6788,4

Источник: годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», АО «Теплоэнергосервис» за 2014 г.; годовые отчетные данные ГУП «ЖКХ», АК «АЛРОСА» за 2014 г. – см. приложение 2.2, 2.3, 2.4.



Производство тепловой энергии в республике в 2014 г. составило 15,3 млн Гкал. Структура производства тепловой энергии в 2014 г. представлена в таблице 2.5.4.

Таблица 2.5.4 – Структура производства тепловой энергии (состояние 2014 г.)

№ п/п	Энергокомпания, энергоисточник	Производство тепловой энергии, тыс.Гкал	Вид топлива
<b>Электростанции</b>			
Всего от ТЭС, в том числе:		4591,1	
1	ПАО «Якутскэнерго», всего, в том числе:	2348,9	
	Якутская ГРЭС	1397,7	природный газ
	Якутская ТЭЦ	951,2	природный газ
2	Филиал ОАО «ДГК», всего, в том числе:	2180,3	
	Нерюнгринская ГРЭС	1840,0	каменный уголь
	Чульманская ТЭЦ	331,4	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго», всего, в том числе:	70,8	
	Депутатская ТЭЦ	70,8	каменный уголь
<b>Котельные</b>			
Всего от котельных, из них:		9866,2	
1	ПАО «Якутскэнерго»	144,6	природный газ, дизельное топливо, дрова
2	Филиал ОАО «ДГК»	8,9	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго»	5,7	природный газ, дизельное топливо, уголь
4	АО «Теплоэнергосервис»	1281,9	природный газ, дизельное топливо, уголь
5	АК «АЛРОСА» (ПАО)	1543,6	природный газ, дизельное топливо, уголь
6	ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3613,3	природный газ, дизельное топливо, уголь
<b>Электробойлерные</b>			
Всего от электробойлерных, из них:		471,8	
1	ПАО «Якутскэнерго»	24,9	
2	АО «Теплоэнергосервис»	90,8	
3	АК «АЛРОСА» (ПАО)	356,1	
<b>Теплоутилизационные установки</b>			
Всего от ТУУ, из них:		17,7	
1	АО «Сахаэнерго»	17,7	
<b>Прочие установки (печи, муниципальные котельные малой мощности)</b>			
Всего от прочих		323,8	

Источник: годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», АО «Теплоэнергосервис» за 2014 г.; годовые отчетные данные ГУП «ЖКХ РС(Я)», АК «АЛРОСА» (ПАО) за 2014 г. – см. приложение 2.2., 2.3, 2.4.

В структуре производства тепловой энергии за рассматриваемый период не выявлены значительные изменения. Доля электростанций в производстве тепловой энергии незначительно уменьшилась с 31,1% в 2010 г. до 30,0% в 2014 г. Доля котельных в структуре производства тепла за последние пять лет сохранилась на уровне 64,6%. Доля электробойлерных в структуре производства тепловой энергии колеблется на уровне 3,1% (рисунок 2.5.2).

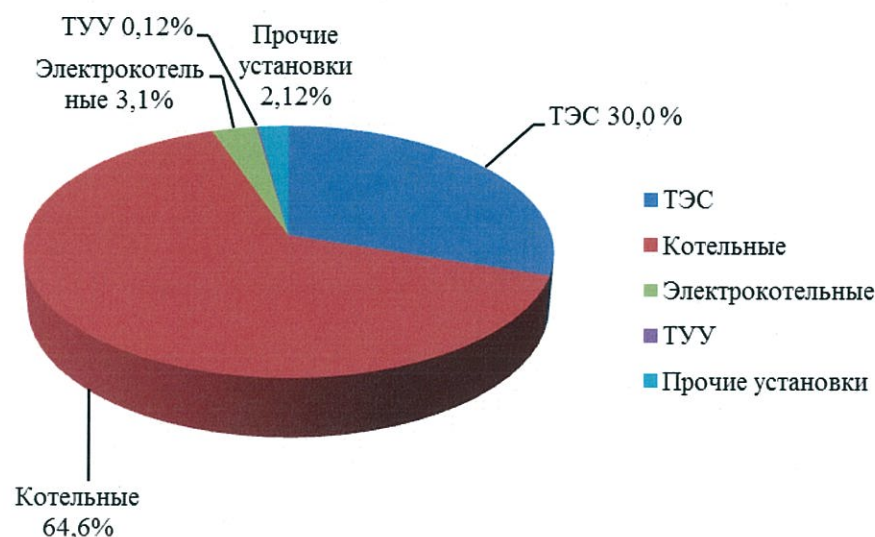


Рисунок 2.5.2 – Структура производства тепловой энергии (состояние 2014 г.)

Баланс тепловой энергии республики за период 2010-2014 гг. приведен в таблице 2.5.5. Балансы тепловой энергии по муниципальным образованиям республики – в таблице П2.11.2 приложения 2.11.

Таблица 2.5.5 – Баланс тепловой энергии, тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
<i>Производство тепловой энергии, всего</i>	<i>14943,2</i>	<i>14779,3</i>	<i>14980,7</i>	<i>14764,0</i>	<i>15279,5</i>
ТЭС, всего, в том числе:	4642,1	4569,8	4704,0	4588,6	4591,1
ПАО «Якутскэнерго»	2255,9	2291,8	2334,6	2310,1	2348,9
АО «Сахаэнерго»	35,7	102,8	75,1	74,7	70,8
Филиал ОАО «ДГК»	2350,5	2175,2	2294,3	2203,9	2180,3
Котельные, всего, из них:	9418,6	8966,5	8959,7	9128,4	9866,2
ПАО «Якутскэнерго»	154,7	142,1	137,4	135,6	144,6
АО «Сахаэнерго»	85,5	4,1	6,4	7,4	5,7
Филиал ОАО «ДГК»	6,1	1,8	12,5	4,7	8,9
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	3233,7	3274,2	3340,7	3399,6	3613,3
АК «АЛРОСА» (ПАО)	1679,2	1427,7	1467,5	1430,4	1543,6
АО «Теплоэнергосервис»	574,9	829,8	1241,1	1265,4	1281,9
Электробойлерные, всего	656,7	558,4	550,1	466	471,8
ПАО «Якутскэнерго»	48,3	32,5	31,7	25,6	24,9
АО «Теплоэнергосервис»	115,4	99,0	99,3	89,2	90,8
АК «АЛРОСА» (ПАО)	493	426,9	419,8	351,2	356,1
Вторичные энергоносители, всего	21,4	18,3	23,2	21,5	17,7
АО «Сахаэнерго»	21,4	18,3	23,2	21,5	17,7



Прочие источники	204,4	666,3	743,7	559,5	323,8
Потери тепловой энергии	3071,8	2554,6	3247,1	3208	2749,5
Потребление тепловой энергии	11871,4	12224,7	11733,6	11556	12521,1

Источник: форма Росстата 6-ТП, 11-ТЭР, 4-ТЭР за 2010-2014 гг.; годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», «СЭО-2014 – Социально-экологический отчет АК «АЛРОСА» (ПАО) за 2014 г.», ОАО «ДГК», АО «Теплоэнергосервис» за 2010-2014 гг., годовые отчетные данные ГУП «ЖКХ РС(Я)», АК «АЛРОСА» (ПАО) за 2010-2014 гг., данные компаний – см. приложения 2.2, 2.3, 2.4.

## 2.6 Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в республике приведен в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 – Перечень основных потребителей тепловой энергии (состояние 2014 г.)

Потребитель	Место расположения	Вид деятельности	Годовой объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка заявленная, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7
АО «Водоканал»	677000, г. Якутск ул. Б. Чижики, 19	ЖКХ	26,3	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	4,7	1937 1970
ОАО «ДСК»	677007, г. Якутск ш. Покровское 6 км	Строительство	7,0	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	2,0	1937 1970
ФКУ «Центр хозяйственного и сервисного обеспечения МВД по РС (Я)»	677004, г. Якутск ул. Очищенко, 1	Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное страхование	20,1	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	5,2	1937 1970
ФГАОУ ВПО «СВФУ им. М.К. Аммосова»	677007, г. Якутск ул. Белинского, 58	Образование	23,1	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	6,7	1937 1970
ГУ ПНПЦ «Фтизиатрия»	677015, г. Якутск ул. П.Алексеева, 93	Здраво- охранение	14,9	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	2,5	1937 1970
ОАО «ЯКСМК»	677009, г. Якутск ул. Дзержинского, 56	Строительство	12,5	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	5,2	1937 1970
ООО «Речной порт «Якутск»	677001, г. Якутск ул. Ново- портовская, 1	Транспорт	9,1	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	2,5	1937 1970
ГБУ РС (Я) «По эксплуатации и содержанию административ- ных зданий «Лена»	677000, г. Якутск ул. Кирова, 13	ЖКХ	11,3	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	4,3	1937 1970
Филиал «Аэропорт Нерюнгри» ФКП «Аэропорты Севера»	677904, пос. Маган, ул. 40 лет Победы, 1	Транспорт и связь	4,0	Нерюнгринская ГРЭС		1983

ООО «Нерюнгринская автобаза»	678960, г.Нерюнгри, ул.Разрезовская, 1	Транспорт и связь	10,9	Нерюнгринская ГРЭС		1983
ООО «Мечел- Ремсервис»	678960, г. Нерюнгри, ул. Заводская, 10	Промышлен- ность	41,8	Нерюнгринская ГРЭС		1983
ОАО «Нерюнгринская птицефабрика»	678960, г. Нерюнгри, тер Птицефабрика	Сельское хозяйство	11,8	Нерюнгринская ГРЭС		1983
ПАО «Якутуглестрой»	678960, г. Нерюнгри, ул. Южно-Якутская, 22	Строительство	2,0	Нерюнгринская ГРЭС		1983
ОАО «Российские железные дороги»	107174, Москва, Новая Басманная ул., д. 2	Транспорт и связь	15,7	Нерюнгринская ГРЭС		1983
ОАО Холдинговая компания «Якутуголь»	678960, г. Нерюнгри пр. Ленина, 3/1	Добыча полезных ископаемых	207,4	Нерюнгринская ГРЭС		1983
ООО «Транснефть- Восток»	665734, г.Братск, ж.р.Энергетик, ул.Олимпийская, 14	Транспорт и связь	5,9	Нерюнгринская ГРЭС		1983
ООО «Айгуль»	678960, г Нерюнгри, тер База ППС	Оптовая и розничная торговля	11,5	Нерюнгринская ГРЭС		1983
ФГУП "Аэропорт Тикси"	678403, пос. Тикси-3, Новосахалинская, 4	Транспорт и связь	2,6	Котельная Авиапорт Булунский филиал ГУП «ЖКХ»	2,6	1971
МУ Верхневилуй- ская центральная районная больница	678230, Верхневилуйский улус, с.Верхневилуйск, ул.Ленина, 4/2	Здравоохра- нение и предоставление социальных услуг	5,2	Котельная «Центральная» Верхневилуйск ий филиала ГУП «ЖКХ»	5,2	1986
Филиал «Аэропорт Черский» ФКП «Аэропорты Севера»	677904, пос. Маган, ул. 40 лет Победы, 1	Транспорт и связь	0,9	Котельная №2 пос. Черский Нижнеколым- ский филиал ГУП «ЖКХ»	0,9	2008
Филиал «Аэропорт Олекминск» ФКП «Аэропорты Севера»	677904, пос. Маган, ул. 40 лет Победы, 1	Транспорт и связь	1,1	Котельная Авиапорт Олекминский филиал ГУП «ЖКХ»	1,1	2000
Филиал "Аэропорт Среднеколымск" ФКП «Аэропорты Севера»	677904, пос. Маган, ул. 40 лет Победы, 1	Транспорт и связь	0,9	Котельная №4 г. Среднеколымск Среднеколым- ский филиал ГУП «ЖКХ»	0,9	1990

Источник: годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» за 2014 г.; годовые отчетные данные ГУП «ЖКХ» за 2014г., данные компаний – см. приложение 2.2, 2.5.



## 2.7 Структура установленной электрической мощности на территории Республики Саха (Якутия)

Суммарная установленная мощность электростанций на территории республики на конец 2014 г. составляет 2944,1 МВт, по сравнению с 2013 г. она возросла на 29,8 МВт. Основу электроэнергетики республики составляют тепловые и гидроэлектростанции (таблица 2.7.1). Их доля в суммарной мощности электростанций республики оценивается в 42% и 33% соответственно (рисунок 2.7.1). Дизельные электростанции (стационарные и передвижные) в структуре установленной мощности занимают 25%. На возобновляемые источники энергии приходится совсем незначительная доля.

Таблица 2.7.1 – Изменение установленной мощности по типам электростанций, МВт

Тип электростанции	Год	
	2013	2014
Установленная мощность, всего	2831,8	2861,6
в том числе:		
ГЭС	957,5	957,5
ТЭС	1218,6	1203,4
ДЭС	655,3	700,2
ВЭС	0,25	0,25
СЭС	0,13	0,225

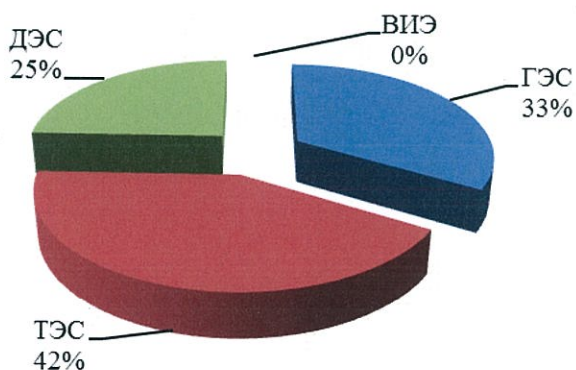


Рисунок 2.7.1 – Структура установленной мощности по типам электростанций (состояние 2014 г.)

Основной электроснабжающей компанией в республике является ПАО «Якутскэнерго» (таблица 2.7.2). На ее долю приходится 45% установленной мощности электростанций республики (рисунок 2.7.2). ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» в структуре генерирующих мощностей занимает 22%, ОАО «Вилуйская ГЭС-3» – 10%.

Более 75% мощности электростанция республики функционирует в составе Центрального, Западного и Южно-Якутского энергорайонов. В 2014 г. их мощность незначительно снизилась по сравнению с 2013 г. – на 13 МВт.

Остальные электростанции эксплуатируются в зоне децентрализованного электроснабжения в северных и труднодоступных районах республики. Их суммарная установленная мощность на конец 2014 г. оценивается в 679,2 МВт

(таблица 2.7.3). Основная часть автономных электростанций находится в ведении АО «Сахаэнерго» – 186,2 МВт, ОАО «Сургутнефтегаз» – 139,1 МВт (включая Талаканскую ГТЭС – 133,4 МВт), ОАО «АК «Транснефть» – 92 МВт.

Суммарная мощность автономных электростанций АК «АЛРОСА» (ПАО) оценивается в 54,5 МВт, из них порядка 20 МВт составляют ДЭС резервного и аварийного электроснабжения. Наиболее крупная электростанция мощностью 20,2 МВт обеспечивает электроэнергией Нюрбинский ГОК в п. Накын.

Таблица 2.7.2 – Изменение установленной мощности электростанций генерирующих компаний, МВт

Генерирующая компания	Год	
	2013	2014
Установленная мощность, всего	2831,8	2861,6
в том числе:		
ПАО «Якутскэнерго»	1299,9	1286,9
ОАО «ДГК»	618,0	618,0
ОАО «Вилуйская ГЭС-3»	277,5	277,5
АО «Сахаэнерго»	187,1	186,2
ОАО «Сургутнефтегаз»*	137,9	139,1
ОАО «АК «Транснефть»	92,0	92,0
АК «АЛРОСА» (ПАО)	54,5	54,5
АО «Алмазы Анабара»	33,9	33,9
Прочие	131	173,5

Примечание - \*) включая ДЭС

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», отчетные данные АК «АЛРОСА», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «АК «Транснефть», АО «Алмазы Анабара» за 2013-2014 гг. – см. приложение 2.4, 2.8, 2.9, 2.10.

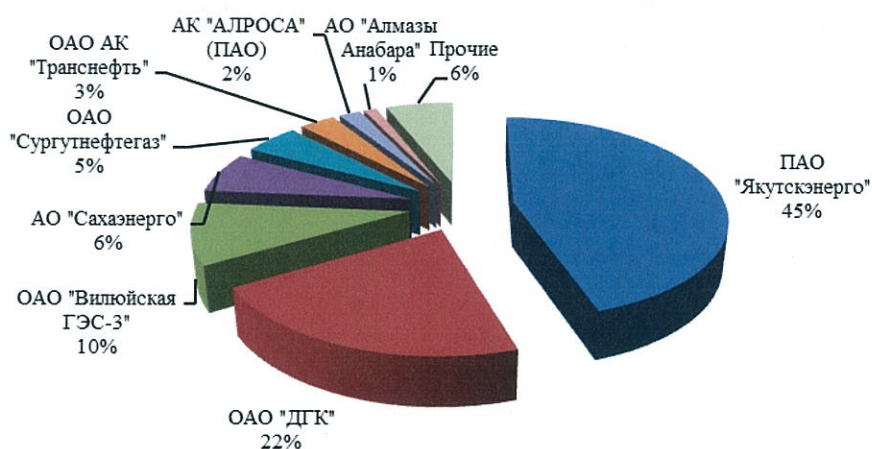


Рисунок 2.7.2 – Структура установленной мощности электростанций генерирующих компаний (состояние 2014 г.)

Суммарная мощность электростанций в зоне децентрализованного электроснабжения в 2014 г. возросла по сравнению с 2013 г. на 42,8 МВт. В основном это связано с ростом количества и мощности электростанций, принадлежащих разным компаниям, которые эксплуатируются в этой зоне, например, ОАО «ЯТЭК», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», ООО «Бурэнерго», ОАО «Золото Селигдара», ООО а/с «Дражник» и др.



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

Зона электроснабжения, генерирующая компания	Год	
	2013	2014
Установленная мощность, всего	2831,8	2861,6
в том числе:		
в зоне централизованного электроснабжения, всего	2195,4	2182,4
в том числе:		
ПАО «Якутскэнерго»	1299,9	1286,9
ОАО «ДГК»	618,0	618,0
ОАО «Вилюйская ГЭС-3»	277,5	277,5
в зоне децентрализованного электроснабжения, всего	636,4	679,2
в том числе:		
АО «Сахаэнерго»	187,1	186,2
ОАО «Сургутнефтегаз»*	137,9	139,1
ОАО «АК «Транснефть»	92,0	92,0
АК «АЛРОСА» (ПАО)	54,5	54,5
АО «Алмазы Анабара»	33,9	33,9
Прочие	131	173,5

Примечание - \*) включая ДЭС

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», отчетные данные АК «АЛРОСА», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «АК «Транснефть», АО «Алмазы Анабара» за 2013-2014 гг. – см. приложение 2.4, 2.8, 2.9, 2.10.

Снижение установленной мощности ПАО «Якутскэнерго» произошло за счет превышения мощности демонтированного устаревшего оборудования над введенной мощностью (таблица 2.7.4) В сумме в течение 2014 г. было введено 0,819 МВт и произведен демонтаж в объеме 13,771 МВт.

Таблица 2.7.4 – Ввод-демонтаж мощности на электростанциях ПАО «Якутскэнерго» в 2014 г, МВт

Филиал, электростанция	Ввод	Демонтаж
Центральные электросети, всего	0,759	1,62
в том числе: ДЭС «Тит-Арыы»	0,084	-
ДЭС «Тополиное»	-	0,615
ДЭС «Синск»	-	0,4
ДЭС «Кытыл-Дюра»	0,1	0,1
ДЭС «Усть-Миль»	0,475	0,475
ДЭС «Развилка»	0,1	0,03
Западные электросети, всего	0,06	12,151
в том числе: Мирнинская ГРЭС	-	12,0
ДЭС «Турукта»	0,03	0,075
ДЭС «Иннялы»	0,03	0,016
ДЭС «Толон»	-	0,03
ДЭС «Юрюнг-Нюя»	-	0,03
ИТОГО	0,819	13,771

Изменение установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» произошло за счет ввода в эксплуатацию оборудования мощностью 4,5 МВт и демонтажа 5,8 МВт, а также за счет уточнений мощности в Жиганском РЭС (0,018

МВт), которые внесены в значения ввода и вывода мощности в форме АРМ Бизнес-плана (ввод 15,1 МВт и выбытие 15,2 МВт) (таблице 2.7.5). Кроме того, в 2014 г. введено четыре солнечных электростанции суммарной мощностью 95 кВт.

Таблица 2.7.5 – Ввод демонтаж мощности на электростанциях АО «Сахаэнерго» в 2014 г, МВт

Электростанция, филиал	Ввод	Демонтаж
Дизельные электростанции, всего	4,493	5,83
в том числе:		
Алданский РЭС	0,1	-
Белогорский РЭС	0,02	-
Булунские ЭС	0,2	-
Жиганский РЭС	0,43	0,325
Момский РЭС	1,0	2,5
Оймяконский РЭС	0,47	0,41
Олекминский РЭС	0,65	1,145
Оленекский РЭС	0,04	-
Эвено-Бытантайский РЭС	0,713	-
Янские ЭС	0,87	1,45
Солнечные электростанции, всего	0,095	
в том числе:		-
п. Эйик	0,04	-
п. Куберганя	0,02	-
п. Джаргалах	0,015	-
п. Тойон-Ары	0,02	
ИТОГО	4,588	5,83

## 2.8 Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Перечень электростанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), по принадлежности к энергокомпаниям с указанием установленной мощности в 2013-2014 гг. приведен в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1 – Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Год	
		2013	2014
1	2	3	4
ПАО «Якутскэнерго», всего		1299,9	1286,9
в том числе:	Якутская ГРЭС	368	368
	Якутская ТЭЦ	12	12
	Каскад Вилюйских ГЭС-1,2	680	680
	Западные электрические сети, всего	150,6	138,5
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	109,6	97,6
	Мирнинская ГРЭС (резервная)	60	48
	Ленская ГТЭС (резервная)	24	24



	Нюрбинская ДЭС (резервная)	6,5	6,5
	Вилуйская ДЭС (резервная)	10,7	10,7
	Верхне-Вилуйская ДЭС (резервная)	8,4	8,4
	Центральные электрические сети, всего	89,3	88,4
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт*	71,3	71,3
	ДЭС п. Эльдикан (резервная)	11,2	11,2
	ДЭС п. Солнечный (резервная)	16	16
	ДЭС п. Борогонцы (резервная)	10	10
	Таттинская ДЭС (резервная)	7,5	7,5
	Амгинская ДЭС (резервная)	5,7	5,7
	Бердигестяхская ДЭС (резервная)	5,0	5,0
	Хандыгская ДЭС (резервная)	13,4	13,4
ОАО «Дальневосточная генерирующая компания»	Нерюнгринская ГРЭС (включая Чульманскую ТЭЦ)	618	618
ОАО Вилуйская ГЭС-3	Светлинская ГЭС	277,5	277,5
АК «АЛРОСА» (ПАО), всего		54,5	54,5
из них:	ДЭС Нюрбинского ГОКа	19,7	20,2
АО «Сахаэнерго», всего		187,1	186,2
в том числе: электростанции мощностью > 5 МВт		103,4	93,5
	ДЭС п. Тикси	10,1	10,3
	ДЭС п. Батагай	11,1	11,7
	ДЭС п. Жиганск	7,4	7,4
	ДЭС п. Зырянка	7,7	7,7
	ДЭС п. Угольное	5,8	5,8
	ДЭС п. Сангар	10,5	10,5
	ДЭС п. Мома	5,9	5,8
	ДЭС п. Черский	6	6
	ДЭС г. Среднеколымск	5,6	6,6
	ДЭС п. Чокурдах	7,8	7,8
	ДЭС п. Депутатский	11,6	11,6*
	ТЭЦ п. Депутатский	7,5	7,5
	ДЭС п. Усть-Куйга	6,4	6,4
электростанции мощностью ≤ 5 МВт		83,3	92,7
из них: возобновляемые источники энергии, всего		0,38	0,475
1	2	3	4
в том числе:	ВЭУ п. Тикси	0,25	0,25
	СЭС п. Батамай	0,06	0,06
	СЭС п. Ючюгей	0,03	0,03
	СЭС п. Куду-Кюель	0,02	0,02
	СЭС п. Дулгалах	0,02	0,02
	СЭС п. Эйик	-	0,04
	СЭС п. Куберганя	-	0,02
	СЭС п. Джаргалах	-	0,015
	СЭС п. Тойон-Ары	-	0,02
ОАО «Сургутнефтегаз»		137,9	139,1
из них:	Талаканская ГТЭС	136,6	133,4
ОАО «АК «Транснефть»	ДЭС	92,0	92,0
АО «Алмазы Анабара»	ДЭС	33,9	33,9
Прочие компании	ведомственные электростанции	131,0	173,5
ИТОГО по республике		2831,8	2861,6

Примечание – \* консервация

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО АК «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», отчетные данные ПАО «АК «АЛРОСА», ПАО «Сургутнефтегаз», АК «Транснефть», АО «Алмазы Анабара» за 2013-2014 гг. – см. приложение 2.4, 2.8, 2.9, 2.10.



## 2.9 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Выработка электроэнергии всеми электростанциями на территории республики в 2014 г. сохранялась практически на уровне 2013 г. и составила 8578 млн кВт·ч. При этом электростанции, работающие в составе якутской энергосистемы, выработали 7550 млн кВт·ч электроэнергии, что составляет 88% от суммарной выработки по республике (таблица 2.9.1).

Таблица 2.9.1 – Изменение выработки электроэнергии в зоне централизованного и децентрализованного электроснабжения

Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч		Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
	2013	2014		
<i>Электростанции, работающие в энергосистеме, всего,</i>	<i>7591,1</i>	<i>7550,1</i>	<i>88,0</i>	<i>99,5</i>
в том числе:				
Якутская ГРЭС	1601,4	1608,1	18,7	100,4
Якутская ТЭЦ	51,8	56,9	0,7	109,8
Нерюнгринская ГРЭС+ Чульманская ТЭЦ	3129	2998,8	35,0	95,8
Вилуйские ГЭС-1,2	2056,7	2131,8	24,9	103,7
Светлинская ГЭС	729,9	734,4	8,6	100,6
Центральные электросети	15,9	14,4	0,2	90,6
Западные электросети	6,4	5,7	0,1	89,1
<i>Децентрализованные электростанции, всего</i>	<i>916,9</i>	<i>1027,9</i>	<i>12,0</i>	<i>112,1</i>
в том числе:				
ДЭС АО «Сахаэнерго»	266,2	270,7	3,2	101,7
Талаканская ГТЭС	412,2	456,7	5,3	110,8
ДЭС ОАО «АК «Транснефть»	96,9	76,9	0,9	79,4
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	75,7	74,1	0,9	97,9
ДЭС АО «Алмазы Анабара»	17,8	30,9	0,4	173,6
Прочие электростанции	48,1	118,6	1,4	246,6
<b>ИТОГО</b>	<b>8508</b>	<b>8578</b>	<b>100</b>	<b>100,8</b>

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», отчетные данные АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «АК «Транснефть», АО «Алмазы Анабара» за 2013-2014 гг. – см. приложение 2.4, 2.8, 2.9, 2.10.

Прирост выработки электроэнергии в республике в 2014 г. по сравнению с 2013 г. обусловлен ростом производства на ГЭС и дизельных электростанциях (таблица 2.9.2).

Около 60% выработки электроэнергии приходится на тепловые электростанции (рисунок 2.9.1 а). Гидроэлектростанции в структуре выработки электроэнергии занимают 33%, автономные дизельные электростанции – 7%.

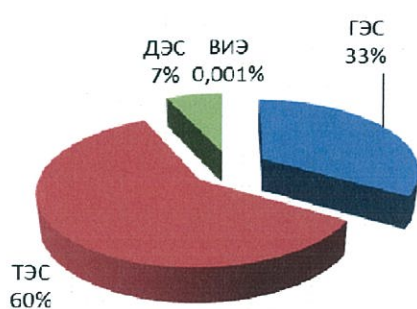
Прирост выработки электроэнергии в 2014 г. по сравнению с 2013 г. наблюдался во всех генерирующих компаниях, функционирующих на территории республики, за исключением филиала ОАО «ДГК» и «АК «АЛРОСА» (ПАО) (таблица 2.9.3). Основными генерирующими компаниями республики являются ПАО «Якутскэнерго» и ОАО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС: на их долю в структуре



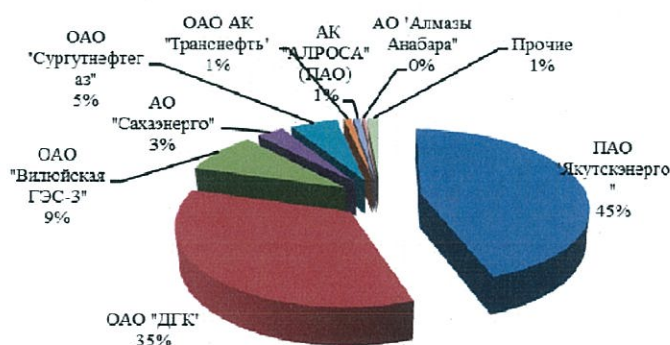
выработки электроэнергии приходится 45% и 35% соответственно (рисунок 2.9.1 б).

Таблица 2.9.2 – Изменение выработки электроэнергии по типам электростанций, млн кВт·ч

Электростанция	Год	
	2013	2014
Выработка электроэнергии, всего	8508	8578
в том числе:		
ГЭС	2786,6	2866,2
ТЭС	5194,4	5120,5
ДЭС	527	591,2
ВИЭ	0,05	0,1



а)



б)

Рисунок 2.9.1 – Структура выработки электроэнергии: а) по типам электростанций, б) по генерирующим компаниям (состояние 2014 г.)

Таблица 2.9.3 – Изменение выработки электроэнергии генерирующими компаниями, млн кВт·ч

Генерирующая компания	Год	
	2013	2014
Выработка электроэнергии, всего	8508	8578
в том числе:		
ПАО «Якутскэнерго»	3732	3817
ОАО «ДГК»	3129	2998,8
ОАО «Вилуйская ГЭС-3»	729,9	734,4
АК «АЛРОСА» (ПАО)	75,7	74,1
АО «Сахаэнерго»	266,2	270,7
ОАО «Сургутнефтегаз»*	413,8	461,4
ОАО «АК «Транснефть»	96,9	76,9
АО «Алмазы Анабара»	17,8	30,9
Прочие	46,7	113,8

Примечание - \* с учетом выработки электроэнергии ДЭС

## 2.10 Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Производство электроэнергии в республике за рассматриваемый период имеет положительную динамику и возросло на 17% – с 7,3 млрд кВт·ч в 2010 г. до 8,6 млрд кВт·ч в 2014 г. (таблица 2.10.1).

Таблица 2.10.1 – Баланс электроэнергии в республике, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Производство электроэнергии, всего, в том числе:	7345	8169	8452	8509	8578
- ПАО «Якутскэнерго»	3812	3722	3799	3734	3819
- Нерюнгринская ГРЭС (ОАО «ДГК»)	2373	3105	3164	3129	2999
- ОАО «Вилуйская ГЭС-3»	577	645	728	730	734
- АО «Сахаэнерго»	297	266	260	264	269
- ОАО «Сургутнефтегаз»	198	302	359	412	457
- Ведомственные электростанции	88	129	143	240	300
Поступление электроэнергии, всего, в том числе:	149	158	162	162	159
- Магаданская область	134	142	146	147	143
- Чукотский АО	14	15	16	15	15
Отпуск за пределы республики	896	1513	1489	1489	1358
Потребление, всего, в том числе:	6597	6813	7125	7183	7378
- собственные нужды электростанций	425	471	488	486	474
- потери в электросетях	965	921	871	927	1045
- полезное потребление	5208	5422	5766	5770	5859

Источник: формы Росстата Электробаланс и 6-ТП за 2010-2014 гг.

Несколько выросло за пятилетний период поступление электроэнергии в республику, в основном, за счет перетока из магаданской энергосистемы. Отпуск электроэнергии за пределы республики увеличился в 1,5 раза.

Из-за этого темпы роста внутреннего потребления электроэнергии оказались несколько ниже по сравнению с ее производством: за прошедший пятилетний период потребление электроэнергии в республике увеличилось на 12% – с 6,6 млрд кВт·ч в 2010 г. до 7,4 млрд кВт·ч в 2014 г. (рисунок 2.10.1).

Доля потерь в электрических сетях общего пользования в 2010-2014 гг. составляла 12-14%.

В отчетный период Западный, Центральный и Южно-Якутский энергорайоны якутской энергосистемы работали изолированно.

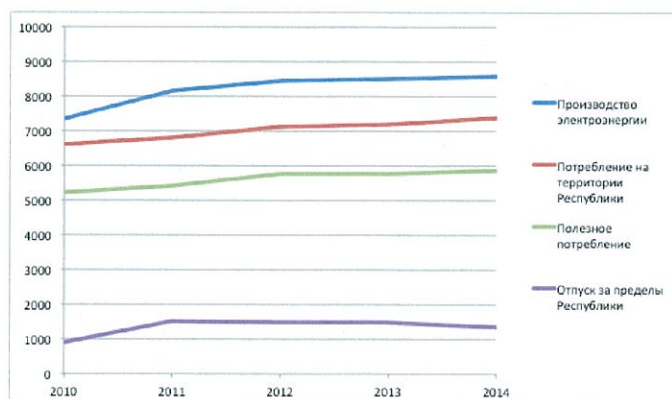


Рисунок 2.10.1 – Динамика производства и потребления электроэнергии, млрд кВт·ч.



**(1) Западный энергорайон**

Балансы мощности и электроэнергии Западного энергорайона за отчетный период приведены в таблицах 2.10.2 и 2.10.3 соответственно.

В период 2010-2014 гг. Западный энергорайон оставался избыточным по электрической мощности. Мирнинская ГРЭС в настоящее время находится в холодном резерве.

Таблица 2.10.2 – Балансы мощности Западного энергорайона, МВт

Статья баланса	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Максимум нагрузки	570	567	552	570	589
Резерв	90	90	90	90	90
<b>Итого</b>	<b>660</b>	<b>657</b>	<b>642</b>	<b>660</b>	<b>679</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
<b>Установленная мощность, всего</b>	<b>1109</b>	<b>1108</b>	<b>1109</b>	<b>1108</b>	<b>1096</b>
<i>ГЭС, всего, в том числе:</i>	958	958	958	958	958
Вилуйская ГЭС 1-2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	278	278	278	278	278
<i>Прочие источники, всего, в том числе:</i>	151	150	151	151	139
Мирнинская ГРЭС	72	72	72	60	48
Западные электросети	79	78	79	91	91
<b>Располагаемая мощность, всего</b>	<b>1056</b>	<b>1055</b>	<b>1056</b>	<b>1056</b>	<b>1044</b>
<i>ГЭС, всего, в том числе:</i>	905	905	905	905	905
Вилуйская ГЭС 1-2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	225	225	225	225	225
<i>Прочие источники, всего, в том числе:</i>	151	150	151	151	139
Мирнинская ГРЭС	72	72	72	60	48
Западные электросети	79	78	79	91	91
<b>Дефицит (-)/ Избыток (+)</b>	<b>396</b>	<b>398</b>	<b>414</b>	<b>396</b>	<b>365</b>

Таблица 2.10.3 – Балансы электроэнергии Западного энергорайона, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Выработка всего, в том числе:</b>	<b>2704</b>	<b>2689</b>	<b>2796</b>	<b>2796</b>	<b>2872</b>
<i>ГЭС, всего, в том числе:</i>	2698	2681	2789	2787	2866
Вилуйская ГЭС 1-2	2166	2110	2140	2057	2132
Светлинская ГЭС	532	571	650	730	734
<i>Прочие источники</i>	6	8	7	6	6
<b>Проектная среднеголетняя выработка ГЭС, в том числе:</b>	<b>3969</b>	<b>3969</b>	<b>3969</b>	<b>3969</b>	<b>3969</b>
Вилуйская ГЭС 1-2	2857	2857	2857	2857	2857
Светлинская ГЭС	1112	1112	1112	1112	1112
<b>Электропотребление, всего</b>	<b>2704</b>	<b>2689</b>	<b>2796</b>	<b>2793</b>	<b>2872</b>
<b>в том числе:</b>					
- собственные нужды	35	36	39	38	38
- потери в сетях	427	395	371	389	437
- полезное потребление	2242	2258	2386	2366	2396
<b>Избыток (+)/дефицит (-) к проектной среднеголетней выработке</b>	<b>1265</b>	<b>1280</b>	<b>1173</b>	<b>1176</b>	<b>1097</b>

## (2) Центральный энергорайон

Балансы мощности и электроэнергии в Центральном энергорайоне за отчетный период приведены в таблицах 2.10.4, 2.10.5 соответственно.

В период 2010-2014 гг. Центральный энергорайон остается избыточным по электрической мощности. В рассматриваемый период наблюдался незначительный рост нагрузки и рост располагаемой мощности Якутской ГРЭС (основной источник выработки электрической мощности энергорайона) и, как следствие, увеличение избытка мощности.

Таблица 2.10.4 – Балансы мощности Центрального энергорайона, МВт

Статья баланса	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Максимум нагрузки	319	312	320	318	323
Резерв	45	45	45	45	45
<b>Итого</b>	<b>364</b>	<b>357</b>	<b>365</b>	<b>363</b>	<b>368</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
<b>Установленная мощность, всего</b>	<b>422</b>	<b>420</b>	<b>468</b>	<b>468</b>	<b>468</b>
Центральные электросети	90	88	88	88	88
Якутская ГРЭС	320	320	368	368	368
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
<b>Располагаемая мощность, всего</b>	<b>472</b>	<b>469</b>	<b>517</b>	<b>526</b>	<b>519</b>
Центральные электросети	90	88	88	88	88
Якутская ГРЭС	369	368	416	426	419
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
<b>Дефицит (-)/ Избыток (+)</b>	<b>108</b>	<b>112</b>	<b>152</b>	<b>163</b>	<b>151</b>

Таблица 2.10.5 – Балансы электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Выработка, всего, в том числе:</b>	<b>1610</b>	<b>1604</b>	<b>1653</b>	<b>1669</b>	<b>1679</b>
<i>ТЭС, всего, в том числе:</i>	1591	1585	1636	1653	1665
Якутская ГРЭС	1536	1528	1581	1601	1608
Якутская ТЭС	55	57	55	52	57
<i>Прочие источники</i>	19	19	17	16	14
<b>Электропотребление, всего</b>	<b>1610</b>	<b>1604</b>	<b>1653</b>	<b>1669</b>	<b>1679</b>
<b>в том числе:</b>					
- собственные нужды	71	71	71	71	68
- потери в сетях	247	228	213	228	260
- полезное потребление	1293	1305	1369	1386	1425

## (3) Южно-Якутский энергорайон

Балансы мощности и электроэнергии Южно-Якутского энергорайона за отчетный период приведены в таблицах 2.10.6 и 2.10.7 соответственно.

В период 2010-2014 гг. Южно-Якутский энергорайон остается избыточным по электрической мощности.



Таблица 2.10.6 – Балансы мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт

Статья баланса	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Максимум нагрузки	268	259	269	266	265
Передача мощности	190	258	252	252	230
Резерв	62	63	59	61	61
<b>Итого</b>	<b>520</b>	<b>580</b>	<b>579</b>	<b>579</b>	<b>556</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
<b>Установленная мощность, всего</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48
<b>Располагаемая мощность, всего</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48
<b>Дефицит (-)/ Избыток (+)</b>	<b>98</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>62</b>

Таблица 2.10.7 – Балансы электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Выработка, всего, в том числе:</b>	<b>2373</b>	<b>3105</b>	<b>3164</b>	<b>3129</b>	<b>2999</b>
<i>ТЭС, всего, в том числе:</i>	2373	3105	3164	3129	2999
Нерюнгринская ГРЭС	2272	3008	3078	3129*	2999*
Чульманская ТЭЦ	101	97	86		
<b>Передача в ОЭС Востока</b>	<b>798</b>	<b>1513</b>	<b>1488</b>	<b>1489</b>	<b>1358</b>
<b>Электропотребление, всего</b>	<b>1489</b>	<b>1592</b>	<b>1675</b>	<b>1641</b>	<b>1641</b>
в том числе:					
- собственные нужды	278	322	335	338	327
- потери в сетях	192	189	180	194	221
- полезное потребление	1007	1081	1160	1180	1209

Примечание - с учетом Чульманской ТЭЦ

## 2.11 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 2010-2014 гг. приведена в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1 – Исходные данные и основные показатели энергоэффективности в Республике Саха (Якутия)

Показатель	Ед. изм.	Год					Среднегодовой темп роста, %
		2010	2011	2012	2013	2014	
ВРП в сопоставимых ценах (2010 г.)	млрд руб.	387	414	428	431	444	103,5
Численность населения на конец года	тыс. чел.	958,3	956	956	955	956,9	99,9
Среднегодовая численность занятого населения	тыс. чел.	483,7	483,2	482,9	482,1	482,1	99,9
Энергопотребление	тыс. т у.т.	6752	7435	7678	7489	7412	102,5
Электропотребление	млн кВт·ч	6597	6813	7125	7183	7378	102,8
Энергоемкость ВРП	кг у.т./ тыс. руб.	17,5	17,9	18,0	17,4	16,7	98,9
Электроемкость ВРП	кВт·ч/ тыс. руб.	17,1	16,4	16,7	16,6	16,6	97,5
Потребление электроэнергии на душу населения	тыс. кВт·ч/ чел	6,88	7,13	7,46	7,52	7,71	102,9
Электровооруженность труда	тыс. кВт·ч/чел	13,7	14,1	14,8	14,9	15,3	102,8

Источник: Электробаланс Республики Саха (Якутия) с 2010-2014 гг; Регионы России. Социально-экономические показатели. 2015: Стат. сб. / Росстат. – М., 2015. – 1266 с.

### (1) Энергоемкость

Потребление первичных энергетических ресурсов в республике за рассматриваемый период увеличилось с 6752 тыс. т у.т. до 7412 тыс. т у.т., т.е. на 9,8%. В структуре потребления первичных энергоресурсов в 2014 г. наибольшая доля приходится на производство, распределение электроэнергии, газа и воды (51,2%), на добычу полезных ископаемых (29,9%), на население (9,4%) (рисунок 2.11.1).



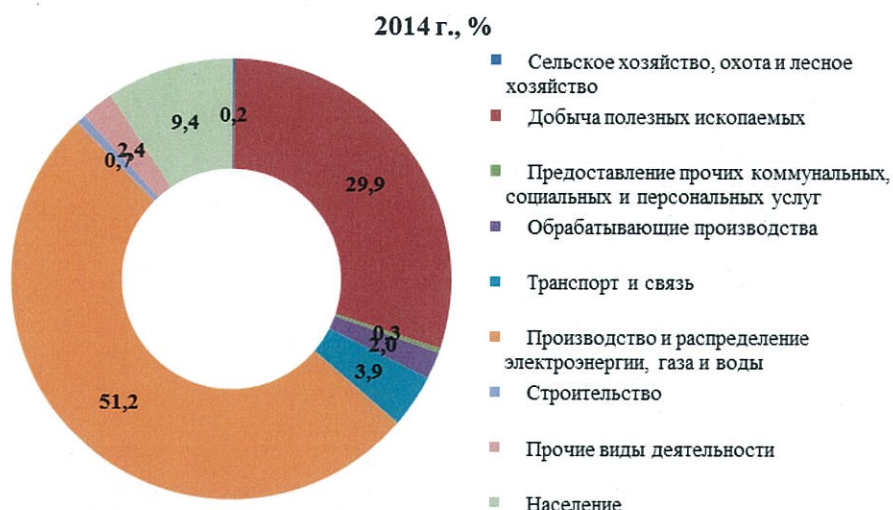


Рисунок 2.11.1 – Структура потребления первичных энергоресурсов по видам экономической деятельности в 2014 г.

Среднегодовой темп роста энергопотребления в республике составил 102,5%. На фоне более высоких среднегодовых темпов роста экономики (103,5%) энергоемкость ВРП к концу периода по сравнению с 2010 г. снизилась на 4,3%, а по сравнению с 2012 г. – на 7,0% и составила 16,7 кг у.т./тыс. руб. Среднегодовой темп снижения энергоемкости ВРП за 2010-2014 гг. составил 1,05%, хотя по отдельным годам периода наблюдался рост энергоемкости (рисунок 2.11.2).



Рисунок 2.11.2 – Динамика энергоемкости ВРП Республики Саха (Якутия)

Наиболее энергоёмким видом деятельности, оказывающим значительное влияние на энергоёмкость всего хозяйственного комплекса, является производство и распределение электроэнергии, газа и воды. Энергоемкость по данному виду деятельности составила в 2014 году 211,7 кг у.т./тыс. руб., что в 21,7 раза выше, чем энергоемкость добычи полезных ископаемых и в 13,4 раза – обрабатывающего производства (рисунок 2.11.3).



Рисунок 2.11.3 – Энергоемкость по видам экономической деятельности

На сегодняшний день сфера производства и распределения электроэнергии, газа и воды имеет значительные резервы для снижения энергоёмкости производства ВРП в целом.

## (2) Электроемкость

При относительно динамичном росте экономики и на фоне реализации новых инвестиционных проектов потребление электроэнергии в республике увеличивается незначительно.

За период 2010-2014 гг. потребление электроэнергии с учетом потерь увеличилось с 6597 до 7378 млн кВт·ч., т.е. на 11,8%. В 2014 г. 56,5% потребления электроэнергии приходилось на промышленность, вклад в ВРП которой составил 57,2%, в том числе: 36,5% – на добычу полезных ископаемых, 3,2% – на обрабатывающие производства, 16,8% – на производство и распределение электроэнергии, газа и воды. Производственными организациями потреблено 41,3% электроэнергии, непроизводственными – 32,2%, населением – 12,2%

Среднегодовой темп роста электропотребления составил 102,8%, что ниже среднегодового темпа роста ВРП. Электроемкость ВРП снизилась с 17,1 кВт·ч/тыс. руб. в 2010 г. до 16,6 кВт·ч/тыс. руб. в 2014 г. или на 2,5%. Среднегодовой темп снижения электроемкости ВРП составил 0,6%, однако в последние два года она оставалась неизменной (рисунок 2.11.4).



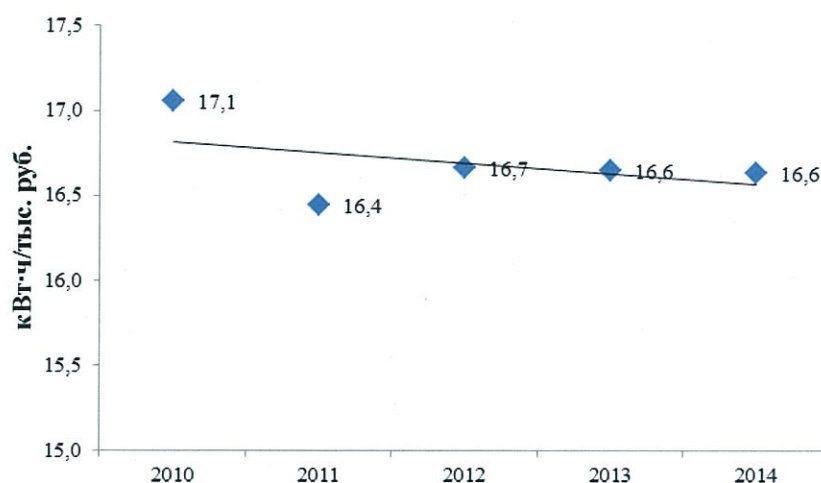


Рисунок 2.11.4 – Динамика изменения электроёмкости ВРП

Рассматривая электроёмкость по отдельным видам деятельности следует отметить, что также как и по энергоёмкости, значительные резервы снижения электроёмкости ВРП в целом имеются в сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды. Уровень электроёмкости данного вида деятельности составил в 2014 г. 69,2 кВт·ч/тыс. руб., что в 5,8 раза выше, чем в обрабатывающем производстве и в 2,7 раза – чем в добыче полезных ископаемых (рисунок 2.11.5).



Рисунок 2.11.5 – Динамика изменения электроёмкости по видам экономической деятельности

### (3) Потребление электроэнергии на душу населения

Численность населения в республике в период с 2010-2014 гг. снижалась. Если по состоянию на начало 2011 г. насчитывалось 958,3 тысяч чел., то к началу 2015 г. численность снизилась на 1,4 тыс. чел. (0,15%) и составила 956,9 тыс. чел. Потребление электроэнергии на душу населения за этот период выросло с 6,88 тыс. кВт·ч/чел в 2010 г. до 7,71 тыс. кВт·ч/чел., т.е. на 12,0%. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии на душу населения составил 102,9% (рисунок 2.11.6).

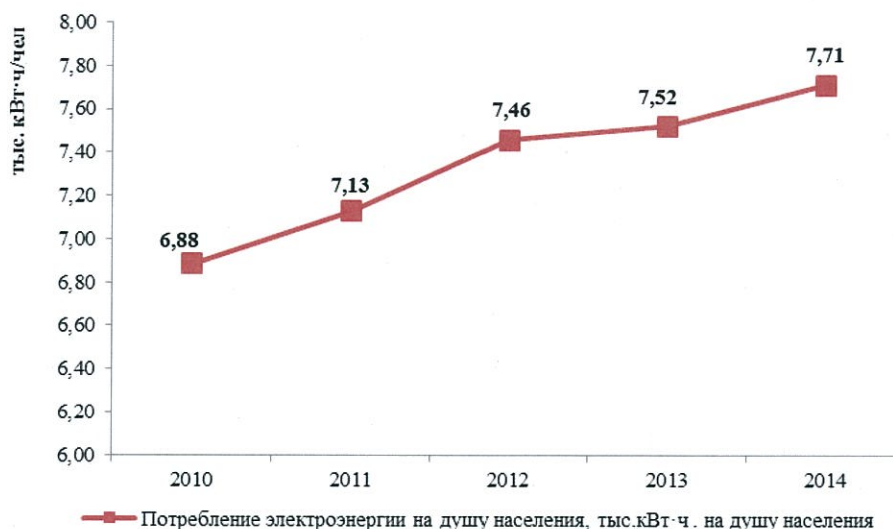


Рисунок 2.11.6 – Динамика потребления электроэнергии на душу населения

#### (4) Электровооруженность труда в экономике

Среднегодовая численность занятого населения в экономике республики в 2014 г. составляла 482,1 тыс. чел. и снизилась за 5 лет на 1,6 тыс. чел. Электровооруженность труда в целом по республике за период 2010-2014 гг. выросла с 13,7 до 15,3 тыс. кВт·ч/чел., или на 11,6%. Среднегодовой темп её роста составил 102,8%.

В промышленном производстве наибольший коэффициент электровооруженности у вида деятельности, связанного с добычей полезных ископаемых – 69 кВт·ч/чел., что в 3,8 раза выше, чем в обрабатывающем производстве, и на 32% выше, чем в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды (рисунок 2.11.7).



Рисунок 2.11.7 – Электровооруженность труда, кВт·ч/чел.



Анализ ретроспективной динамики изменения основных показателей энергоэффективности экономики республики за период с 2010-2014 гг. позволяет говорить о следующих тенденциях и закономерностях:

- 1). энергоемкость ВРП имеет тенденцию снижения. За данный период энергоемкость уменьшилась на 4,3%. Среднегодовой темп роста энергоемкости составил 98,9%;
- 2). в экономике республики наблюдается тенденция снижения электроемкости ВРП. По отношению к 2010 г. электроемкость снизилась на 2,5%. Среднегодовой темп снижения электроемкости составил 97,5%;
- 3). потребление электроэнергии на душу населения имеет тенденцию роста. Потребление увеличилось на 12,0%. Среднегодовой темп роста составил 102,9%;
- 4). электровооруженность труда в целом на одного занятого в экономике имеет тенденцию увеличения. За период увеличение составило 11,6%, со среднегодовым темпом роста в 102,8%.

## **2.12 Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше**

### ***(1) Общая характеристика***

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех энергорайонов – Западного, Центрального и Южно-Якутского, а также зоны децентрализованного энергоснабжения (Северного энергорайона).

Западный энергорайон (ЗЭР) объединяет Айхало-Удачный, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу Вилюйских сельскохозяйственных районов. Высший класс напряжения существующих электрических сетей в Западном энергорайоне – 220 кВ. Особенностью энергосистемы района является большая удаленность потребителей от главных источников энергоснабжения – ВГЭС-1,2 и Светлинской ГЭС и, как следствие, большая протяженность линий электропередачи.

Центральный энергорайон (ЦЭР) объединяет электрические сети Центрального промышленного узла, включая город Якутск и его окрестности, а также группу центральных улусов, в том числе заречных, связанных с левобережьем воздушным переходом через реку Лену, выполненным в габаритах 220 кВ. Электрическая сеть ЦЭР выполнена, в основном, радиальными одноцепными линиями электропередачи. По кольцевой схеме выполнено только электроснабжение города Якутска. Высший класс напряжения существующих электрических сетей ЦЭР – 110 кВ. В 2014-2015 году построены ПС 220 кВ Майя и две одноцепные ВЛ 220 кВ Томмот – Майя, которые, после завершения строительства ПС 220 кВ Томмот в Южно-Якутском энергорайоне, обеспечат присоединение ЦЭР к энергосистеме ОЭС Востока.

Южно-Якутский энергорайон включает в себя Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы.



Высший класс напряжения существующих электрических сетей в Западном энергорайоне – 220 кВ. Распределительные сети ЮЯЭР представлены кольцевыми и радиальными связями.

Северный энергорайон (зона децентрализованной энергетики) включает в себя обширную территорию с большим количеством автономных дизельных и газотурбинных электростанций, снабжающих отдельные населенные пункты.

Общая протяженность линий электропередачи 110 кВ и выше в энергосистеме Республики Саха (Якутия) составляет 7828 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 110 кВ и выше составляет 5432 МВА. Сводные данные приведены в таблице 2.12.1.

Таблица 2.12.1 – Протяженность линий электропередачи и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения (состояние на 01.01.2015 г.)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
220 кВ	4110	2539
110 кВ	3718	2893
35 кВ	4531	634

## (2) Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС)

Перечень ЛЭП 110-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием сводных данных по ним приведен в приложении 2.12.

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

Таблица 2.12.2 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго»		0,4-6-10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС, км		9359,7	1967,9	1422,2	422,5	13172,3
% износа	Факт.	40	30	10	10	34
	Бух.	56	77	50	61	61
ЗЭС, км		4612,0	1439,0	1632,6	1341,2	9024,8
% износа	Факт.	30	40	25	55	34
	Бух.	63	73	63	63	65
Итого по ЯЭ		13960,7	3 406,9	3 054,8	1 763,7	22197,1
% износа	Факт.	37	34	18	44	34
	Бух.	60	72	57	62	63

Примечание: Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ

Значительная часть воздушных линий электропередачи отработала свой нормативный срок и требует полной реконструкции. Средний процент износа ЛЭП на балансе ПАО «Якутскэнерго», исходя из срока службы и фактического срока эксплуатации, составляет свыше 60%. Следует отметить, что фактический износ ЛЭП по результатам исследований специалистов ПАО «Якутскэнерго» составляет 34%.



В наихудшем состоянии находятся линии электропередачи в деревянном исполнении постройки 1960-1970-х гг. Наибольший износ имеют:

- ВЛ 220 кВ Вилуйская ГЭС – Районная;
- ВЛ 220 кВ Районная – Мирный;
- ВЛ 110 кВ Мирный – Ленск;
- отпайки на ПС 110 кВ Драга от ВЛ 110 кВ Мирный – Тойбохой;
- ВЛ 110 кВ Р-221 – Табага;
- ВЛ 110 кВ Табага – Мохсоголох;
- ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр;
- ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта;
- ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый;
- ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах;
- ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ТДЭС;
- ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км;
- ВЛ 110 кВ 24 км – Эмельджак.

Для энергосистемы характерны:

- длительное время ремонтно-восстановительных работ;
- дополнительные затраты на ремонт и восстановление линий электропередачи;
- значительные объемы потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях (18,71 % в электрических сетях ПАО «Якутскэнерго» в 2014 г).

Перечень подстанций 110-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием сводных данных по ним приведен в таблице П2.12.4 приложение 2.12.

В таблице 2.12.3 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.12.3 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Якутскэнерго» (состояние на 01.01.2015 г.)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10) кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС	мощность	796,54	241,5	763,5		1801,54
	кол-во	2 714	116	29		2859
% износа <u>факт.</u>		40	35	35		37
ЗЭС	мощность	393,60	272,0	1589,0	999,0	3253,6
		1 350	46	39	5	1440
% износа <u>факт.</u>		45	40	35	40	38
ЯЭ	мощность	1190,14	513,5	2352,5	999,0	5055,14
	кол-во	4 064	133	68	5	4270
% износа <u>факт.</u>		40	38	35	40	38

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

60 подстанций 110-220 кВ ПАО «Якутскэнерго» из 90 находятся в эксплуатации 25 лет и более.

На территории Южно-Якутского энергорайона (АО «ДРСК») износ подстанций также значителен – 13 из 19 подстанций напряжением 110 кВ и выше (68,4%) находятся в эксплуатации более 25 лет.

**(3) Вводы новых и расширение существующих электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше за последние 5 лет**

Вводы новых и расширяемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше за период 2011-2015 гг. с разбивкой по классам напряжений представлены в таблице 2.12.4.

Таблица 2.12.4 – Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 110 кВ и выше

Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность /мощность
220 кВ	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 ПС 220 кВ НПС-13	АО «ДВЭУК»	2011	147 км 2х25 МВА
220 кВ	ПС 220 кВ НПС-18	ПАО «ФСК ЕЭС»	2012	Заходы по 2х2 км, 2х63 МВА
110 кВ	Реконструкция ПС 110/10 кВ Набережная	ПАО «Якутскэнерго»	2012	2х25 МВА
110 кВ	Реконструкция ПС 110/10 кВ Центральная	ПАО «Якутскэнерго»	2012	2х40 МВА
110 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 110/10 кВ Шея	ПАО «Якутскэнерго»	2012	6,3 МВА
110 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 110/35/10 кВ Радиоцентр	ПАО «Якутскэнерго»	2012	10 МВА
110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ (Л-103) Мирный - Сунтар	ПАО «Якутскэнерго»	2012	10,5 км
110 кВ	Внешнее электроснабжение подземного рудника "Удачный" 1-ый этап: ВЛ 110 кВ, реконструкция ОРУ 110 кВ, ПС 110 кВ «Электрокалорифер»	ПАО «Якутскэнерго»	2012	5,34 км 2х25 МВ·А
220 кВ	ВЛ 220 кВ Чернышевский – Мирный – Ленск – НПС-12 ПС 220 кВ НПС-12	АО «ДВЭУК»	2012	2х336 км 2х25 МВА
220 кВ	ПС 220 кВ НПС-16	ПАО «ФСК ЕЭС»	2012	2х128 км, 2х25 МВА
220 кВ	ВЛ 220 кВ Районная – Городская – НПС-12	АО «ДВЭУК»	2013	2х265,5 км
220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13	АО «ДВЭУК»	2013	167 км
220 кВ	ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-18 №2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2013	168,3 км
220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Н.Куранах №2 с отп. на НПС-17	ПАО «ФСК ЕЭС»	2013	113,4 км
110 кВ	ПС 110 кВ Северная Нюя	ПАО «Якутскэнерго»	2013	6,3 МВА
110 кВ	ПС 110 кВ Нижний Бестях	ПАО «Якутскэнерго»	2013	2х25 МВА
110 кВ	ВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях	ПАО «Якутскэнерго»	2013	2х28,4 км
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
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
220 кВ	ПС 220 кВ Майя	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х125 МВА 2х16 МВА
220 кВ	ПС 220 кВ НПС-11 с отп. ВЛ 220 кВ Городская - Пеледуй	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА 2х1,85 км
220 кВ	ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА
220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск с отп. на	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	95,57 км



Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность /мощность
	НПС-14 №1 и №2			95,62 км
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
220 кВ	ПС 220 кВ НПС-19 с отп. ВЛ 220 кВ НГРЭС - Тында	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА 2х4,3 км
110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Чурапча	ПАО «Якутскэнерго»	2014	16 МВА

Основными проблемами в электрических сетях являются:

- энергоснабжение отдаленных районов за счет строительства ЛЭП неэффективно, а строительство генерирующих мощностей не обеспечивается существующей потребностью в электроэнергии;
- эксплуатация энергооборудования осуществляется в сложных климатических условиях, что ведет к ускоренному износу и дополнительным затратам на ремонт и восстановление;
- наблюдаются значительные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях;
- существуют ограничения в возможности осуществления технологического присоединения новых потребителей.

### 2.13 Основные внешние электрические связи якутской энергосистемы

Южно-Якутский энергорайон имеет связь с ОЭС Востока по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I, II цепь (Амурская энергосистема) протяженностью 183,6 км каждая. По этим линиям осуществляется как передача части мощности, вырабатываемой Нерюнгринской ГРЭС (до 126 МВт по данным контрольных замеров 2014 г. (22,1% от установленной мощности)) на оптовый рынок энергии и мощности Дальнего Востока, так и передача мощности в Южно-Якутский энергорайон из энергосистемы Амурской области. Динамика поставок электроэнергии из Республики Саха (Якутия) в Амурскую энергосистему ОЭС Востока в рассматриваемый период приведена в таблице 2.13.1.

Таблица 2.13.1 – Динамика выдачи электроэнергии из Республики Саха (Якутия) в Амурскую энергосистему ОЭС Востока

Показатель	Год					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Передача в ОЭС Востока, млн кВт·ч	896	1513	1488	1395	1333	1509
Прирост передачи, млн кВт·ч	112,6	617	-24,9	-93,4	-62	176
Годовые темпы прироста, %	14,4	68,8	-1,6	-6,3	-4,4	13,2



В период 2010-2011 годы наблюдалось существенное увеличение объемов поставок электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона в ОЭС Востока – с 784 млн кВт.ч в 2009 году до 1513 млн кВт.ч в 2011 году (прирост на 93% за 2 года). С 2011 по 2014 годы ежегодно происходило незначительное снижение объемов поставок электроэнергии (в 2012 г. – на 1,6%, в 2013 г. – на 6,3%, в 2014 году – на 4,4%). Прирост передачи в 2015 году составил 176 млн кВт.ч или 13,2%, таким образом, объемы поставок в 2015 году вернулись на уровень 2011 года.

В 2014 году, после завершения строительства ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 с отпайками на НПС-14 и ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайками на НПС-16, выполнена электрическая связь Западного и Южно-Якутского энергорайонов. В настоящее время энергорайоны работают несинхронно, точка раздела выполнена у шин ПС 220 кВ НПС-15. Включение Западного и Южно-Якутского энергорайонов на параллельную работу намечено в 2017 г.

Завершение строительства двухцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя с ПС 220 кВ Майя, предназначенных для объединения Центрального и Южно-Якутского энергорайонов планируется в 2016 г. После завершения строительства вышеуказанных объектов намечено включение на параллельную работу Центрального и Южно-Якутского энергорайонов.

В марте 2016 г. осуществлен ввод в эксплуатацию ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полюс. Данная линия спроектирована в габаритах 220 кВ и стала связующим звеном между энергосистемой Республики Саха (Якутия) и ОЭС Сибири.

Кроме того, в настоящее время НПС-8, расположенная на территории Иркутской области, обеспечивается электроэнергией, вырабатываемой Талаканской ГТЭС, по двум одноцепным ВЛ в габаритах 220 кВ Талаканская ТГЭС – НПС-8. В 2015 г. начато проектирование двух ВЛ 220 кВ Пеледуй – Рассоха (достройка участка от ПС 220 кВ Пеледуй до Талаканской ТГЭС и двух ВЛ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут – НПС-6 – НПС-7 – НПС-8, предназначенных для электроснабжения объектов нефтепроводной системы ВСТО.

Таким образом, после введения в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 и линий Усть-Кут – НПС-6 – НПС-7 – НПС-8 в 2019 г. образуется новая связь энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири.

Электроснабжение пгт. Черский на крайнем северо-востоке Республики Саха (Якутия) осуществляется от ПС 110 кВ Черский (110/6 кВ) по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский протяженностью 225 км от энергосистемы Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа. Эксплуатацию вышеуказанных объектов осуществляет собственник – АО «Чукотэнерго».

От энергосистемы Магаданской области по ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Усть-Нера протяженностью 105 км осуществляется электроснабжение ПС 110 кВ Усть-Нера. К ПС 110 кВ Усть-Нера подключен ряд населенных пунктов в восточной части Республики Саха (Якутия), крупнейшим из которых является пгт. Усть-Нера и месторождение «Дражное».

Обслуживание ПС 110 кВ Усть-Нера с ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Усть-Нера осуществляется собственником объектов – ПАО «Магаданэнерго».



## 2.14 Топливный баланс электростанций и котельных (состояние 2014 г.)

Суммарный объем потребления топлива электростанциями и котельными в 2014 г. составил 5,3 млн т у.т., в том числе угля 2,8 млн т у.т., природного и попутного газа – 1,9 млн т у.т. (таблица 2.14.1). В структуре потребления топлива почти 50% приходится на уголь, 40% – на природный газ.

Таблица 2.14.1 – Потребление топлива электростанциями и котельными, тыс. т у.т. (состояние 2014 г.)

Виды топлива	Итого	в том числе	
		ТЭС	котельные
Уголь	2844,9	1463,5	1381,4
Нефть и газоконденсат (включая мазут)	227,2	10,8	216,4
Дизтопливо	275,4	260,2	15,2
Природный газ (в т.ч. попутный)	1913,9	1384,9	529,1
Древесина	8,9	0,0	8,9
<b>Всего</b>	<b>5270,3</b>	<b>3119,4</b>	<b>2150,9</b>

Источник: Оценка авторов.

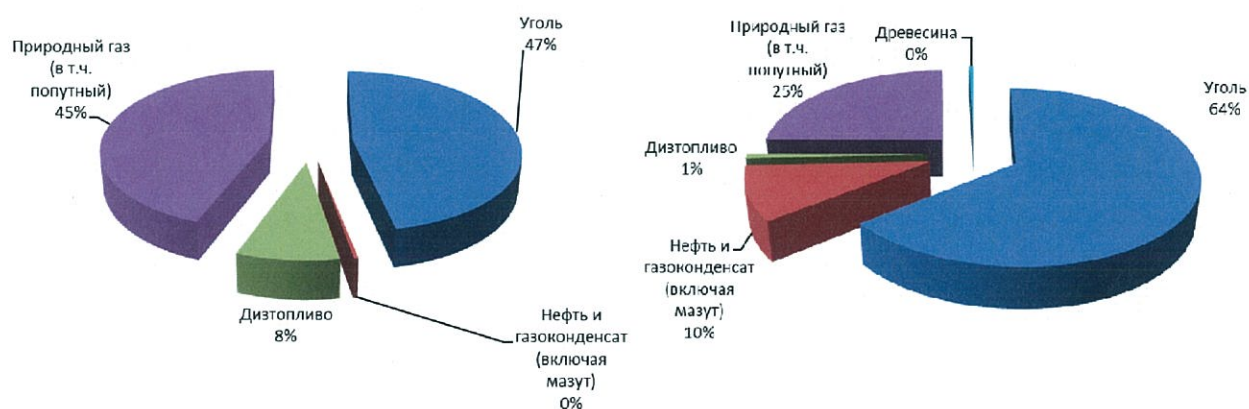


Рисунок 2.14.1 – Структура потребления топлива в 2014 г. а) на ТЭС, б) в котельных, %

На тепловых электростанциях в 2014 г. потреблено 3119,4 тыс. т у.т. топлива, из которых 47% приходится на уголь, 45% – на газ. Нефтепродукты и прочие виды топлива в структуре потребления топлива электростанциями занимают 8% (рисунок 2.14.1 а).

В котельных в 2014 г. было потреблено 2150,9 тыс. т у.т. топлива, из которых 64% приходится на уголь, 25% – на газ, 11% – на нефтепродукты и прочие виды топлива (рисунок 2.14.2 б).

## 2.15 Единый топливно-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) за 2010-2014 гг.

Принципиальной особенностью топливно-энергетического баланса Республики Саха (Якутия) (ТЭБ) является значительное преобладание суммарного производства (добычи) первичных энергоресурсов над их суммарным потреблением – в 2,5-3,5 раза, с одной стороны, и необходимость завоза в республику продуктов переработки нефти, с другой.

Добыча (производство) первичных энергоресурсов в республике за период 2010-2014 гг. увеличилась на 49,4% – с 17325 тыс. т у.т. до 25883 тыс. т у.т. (рисунок 2.15.1). Значительный рост производства был обеспечен, в основном, за счет увеличения добычи нефти в 2,5 раза (с 5030 тыс. т у.т. до 12596 тыс. т у.т.), поставляемой на экспорт по нефтепроводу «ВСТО».

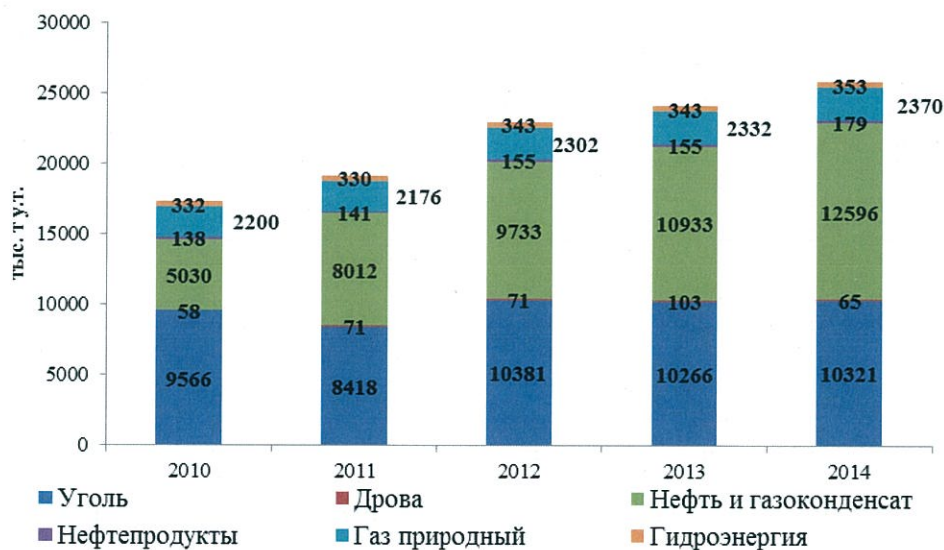


Рисунок 2.15.1 – Динамика производства первичных энергоресурсов

За период 2010-2014 гг. структурные изменения происходят в сторону увеличения добычи нефти, с 29,0% в 2010 г. до 48,7% в 2014 г. При этом доля угля снизилась с 55,2% в 2010 г. до 39,9% в 2014 г., доля газа – с 12,7% до 9,2% соответственно. За счет этого в структуре добычи (производства) несколько снизилась доля гидроэнергии (0,5 процентного пункта).

Потребление первичных топливно-энергетических энергоресурсов (ТЭР) в республике за рассматриваемый период увеличилось на 9,7% – с 6752 тыс. т у.т. до 7412 тыс. т у.т. (рисунок 2.15.2). Потребление угля на протяжении всего периода остается стабильно высоким и в 2014 г. увеличилось на 9,3% по сравнению с 2010 г., достигнув 2462 тыс. т у.т. Потребление газа увеличилось с 2200 тыс. т у.т. в 2010 г. до 2370 тыс. т у.т. в 2014 г. – на 7,7%, за счет расширения газификации населенных пунктов республики и перехода подпадающих под зону газификации котельных работавших на жидком топливе. Потребление нефтепродуктов увеличилось с 1464 тыс. т у.т. в 2010 г. до 1638 тыс. т у.т. в 2014 г., что составило 11,9% роста, за счет увеличения потребления моторного топлива.



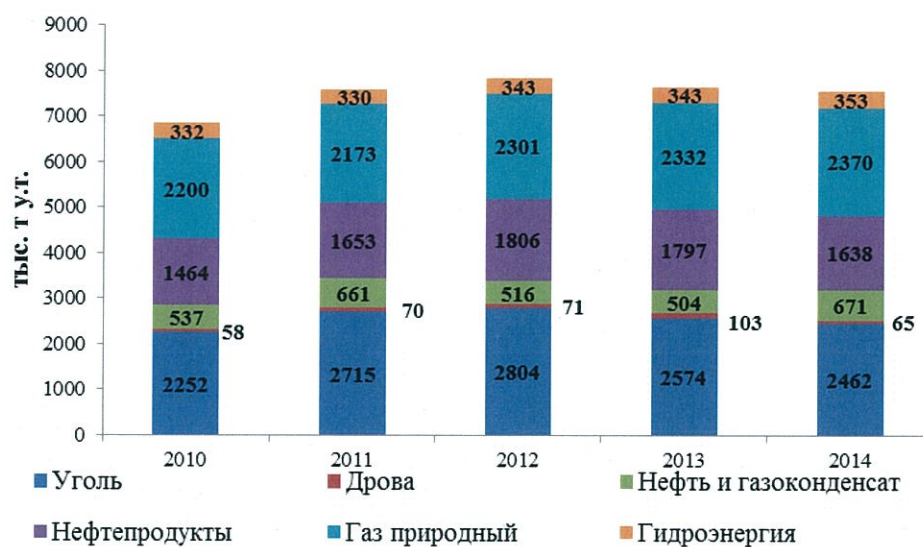


Рисунок 2.15.2 – Динамика валового потребления первичных энергоресурсов

В таблицах 2.15.1-2.15.5 приведены годовые топливно-энергетические балансы республики. Сводный топливно-энергетический баланс, а также анализ изложены в приложении 2.13.

Таблица 2.15.1 – Топливо-энергетический баланс республики (состояние 2010 г.), в тыс. т у.т.

Статья баланса	Уголь	Дрова	Нефть и газо- конденсат	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Электро- энергия ГЭС	Электро- энергия	Тепло- энергия	Итого
<b>Производство энергоресурсов</b>	<b>9566</b>	<b>58</b>	<b>5030</b>	<b>138</b>	<b>2200</b>	<b>332</b>			<b>17325</b>
Ввоз	54			1283			18		1355
Вывоз	-6248		-4498				-110		-10856
Изменение запасов	1121		-5	-44					1072
<b>Потребление первичных энергоресурсов</b>	<b>2252</b>	<b>58</b>	<b>537</b>	<b>1464</b>	<b>2200</b>	<b>332</b>	<b>-92</b>	<b>0</b>	<b>6752</b>
<b>Преобразование первичной энергии:</b>	<b>-1849</b>	<b>-20</b>	<b>-435</b>	<b>-346</b>	<b>-1777</b>	<b>-332</b>	<b>744</b>	<b>1666</b>	<b>-2350</b>
Производство электро-, теплоэнергии на ТЭС	-1106		-5	-139	-1104		560	625	-1170
Производство электроэнергии на ГЭС						-332	332		0
Производство тепловой энергии в котельных	-743	-20	-286	-207	-673			1414	-515
Производство тепловой энергии в электрокотлах							-29	27	-2
Нефтепереработка			-144						-144
Собственные нужды и потери							-119	-401	-519
<b>Конечное потребление</b>	<b>-403</b>	<b>-38</b>	<b>-102</b>	<b>-1118</b>	<b>-423</b>	<b>0</b>	<b>-652</b>	<b>-1666</b>	<b>-4403</b>



Таблица 2.15.2 – Топливо-энергетический баланс республики (состояние 2011 г.), в тыс. т у.т.

Статья баланса	Уголь	Дрова	Нефть и газо- конденсат	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Электро- энергия ГЭС	Электро- энергия	Тепло- энергия	Итого
<b>Производство энергоресурсов</b>	<b>8418</b>	<b>71</b>	<b>8012</b>	<b>141</b>	<b>2176</b>	<b>330</b>			<b>19149</b>
Ввоз	62			1470			19		1552
Вывоз	-6670		-7353				-186		-14210
Изменение запасов	-904	1	-3	-42	4				-944
<b>Потребление первичных энергоресурсов</b>	<b>2715</b>	<b>70</b>	<b>661</b>	<b>1653</b>	<b>2173</b>	<b>330</b>	<b>-167</b>	<b>0</b>	<b>7435</b>
<b>Преобразование первичной энергии:</b>	<b>-2095</b>	<b>-14</b>	<b>-468</b>	<b>-275</b>	<b>-1798</b>	<b>-330</b>	<b>854</b>	<b>1678</b>	<b>-2448</b>
Производство электро-, теплоэнергии на ТЭС	-1333		-3	-130	-1130		661	607	-1329
Производство электроэнергии на ГЭС						-330	330		0
Производство тепловой энергии в котельных	-762	-14	-318	-145	-667			1423	-483
Производство тепловой энергии в электрокотлах							-23	22	-1
Нефтепереработка			-147						-147
Собственные нужды и потери							-113	-374	-487
<b>Конечное потребление</b>	<b>-619</b>	<b>-55</b>	<b>-193</b>	<b>-1378</b>	<b>-375</b>	<b>0</b>	<b>-688</b>	<b>-1678</b>	<b>-4987</b>

Таблица 2.15.3 – Топливо-энергетический баланс республики (состояние 2012 г.), в тыс. т у.т.

Статья баланса	Уголь	Дрова	Нефть и газо- конденсат	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Электро- энергия ГЭС	Электро- энергия	Тепло- энергия	Итого
<b>Производство энергоресурсов</b>	<b>10381</b>	<b>71</b>	<b>9733</b>	<b>155</b>	<b>2302</b>	<b>343</b>			<b>22985</b>
Ввоз	69			1659			20		1748
Вывоз	-7256		-9203				-183		-16642
Изменение запасов	390	0	15	8	1				413
Потребление первичных энергоресурсов	2804	71	516	1806	2301	343	-163	0	7678
<b>Преобразование первичной энергии:</b>	<b>-2138</b>	<b>-13</b>	<b>-451</b>	<b>-276</b>	<b>-1959</b>	<b>-343</b>	<b>897</b>	<b>1657</b>	<b>-2626</b>
Производство электро-, теплоэнергии на ТЭС	-1362		-4	-135	-1259		682	665	-1412
Производство электроэнергии на ГЭС						-343	343		0
Производство тепловой энергии в котельных	-777	-13	-286	-140	-701			1397	-520
Производство тепловой энергии в электростанциях							-21	20	-1
Нефтепереработка			-161						-161
Собственные нужды и потери							-107	-425	-532
<b>Конечное потребление</b>	<b>-666</b>	<b>-58</b>	<b>-65</b>	<b>-1531</b>	<b>-342</b>	<b>0</b>	<b>-734</b>	<b>-1657</b>	<b>-5052</b>



Таблица 2.15.4 – Топливо-энергетический баланс республики (состояние 2013 г.), в тыс. т у.т.

Статья баланса	Уголь	Дрова	Нефть и газо- конденсат	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Электро- энергия ГЭС	Электро- энергия	Тепло- энергия	Итого
<b>Производство энергоресурсов</b>	<b>10266</b>	<b>103</b>	<b>10933</b>	<b>155</b>	<b>2332</b>	<b>343</b>			<b>24132</b>
Ввоз	60			1390			20		1469
Вывоз	-7592		-10419				-183		-18194
<b>Изменение запасов</b>	<b>160</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>-252</b>					<b>-82</b>
<b>Потребление первичных энергоресурсов</b>	<b>2574</b>	<b>103</b>	<b>504</b>	<b>1797</b>	<b>2332</b>	<b>343</b>	<b>-163</b>	<b>0</b>	<b>7489</b>
<b>Преобразование первичной энергии:</b>	<b>-2150</b>	<b>-11</b>	<b>-433</b>	<b>-310</b>	<b>-2000</b>	<b>-343</b>	<b>921</b>	<b>1626</b>	<b>-2700</b>
Производство электро-, теплоэнергии на ТЭС	-1337		-5	-155	-1315		709	649	-1455
Производство электроэнергии на ГЭС						-343	343		0
Производство тепловой энергии в котельных	-814	-11	-266	-155	-684			1396	-534
Производство тепловой энергии в электрокотлах							-17	16	0
Нефтепереработка			-162						-162
Собственные нужды и потери							-114	-436	-550
<b>Конечное потребление</b>	<b>-423</b>	<b>-92</b>	<b>-70</b>	<b>-1487</b>	<b>-333</b>	<b>0</b>	<b>-758</b>	<b>-1626</b>	<b>-4789</b>

Таблица 2.15.5 – Топливо-энергетический баланс республики (состояние 2014 г.), в тыс. т у.т.

Статья баланса	Уголь	Дрова	Нефть и газо- конденсат	Нефте- продукты	Природ- ный газ	Электро- энергия ГЭС	Электро- энергия	Тепло- энергия	Итого
<b>Производство энергоресурсов</b>	<b>10321</b>	<b>65</b>	<b>12596</b>	<b>179</b>	<b>2370</b>	<b>353</b>			<b>25883</b>
Ввоз	71			1304			19		1395
Вывоз	-8469		-11925				-167		-20561
Изменение запасов	-539		0	-155	0				-695
<b>Потребление первичных энергоресурсов</b>	<b>2462</b>	<b>65</b>	<b>671</b>	<b>1638</b>	<b>2370</b>	<b>353</b>	<b>-148</b>	<b>0</b>	<b>7412</b>
<b>Преобразование первичной энергии:</b>	<b>-2069</b>	<b>-8</b>	<b>-426</b>	<b>-249</b>	<b>-2005</b>	<b>-353</b>	<b>912</b>	<b>1617</b>	<b>-2580</b>
Производство электро-, теплоэнергии на ТЭС	-1317		-5	-154	-1303		707	659	-1414
Производство электроэнергии на ГЭС						-353	353		0
Производство тепловой энергии в котельных	-752	-8	-234	-95	-702			1409	-382
Производство тепловой энергии в электрокотлах							-18	17	-2
Нефтепереработка			-187						-187
Собственные нужды и потери							-129	-468	-596
<b>Конечное потребление</b>	<b>-393</b>	<b>-57</b>	<b>-246</b>	<b>-1389</b>	<b>-366</b>	<b>0</b>	<b>-765</b>	<b>-1617</b>	<b>-4832</b>



### 3. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

#### 3.1 Наличие отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети с указанием ограничивающих элементов

Подстанция, имеющая ограничения на технологическое присоединение потребителей – подстанция, на которой при увеличении присоединенной к данной подстанции мощности энергопринимающих устройств или объектов электроэнергетики невозможно обеспечить выполнение установленных нормативными правовыми актами или проектной документацией требований по эксплуатации объектов электросетевого хозяйства, соблюдению параметров надежности и качества передаваемой электрической энергии, с учетом исполнения взятых на себя сетевой организацией обязательств по ранее заключенным договорам об осуществлении технологического присоединения и по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии.

На территории Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) в соответствии с приказами ПАО «Якутскэнерго» от 25.02.2014 № 229 и от 10.06.2014 № 815 присутствуют ПС, имеющие ограничения на технологическое присоединение потребителей. Перечень приведен в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Перечень ПС ЗЭР, имеющих ограничения на технологическое присоединение

№ п/п	Муниципальное образование	Город/Населенный пункт	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ
1	Верхневиллюйский улус (район)	с. Верхневиллюйск	ПС 110 кВ Верхневиллюйск	110/35/10
2	Виллюйский улус (район)	г. Виллюйск	ПС 110 кВ Виллюйск	110/35/10
3	Нюрбинский район	с. Кюндядя	ПС 110 кВ Кюндядя	110/10
4	Нюрбинский район	г. Нюрба	ПС 110 кВ Нюрба	110/35/10
5	Верхневиллюйский улус (район)	с. Онхой	ПС 110 кВ Онхой	110/35/10
6	Сунтарский улус (район)	с. Эльгяй	ПС 110 кВ Эльгяй	110/10
7	Сунтарский улус (район)	с. Шея	ПС 110 кВ Шея	110/10
8	Сунтарский улус (район)	с. Сунтар	ПС 220 кВ Сунтар	220/110/35/6
9	Сунтарский улус (район)	с. Тойбохой	ПС 110 кВ Тойбохой	110/35/10
10	Сунтарский улус (район)	с. Усун-Кель	ПС 35 кВ Усун-Кюэль	35/10
11	Сунтарский улус (район)	с. Тенкя	ПС 35 кВ Тенкя	35/10
12	Сунтарский улус (район)	с. Крестях	ПС 35 кВ Крестях	35/10

На всех указанных в таблице 3.1.1 ПС 35 кВ и выше отсутствует техническая возможность на технологическое присоединение.

На территории Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) в соответствии с приказами ПАО «Якутскэнерго» №229 от 25.02.2014 и №815 от



10.06.14 г. присутствуют ПС, имеющие ограничения на технологическое присоединение потребителей. Перечень приведен в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Перечень ПС ЦЭР, имеющих ограничения на технологическое присоединение

№ п/п	Муниципальное образование	Город/ Населенный пункт	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ
1	Амгинский улус (район)	с. Абага	ПС 35 кВ Абага	35/10
2	Амгинский улус (район)	с. Амга	ПС 35 кВ Амга	35/10
3	Амгинский улус (район)	с. Бетюнь	ПС 35 кВ Бетюнь	35/10
4	Амгинский улус (район)	с. Болугур	ПС 35 кВ Бологур	35/10
5	Амгинский улус (район)	с. Михайловка	ПС 35 кВ Михайловка	35/10
6	ГО г.Якутск	г. Якутск	ПС 110 кВ Северная	110/6
7	ГО г.Якутск	г. Якутск	ПС 110 кВ Х-Юрях	110/35/6
8	ГО г.Якутск	г. Якутск	ПС 110 кВ Радиоцентр	110/35/10
9	ГО г.Якутск	г. Якутск	ПС 110 кВ Восточная	110/6
10	ГО г.Якутск	г. Якутск	ПС 35 кВ Марха	35/6
11	ГО г.Якутск	г. Якутск	ПС 35 кВ Жатай	35/6
12	Амгинский улус (район)	с. Сулгаччы	ПС 110 кВ Сулгачи	110/35/10
13	Хангаласский улус	с. Жемкон	ПС 35 кВ Жемкон	35/10
14	Мегино-кангаласский улус	с. Павловск	ПС 35 кВ Павловск	35/10
15	Мегино-кангаласский улус	с. Тюнгюлю	ПС 35 кВ Тюнгюлю	35/10
16	Томпонский район	с. Крест-Хальджай	ПС 35 кВ Крест-Хальджай	35/10

На всех указанных в таблице 3.1.2. ПС 35 кВ и выше отсутствует техническая возможность на технологическое присоединение.

На территории Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) присутствуют ПС, имеющие ограничения на технологическое присоединение потребителей. Перечень приведен в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 – Перечень ПС ЗЭР, имеющих ограничения на технологическое присоединение

№ п/п	Муниципальное образование	Город/ Населенный пункт	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ
1	Алданский улус (район)	г. Алдан	ПС 110 кВ Алдан	110/10
2	Алданский улус (район)	г. Томмот	ПС 110 кВ ТДЭС	110/35/6
3	Алданский улус (район)	г. Томмот	ПС 35 кВ Укулан	35/10
4	Алданский улус (район)	пгт. Нижний Куранах	ПС 110 кВ ЗИФ	110/35/6
5	Алданский улус (район)	г. Томмот	ПС 35 кВ Алексеевск	35/10
6	Алданский улус (район)	с. Верхний Куранах	ПС 110 кВ В.Куранах	110/35/6
7	Нерюнгринский улус (район)	г. Нерюнгри	ПС 110 кВ Городская-2	110/10



На всех указанных в таблице 3.1.3. ПС 35 кВ и выше отсутствует техническая возможность на технологическое присоединение.

### **3.2 Отсутствие возможности обеспечения допустимых уровней напряжения**

В соответствии с выполненными расчетами электроэнергетических режимов при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск. В качестве первоначальной меры по предотвращению недопустимого по условиям устойчивости нагрузки снижению напряжения должна быть выполнена организация АОСН транзита 110 кВ Сунтар – Вилюйск с объемом отключаемой нагрузки в 10-15 МВт. Далее для снижения объема отключения (ограничения) нагрузки, позволяющей поддерживать уровни напряжения в допустимых пределах в послеаварийных режимах, является установка ИРМ на ПС 110 кВ вышеуказанного района. Однако в целях надежного электроснабжения Вилюйской группы улусов необходимо усиление транзита Районная – Сунтар (строительство ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар № 2) и строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба.

На ПС 220 кВ Фабрика №3 неисправен РПН (в нейтральном положении,  $K_t=0,55$ ), что приводит к ограничениям по верхней границе графика напряжения в контрольных пунктах 220 кВ связанных с обеспечением напряжения на шинах 6 кВ и 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика-3 не выше наибольшего рабочего. Для снятия ограничений и поддержания уровней напряжения в допустимых пределах необходима установка двух трансформаторов 110/6 мощностью не менее 25 МВА для обеспечения потребителей 6 кВ ПС 220 кВ Фабрика-3, замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели в ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Фабрика №3.

При отключении одной ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (2016 г.) наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах ПС 220 кВ Айхал и шинах ПС 110 кВ рассматриваемого района. В качестве меры по предотвращению недопустимого по условиям устойчивости нагрузки снижения напряжения необходимо выполнить организацию АОСН Айхало-Удачинского района с объемом отключаемой нагрузки в 30-40 МВт. Далее для снижения объема отключения (ограничения) нагрузки и поддержания уровней напряжения в допустимых пределах в послеаварийных режимах предусмотрена установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал.

### **3.3 «Узкие места» в техническом состоянии электросетевых объектов**

#### ***Западный энергорайон***

Степень износа существующих ВЛ высока. ВЛ 220 кВ ВГЭС – Районная (Л-201 и Л-102), Районная – Мирный (Л-211 и Л-212) выполнены на деревянных опорах и эксплуатируются свыше 40 лет

В неудовлетворительном техническом состоянии находятся следующие ВЛ: Мирный – Ленск (Л-101, Л-102), Мирный – Тойхобой, Айхал – Фабрика-8 (Л-108, Л-109), ГПП-6 – Удачная, Айхал – Ближняя (Л-119, Л-120), а также практически все линии электропередачи на участке Сунтар – Вилюйск.



13 подстанций 110 кВ подключены по одноцепным линиям электропередачи, на 7 подстанциях установлено по одному трансформатору. К ограничению нагрузок потребителей приводят не только аварийные отключения ВЛ, но и ремонтные работы на них. Перечни ПС со сводной информацией по питающим ЛЭП и установленным трансформаторам приведены в таблицах 3.3.1. и 3.3.2.

Таблица 3.3.1 – Перечень ПС 110 кВ ЗЭР, питающихся по одноцепным ЛЭП

№ п/п	Наименование ПС	Наименование питающей ЛЭП	Суммарная протяженность ЛЭП, км	Время эксплуатации ЛЭП, лет
1	ПС 110 кВ Ярославская	ПП-9 – Ярославская	11,2	32
2	ПС 110 кВ Эльгяй	Сунтар – Эльгяй, Эльгяй – Шея, Шея – Кюндядя, Кюндядя – Нюрба, Нюрба – Онхой, Онхой – Верхневиллойск, Верхневиллойск – Виллойск	397,1	27-41
3	ПС 110 кВ Шея			
4	ПС 110 кВ Кюндядя			
5	ПС 110 кВ Нюрба			
6	ПС 110 кВ Онхой			
7	ПС 110 кВ Верхневиллойск			
8	ПС 110 кВ Виллойск			
9	ПС 110 кВ Таас-Юрях	Заря – Таас-Юрях	97,2	18
10	ПС 110 кВ Виллой	МГРЭС – Виллой	2,5	28
11	ПС 110 кВ Мурья	отп. на Мурья (Л-190)	21,2	31
12	ПС 110 кВ Драга-201	отп. на Драга-201	8,8	54
13	ПС 110 кВ Драга-202	отп. на Драга-202	3,6	54

Таблица 3.3.2 – Перечень ПС 110 кВ ЗЭР с одним установленным трансформатором

№ п/п	Наименование ПС	Трансформатор	
		Класс напряжения, кВ	Мощность, МВА
1	ПС 110 кВ Драга 202	110/6	6,3
2	ПС 110 кВ Таас-Юрях	110/35/10	6,3
3	ПС 110 кВ Дорожная	110/10	2,5
4	ПС 110 кВ Мурья	110/10	6,3
5	ПС 110 кВ Ярославская	110/10	6,3
6	ПС 110 кВ Эльгяй	110/10	6,3
7	ПС 110 кВ Шея	110/10	10

По результатам контрольных замеров за 17.12.2014 г. выявлены перегруженные центры питания. В таблице 3.3.3. приведен перечень подстанций ЗЭР, характеризующихся перегрузкой оставшегося в работе трансформатора свыше 5% при ремонте или аварийном отключении второго.

Таблица 3.3.3 – Перегруженные центры питания ЗЭР

№ п/п	Подстанция	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА	Нагрузка, МВА	Загрузка трансформатора, %
1	ПС 110 кВ Тойбохой	6,3	8,37	133
2	ПС 110 кВ Нюрба	10	12,28	123
3	ПС 110 кВ Онхой	6,3	7,33	116
4	ПС 110 кВ Виллойск	6,3	6,99	111
5	ПС 220 кВ Сунтар	63	91,93	146



### Центральный энергорайон

ЛЭП, предназначенные для выдачи мощности станции (ЯГРЭС – Хатын-Юрях и ЯГРЭС – Табага), находятся в эксплуатации с 1970-ых годов и требуют реконструкции.

ВЛ 110 кВ Хатын-Юрях – Кангалассы, Хатын-Юрях – Радиоцентр, Хатын-Юрях – Бердигестях, Табага – Мохсоголлох (Л-113 и Л-114), Эльдикан – Солнечный выполнены, в основном, на деревянных опорах и эксплуатируются свыше 30 лет.

Потребители Заречного энергорайона получают электроэнергию по одноцепным ВЛ 110 кВ Табага – Чурапча и ВЛ 110 кВ Чурапча – Хандыга суммарной протяженностью 334 км, выполненных на деревянных опорах.

Намский улус (ПС 110 кВ Бердигестях) получает электроэнергию по одноцепной ВЛ 110 кВ Хатын-Юрях – Бердигестях протяженностью 193 км (в эксплуатации с 1977 года).

14 подстанций 110 кВ питаются по одноцепным линиям электропередачи, на 5 подстанциях установлено по одному трансформатору. Перечни этих ПС со сводной информацией по питающим ЛЭП и установленным трансформаторам приведены в таблицах 3.3.4. и 3.3.5.

Таблица 3.3.4 – Перечень ПС 110 кВ ЦЭР, питающихся по одноцепным ЛЭП

№ п/п	Наименование ПС	Наименование питающей ЛЭП	Суммарная протяженность ЛЭП, км	Время эксплуатации ЛЭП, лет
1	ПС 110 кВ Чурапча	Табага – Чурапча	170,4	28
2	ПС 110 кВ Богоронцы	отп. на ПС Богоронцы	121,1	
3	ПС 110 кВ Ытык-Кюель	Чурапча – Хандыга	207,8	
4	ПС 110 кВ Новая			
5	ПС 110 кВ Хандыга			
6	ПС 110 кВ Джебарики-Хая	Хандыга – Джебарики-Хая	51,6	10
7	ПС 110 кВ Сулгачи	Чурапча – Сулгача, Сулгача – Эльдикан	234,9	7
8	ПС 110 кВ Эльдикан			
9	ПС 110 кВ Солнечный	Эльдикан – Солнечный	176	40
10	ПС 110 кВ Усть-Мая	отп. на Усть-Мая	70	6
11	ПС 110 кВ Улахан-Ан	Мохсоголлох – Улахан-Ан	43,8	29
12	ПС 110 кВ Дачная	Хатын-Юрях – Бердигестях	192,7	36
12	ПС 110 кВ Магарассы			
13	ПС 110 кВ Бердигестях			
14	ПС 110 кВ Кангалассы	отп. Радиоцентр – Кангалассы	16	37

Таблица 3.3.5 – Перечень ПС 110 кВ ЦЭР с одним установленным трансформатором

№ п/п	Наименование ПС	Трансформатор	
		Класс напряжения, кВ	Класс напряжения, кВ
1	ПС 110 кВ Бердигестях	110/35/10	110/35/10
2	ПС 110 кВ Ытык-Кюель	110/35/10	110/35/10
3	ПС 110 кВ Октемцы	110/10	110/10
4	ПС 110 кВ Новая	110/6	110/6
5	ПС 110 кВ Дачная	110/10	110/10

По результатам контрольных замеров за 17.12.2014 г. выявлены перегруженные центры питания. В таблице 3.3.6. приведен перечень подстанций ЦЭР, характеризующихся перегрузкой оставшегося в работе трансформатора свыше 5%, при ремонте или аварийном отключении второго.

Таблица 3.3.6 – Перегруженные центры питания ЦЭР

№ п/п	Подстанция	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА	Нагрузка, МВА	Загрузка трансформатора, %
1	ПС 110 кВ Центральная	40	44,4	111
2	ПС 110 кВ Радиоцентр	10	13,9	139
3	ПС 110 кВ Северная	16	20,17	126
4	ПС 110 кВ Восточная	25	29,13	116
5	ПС 110 кВ Сулгачи	6,3	7,18	114
6	ПС 110 кВ Хатын-Юрях	16	23,57	147

### *Южно-Якутский энергорайон*

7 подстанций 110 кВ подключены по одноцепным линиям электропередачи, на 5 подстанциях установлено по одному трансформатору. Перечни этих ПС со сводной информацией по питающим ЛЭП приведены в табл. 3.3.7 и 3.3.8.

Таблица 3.3.7 Перечень ПС 110 кВ ЮЯЭР, питающихся по одноцепным ЛЭП

№ п/п	Наименование ПС	Наименование питающей ЛЭП	Суммарная протяженность ЛЭП, км	Время эксплуатации ЛЭП, лет
1	ПС 110 кВ Н. Якокитская	Н.Куранах – ТДЭС, ТДЭС – 24 км	29,6	47
2	ПС 110 кВ ТДЭС			
3	ПС 110 кВ 24 км			
4	ПС 110 кВ Алдан	Лебединый – Алдан	17	28
5	ПС 110 кВ Гранитная	СХК – Беркакит	12,2	35
6	ПС 110 кВ Беркакит			
7	ПС 110 кВ Рябиновая	отп. на Рябиновую	24,2	4

Таблица 3.3.8 – Перечень ПС 110 кВ ЮЯЭР с одним установленным трансформатором

№ п/п	Наименование ПС	Трансформатор	
		Класс напряжения ПС, кВ	
1	ПС 110 кВ Хатыми	110/10	1
2	ПС 110 кВ М.Нимыр	110/6	2
3	ПС 110 кВ Б.Нимыр	110/10	3
4	ПС 110 кВ Юхта	110/35/6	4
5	ПС 110 кВ Гранитная	110/6	5

По результатам контрольных замеров за 17.12.2014 г. выявлены перегруженные центры питания. В таблице 3.3.9. приведен перечень подстанций ЮЯЭР, характеризующихся перегрузкой оставшегося в работе трансформатора свыше 5%, при ремонте или аварийном отключении второго.



Таблица 3.3.9 – Перегруженные центры питания ЮЯЭР

№ п/п	Подстанция	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА	Нагрузка, МВА	Загрузка трансформатора, %
1	ПС 110 кВ ЗИФ	16	17,64	110
2	ПС 110 кВ Лебединый	16	24,51	153
3	ПС 110 кВ ТДЭС	7,5	8,41	112

### 3.4 Проблемы в энергоснабжении децентрализованных потребителей зоны

Значительная часть территории Республики Саха (Якутия) находится вне зоны энергосистемы, в основном это северные улусы, где электроэнергией потребители обеспечиваются от многочисленных автономных электростанций.

Обширность обслуживаемой АО «Сахаэнерго» территории делает невозможным ее охват линиями электропередачи, а отсутствие крупных населенных пунктов и промышленных потребителей приводит к нецелесообразности строительства источников генерации большой мощности, вследствие чего энергообеспечение в целом носит социальный характер. Все дизельные электростанции работают на свои распределительные электросети, охватывающие территорию отдельного села или поселка.

В производственной деятельности АО «Сахаэнерго» «узкие места» обусловлены, так же, как и в энергосистеме, в основном, износом генерирующего оборудования, линий электропередачи и трансформаторных подстанций. Значительная часть оборудования введена в строй более 30-40 лет назад и выработала парковый ресурс.

Вместе с тем эксплуатация энергооборудования осуществляется в сложных климатических условиях, что ведет к большим расходам по содержанию электросетей, в основном выполненных на деревянных опорах, ускоренному износу и дополнительным затратам на ремонт и восстановление.

На 2014 г. из общего количества генерирующего оборудования дизельных электростанций, состоящего из 577 единиц разных типов и модификаций, лишь 24 % находятся в хорошем состоянии, остальные – в удовлетворительном. Количество агрегатов, выработавших нормативный ресурс, в среднем составляет более 30%, а по установленной мощности – более 53%. В Зырянском РЭС, Чокурдахском РЭС эта величина достигает 67 и 62% по количеству и 95,3 и 83,5 % - по мощности агрегатов соответственно.

При этом наихудшее состояние ДЭС в с. Белая Гора (Белогорский РЭС), п. Жиганске (Жиганский РЭС), п. Зырянка и с. Угольное (Зырянский РЭС), с. Кобяй (Кобяйские ЭС), с. Нычалах (Чокурдахский РЭС), где все дизельгенераторы эксплуатируются с превышением нормативного срока службы. Кроме того, имеются ДЭС, на которых только 1 или 2 агрегата не исчерпали свой ресурс: 1 из 12 (10% мощности) в п. Батагай (Верхоянские РЭС), 3 из 13 (23%) п. Сангар (Кобяйские ЭС), 2 из 9 (7%) в с. Хонуу (Момский РЭС) 2 из 10 (8%) в п. Чокурдах (Чокурдахский РЭС), 1 из 11 (0,25) в п. Усть-Куйга (Янские ЭС).

На дизельных электростанциях установлены дизель-генераторы различных производителей: «Ярославский моторный завод», «Алтайдизель», «РУМО» (Русские моторы), ВДМ (Волжский завод им. Маминых), CUMMINS (Великобритания), CATERPILLAR (США) и другие.



Средний удельный расход топлива по АО «Сахаэнерго» в 2014 г. составляет 402,5 г/кВт·ч, что ниже уровня 2013 г. на 2,4 г/кВт·ч. Однако по отдельным подразделениям этот показатель превышает установленный норматив или факт предыдущего года. Наиболее существенное превышение наблюдается на ДЭС в Жиганском, Оленекском, Нижнеколымском, Олекминском и Среднеколымском филиалах.

Одноцепные линии электропередачи напряжением 6-10 кВ протяженностью 689 км выполнены исключительно на деревянных опорах. Более 40 % воздушных линий электропередачи отработали более 25 лет.

По состоянию 2014 г. из общего количества трансформаторов электростанций напряжением от 6 кВ (759 шт.), находящихся в ведении АО «Сахаэнерго», 57 % (430 шт.) выработало нормативный срок службы, что по установленной мощности составляет около 70 %. Несмотря на то, что по отчетным данным состояние парка трансформаторов хорошее и удовлетворительное, в эксплуатации находятся трансформаторы отработавшие 45-55 лет при нормативе 25 лет: с. Чагда (Алданский РЭС), п. Тикси (Булунские ЭС), п. Батагай (Верхоянские ЭС), с. Кобяй (Кобяйские ЭС), п. Черский (Нижнеколымский РЭС), п. Чокурдах (Чокурдахский РЭС), пп. Куйга и Нижнеянк (Янские ЭС). Наихудшее состояние трансформаторов в Белогорском РЭС, Булунских ЭС, Зырянском РЭС, Нижнеколымском РЭС и Янских ЭС, где 73-95 % мощности трансформаторов выработало нормативный срок службы.

Проблемы в топливоснабжении электростанций обусловлены:

- большой долей потребления дизельного топлива – 76,6 % от общего потребления;
- сложной транспортной схемой поставок с несколькими перевалками на различные виды транспорта (морской, речной, автомобильный);
- досрочным завозом топлива и материально-технических ресурсов, связанным с короткими сроками навигации и труднодоступностью малых рек;
- необходимостью создания депоначионных запасов дизельного топлива и материально-технических ресурсов, что ведет к замораживанию оборотных средств на срок до полутора лет.

Все это приводит к высокой себестоимости вырабатываемой электроэнергии.

### **3.4 Анализ состояния систем теплоснабжения**

Накопившиеся технические проблемы в значительной степени связаны с тем, что развитие теплоснабжения в республике, как и в стране, многие годы было ориентировано на упрощенные и наиболее дешевые решения: элеваторное присоединение отопительной нагрузки, открытый водозабор, тупиковые схемы тепловых сетей, ненадежные теплопроводы и арматура, неавтоматизированные котельные. Местное автоматическое регулирование в установках потребителей и измерение потребляемого в них тепла не осуществляется.

Современная ситуация в сфере теплоснабжения Республики Саха (Якутия) характеризуется серьезными проблемами, состоящими в изношенности оборудования, низкой эффективности и надежности, неудовлетворительном уровне комфорта в зданиях; низком техническом уровне и низкой экономической эффективности систем и объектов теплоснабжения; огромных непроизводительных потерях тепловой энергии.



Основные проблемы в сфере теплоснабжения и теплопотребления:

1. Неудовлетворительный технический уровень, обусловленный недостаточной оснащенностью автоматикой, системами учета и регулирования, износом основных фондов. Устаревшие технические решения не позволяют эффективно транспортировать и использовать тепловую энергию, что приводит: к огромным перерасходам топлива и энергии; к неприемлемо низкому качеству теплоснабжения, низкой его надежности, частым тепловым авариям; к чрезмерно высоким издержкам в системах теплоснабжения.

2. Низкий уровень оснащенности централизованным теплоснабжением. В большинстве районов отсутствует возможность по предоставлению услуг централизованного теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, что негативно отражается на качестве жизни населения. В настоящее время оборудование жилого фонда составляет:

- централизованным теплоснабжением – 75,2 %;
- горячим водоснабжением – 51,8 %;
- водопроводом – 53,4 %;
- канализацией – 53 %.

3. Низкая эффективность котельных. Сверхнормативные расходы топлива (200-280 кг. у.т./Гкал) обусловлены низкой эффективностью работы котельных. При нормативном КПД угольных котельных 80 %, их фактическое значение по данным обследования составляет 50-60 %. Основными причинами низкой энергетической и экологической эффективности котельных являются: плохое техническое состояние и значительные конструктивные недостатки топок и котлов в целом; отсутствие режимных карт, систем автоматики и механизации топочных процессов; некачественное ведение процесса сжигания топлива; длительная эксплуатация котлов на низкой нагрузке (15-40 % от номинальной). Некоторые из этих недостатков характерны и для мазутных котельных, КПД которых находится в пределах 70-84 % вместо проектных 88-90 %; КПД газовых котельных не превышает 80 %.

4. Значительный износ оборудования и тепловых сетей в связи с несвоевременным их ремонтом и заменой. В настоящее время уровень износа коммунальной инфраструктуры составляет 53%, в отдельных системах, в отдельных системах он превышает 70 %.

5. Большие потери тепловой энергии в трубопроводных сетях. Эффективность систем транспорта в республике в последние годы снижается, что связано с высоким износом тепловых сетей и нерациональными режимами их эксплуатации. Потери в тепловых сетях продолжают возрастать, в среднем по системам Республики Саха (Якутия) в 2014 г. они составили около 25,3 %, в ряде районов республики уровень потерь достигает 35-45 % (Алданский, Нерюнгринский, Усть-Майский, Усть-Янский). Их рост в основном связан со старением оборудования тепловых сетей (ухудшением качества тепловой изоляции и гидравлической плотности коммуникаций).

6. Высокая степень износа жилищного фонда. Удельный расход тепловой энергии на отопление жилых зданий характеризуется широким диапазоном значений от 0,24 Гкал/м<sup>2</sup> в год в Анабарском муниципальном районе до 1,09 Гкал/м<sup>2</sup> в год в Абыйском муниципальном районе. Высокий уровень расхода тепловой энергии связан со значительным износом жилого фонда. Республика входит в число регионов Российской Федерации с наибольшим удельным весом



ветхого и аварийного жилья – 14,0 %. Одной из причин высокой доли ветхого жилья является то, что больше половины жилищного фонда республики является деревянным (59,3 % от общей площади) и только чуть более трети (37,3 %) в каменном (кирпичном, панельном, блочном, монолитном) исполнении.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. В Якутской энергосистеме, как и в других энергосистемах субъектов РФ, высок износ оборудования и электрических сетей. На протяжении долгого времени темпы старения основных производственных фондов значительно опережали темпы их обновления. Деятельность электросетевых компаний по реконструкции и техперевооружению направлена на поддержание работоспособности действующего оборудования, на продление его ресурса.

2. Сложные климатические условия республики усложняют эксплуатацию электросетевого хозяйства и приводят к увеличению затрат на ремонт и восстановление.

3. В Западном энергорайоне изолированно от энергосистемы функционирует Талаканская ГТЭС, установленной мощностью 144 МВт (максимум нагрузки в 2015 г. составил 66,9 МВт).

4. По результатам контрольных замеров, в энергосистеме имеются центры питания, которые характеризуются перегрузкой трансформаторов свыше 5 %, при ремонтном или аварийном отключении второго трансформатора: ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой, ПС 110 кВ Нюрба, ПС 110 кВ Онхой, ПС 110 кВ Вилуйск в Западном энергорайоне, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Радиоцентр, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Сулгачи, ПС 110 кВ Хатын-Юрях в Центральном энергорайоне, ПС 110 кВ ЗИФ, ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ ТДЭС в Южно-Якутском энергорайоне.

5. В Якутской энергосистеме имеются схемы электроснабжения не соответствующие нормативам по надёжности электроснабжения потребителей II категории: однотрансформаторные подстанции 110 кВ запитаны по одноцепным тупиковым ВЛ: Западный энергорайон: 13 ПС 110 кВ подключены по одноцепным ВЛ 110 кВ, на 7 ПС 110 кВ установлено по одному трансформатору; Центральный энергорайон: 14 ПС 110 кВ подключены по одноцепным ВЛ 110 кВ, на 5 ПС 110 кВ установлено по одному трансформатору; Южно – Якутский энергорайон: 7 ПС 110 кВ подключены по одноцепным ВЛ 110 кВ, на 5 ПС 110 кВ установлено по одному трансформатору;

6. Неразвитость электросетевой инфраструктуры, изолированность энергорайонов не позволяют рационально использовать структуру существующего энергетического хозяйства республики, обеспечить требуемую надежность энергоснабжения потребителей и создать конкурентную среду по производству электроэнергии на межсистемном уровне, что негативно сказывается на социально-экономическом развитии Республики Саха (Якутия) в целом.

7. Все проблемные вопросы энергосистемы еще более остро проявляются в децентрализованной зоне. Высок износ зданий, сооружений и оборудования автономных энергоисточников, распределительных линий электропередачи. Функционирование электростанций характеризуется низкой эффективностью. Сложные схемы завоза топлива обуславливают высокие показатели стоимости топлива и, как следствие, себестоимости производства электроэнергии.



8. В системах теплоснабжения в качестве проблемных моментов следует особо отметить низкую эффективность и технический уровень оборудования котельных и высокий износ тепловых сетей. В дополнение к значительной доле ветхого жилья, все эти проблемы приводят к большим потерям тепловой энергии при транспортировке и потреблении.

9. С целью решения указанных проблем энергетики Республики Саха (Якутия), обеспечения энергобезопасности и надежного энергоснабжения потребителей необходимо привлечение значительных материальных ресурсов для реконструкции и ввода новых генерирующих мощностей, обновления электро- и теплосетевого хозяйства, создание электрических связей как между энергорайонами, так и с ЕНЭС РФ.

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

##### **4.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия)**

На сегодняшний день в электроэнергетике Республики Саха (Якутия) имеется целый ряд нерешенных проблем. К важнейшим из них можно отнести, во-первых, то, что только около 40% территории (1222 тыс. км<sup>2</sup>) Республики Саха (Якутия), или 18 из 35 административно-территориальных единиц – улусов, охвачено централизованным электроснабжением в трех энергорайонах: Западном, Центральном и Южно-Якутском. Большая же часть территории республики (60%), или 17 улусов, относится к зоне децентрализованного электроснабжения на базе источников электроэнергии малой мощности, преимущественно дизельных электростанций, что значительно удорожает стоимость электроэнергии для децентрализованных потребителей и требует компенсации производителям части затрат из бюджетных источников. Во-вторых, неразвитость и изношенность электросетевой инфраструктуры, а также изолированность энергорайонов не позволяют рационально использовать структуру существующего энергетического хозяйства республики, обеспечить требуемую надежность энергоснабжения потребителей и создать конкурентную среду по производству электроэнергии на межсистемном уровне, что негативно сказывается на социально-экономическом развитии Республики Саха (Якутия) в целом и, особенно, при освоении ресурсной базы полезных ископаемых на обширной территории республики.

Исходя из указанных проблем, целевыми приоритетами развития электроэнергетики республики являются: обеспечение надежного и качественного электроснабжения потребителей, включая повышение в нём доли централизованных источников и снижение стоимости потребляемой электроэнергии, а также повышение эффективности топливно-энергетического комплекса, касающегося, как загрузки избыточных мощностей и сбыта электроэнергии, так и снижения затрат на её производство, при безусловном обеспечении энергетической безопасности.

Для достижения указанных целей необходимо решить следующие задачи:

– снятие инфраструктурных ограничений для потребителей электроэнергии за счёт замены выработавшего моторесурс оборудования энергоисточников и



изошенных электросетей и, главным образом, за счёт ввода новых основных фондов;

- обеспечение возможности передачи мощности потребителям, разработка мер по снижению вероятности введения ограничений потребления электрической энергии и мощности;

- ликвидация существующих «узких мест» и ограничений на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям на территории республики;

- повышение эффективности электроэнергетики за счёт применения современных технологий и оборудования, в том числе развития малой и альтернативной энергетики, использования возобновляемых природных энергоресурсов;

- экономически эффективное использование местных источников топливно-энергетических ресурсов;

- дальнейшее развитие электроэнергетики на базе гидроэнергетических ресурсов и качественных видов топлива, обеспечивающих поддержание экологической обстановки в республике на нормальном уровне.

Стратегической задачей развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) является создание энергетического комплекса, интегрированного с российской энергосистемой, обеспечивающего возрастающие потребности республиканского рынка, а также выдачу электроэнергии в соседние территории.

Решение данных задач в энергетике Республики Саха (Якутия) потребует привлечения значительных финансовых и материальных ресурсов. Однако эффект от ускоренного роста экономики, включая налоговые поступления, может значительно перекрыть издержки, поскольку реализуемые крупные проекты в алмазодобывающей промышленности, в нефтяной и газовой отраслях, цветной и чёрной металлургии имеют высокую социально-экономическую и бюджетную отдачу.



## 4.2 Ликвидация изолированности энергорайонов Якутской энергосистемы

До 2014 г. Западный, Центральный и Южный энергорайоны Якутской энергосистемы не имели связи по электрическим сетям и работали изолированно друг от друга.

В 2014 г. со строительством и вводом в эксплуатацию ПС 220 кВ НПС-14, НПС-15, НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах с отп. на НПС-16, предназначенных для электроснабжения потребителей ВСТО, осуществлена электрическая связь Западного и Южно-Якутского энергорайонов (ОЭС Востока). Однако, в силу неотлаженности оперативного управления и противоаварийной автоматики на параллельную синхронную работу ЗЭР и ЮЯЭР (ОЭС Востока) до 2016 г. не включены. Деление двух энергосистем осуществляется на ПС 220 кВ НПС-15. В марте 2016 года успешно проведены натурные испытания по включению на параллельную работу ЗЭР и ЮЯЭР (ОЭС Востока).

В 2016 г. со строительством и вводом в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Томмот – Майя, ПС 220 кВ Майя и ПС 220 кВ Томмот будет осуществлена связь Центрального и Южно-Якутского энергорайонов.

Кроме того, в рассматриваемой перспективе планируется объединение энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири по двум направлениям.

В южном направлении в сторону ПС 220 кВ Мамакан и далее вдоль Байкало-амурской магистрали до ПС 500 кВ Усть-Кут (Иркутская обл.) объединение выполнится посредством двух одноцепных ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Мамакан. В марте 2016 г. ЗАО «ВитимЭнергоСтрой» ввело в эксплуатацию ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос, выполненную до месторасположения будущей ПС 220 кВ Сухой Лог в габарите 220 кВ. ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос является первым участком межсистемной связи 220 кВ Пеледуй – Мамакан, необходимой для объединения с ОЭС Сибири. Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» в 2017 г. запланировано приобретение у ЗАО «ВитимЭнергоСтрой» ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос (построена в габаритах 220 кВ от ПС 220 кВ Пеледуй до места врезки ПС 220 кВ Сухой Лог). Кроме того, в 2015 г. ПАО «ФСК ЕЭС» приступило к разработке проектной и рабочей документации по строительству второй ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог, переводу участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос (первой цепи), выполненного в габаритах 220 кВ, на проектное напряжение, двух ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан с вводом в 2018 г. Соответственно в 2018 г. будет выполнена электрическая связь ПС 220 кВ Пеледуй с ПС 220 кВ Таксимо (ОЭС Сибири).

Второе направление объединения – западное в сторону ПС 500 кВ Усть-Кут (Иркутская обл.). В 2015 г. АК «Транснефть» приступила к проектированию двух ВЛ 220 кВ Пеледуй – Рассоха №1 и №2 (достройка уч-ка ВЛ 220 кВ от ПС 110 кВ Талаканская до ПС 220 кВ Пеледуй) с ПС 220 кВ НПС-9, переводом ВЛ 110 кВ Талаканская – НПС-8 на проектное напряжение 220 кВ и реконструкций ПС 110 кВ НПС-8 с переводом на напряжение 220 кВ. Ввод планируется в 2018 г. Ввод ВЛ 220 кВ от НПС-7 до НПС-8 предусмотрен инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» в 2018 г. Со стороны ПС 500 кВ Усть-Кут для электроснабжения НПС-6 и НПС-7 АК «Транснефть» выполняет проектирование двух ВЛ 220 кВ



Усть-Кут – НПС-6, НПС6 – НПС-7 с ПС 220 кВ НПС-6 и ПС 220 кВ НПС-7 с вводом ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 с ПС 220 кВ НПС-6 в 2017 г., ВЛ 220 кВ НПС6 – НПС-7 с ПС 220 кВ НПС-7 в 2019 г.

В таблице 4.2.1. приведены стадии реализации проектов по связям энергосистемы Республики Саха (Якутия) с прилегающими энергосистемами.

Таблица 4.2.1 – Стадии реализации проектов

№ п/п	Наименование объекта	Стадия реализации	Год ввода
1.	ВЛ 220 кВ НПС-14 – НПС-15 – НПС-16 с ПС 220 кВ НПС-14, НПС-15, НПС-16	Введен в эксплуатацию	2014
2.	ВЛ 220 кВ Томмот – Майя с ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя	Строительство	2019
3.	ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полюс (построена в габаритах 220 кВ от ПС 220 кВ Пеледуй до места врезки ПС 220 кВ Сухой Лог)	Введен в эксплуатацию	2016
4.	Вторая ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог, перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полюс (первой цепи), выполненного в габаритах 220 кВ, на проектное напряжение, две ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан	Проектирование	2018
5.	Две ВЛ 220 кВ Пеледуй – Рассоха №1 и №2 (достройка уч-ка ВЛ 220 кВ от ПС 110 кВ Талаканская до ПС 220 кВ Пеледуй) с ПС 220 кВ НПС-9, перевод ВЛ 110 кВ Талаканская – НПС-8 на проектное напряжение 220 кВ и реконструкция ПС 110 кВ НПС-8 с переводом на напряжение 220 кВ	Проектирование	2018
6.	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-8	Проектирование	2018
7.	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 с ПС 220 кВ НПС-6	Проектирование	2018
8.	ВЛ 220 кВ НПС6 – НПС-7 с ПС 220 кВ НПС-7	Проектирование	2018

Соответственно с вводом приведенных в таблице 3.1 объектов в 2019 г. закончится объединения Якутской энергосистемы с ЕНЭС России по трем направлениям в восточном с Амурской энергосистемой (ОЭС Востока), в западном с Иркутской, в Южном с Бурятской (ОЭС Сибири).

#### 4.3 Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы по материалам ОАО «СО ЕЭС»

В настоящем разделе приведен прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) по материалам ОАО «СО ЕЭС» (приложение 4.1).

В зону централизованного электроснабжения Республики Саха (Якутия) входят семь электростанций общей установленной мощностью 2003,5 МВт:

Каскад Вилюйских ГЭС-1,2, 680 МВт;

Светлинская ГЭС, 277,5 МВт, проектом предусматривается установка 4-ого гидроагрегата с увеличением установленной мощности до 370 МВт;

Мирнинская ГРЭС, 48 МВт, в консервации;

Якутская ГРЭС, 368 МВт;

Якутская ТЭЦ, 12 МВт;

Нерюнгринская ГРЭС, 570 МВт;

Чульманская ТЭЦ, 48 МВт.



Каскад Вилуйских ГЭС-1,2, установленной мощностью 680 МВт, является основным источником электроснабжения потребителей Западного энергорайона Республики Саха (Якутия). КВГЭС-1,2 входит в состав филиала ПАО «Якутскэнерго» Каскад Вилуйских ГЭС им. Е.Н. Батенчука. Строительство ГЭС было начато в 1960 году, закончено в 1976 году, и состояло из двух очередей, называемых ГЭС-1 и ГЭС-2. Первый гидроагрегат был запущен в 1967 году. В соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов (ПИВР) Вилуйского водохранилища, среднегодовая выработка электроэнергии КВГЭС-1,2 составляет 2205 млн кВт.ч., гарантированная выработка в условиях маловодного года – 2090 млн кВт.ч.

Светлинская ГЭС (Вилуйская ГЭС-3), установленной мощностью 277,5 МВт, входит в Вилуйский каскад ГЭС. Строительство ГЭС было начато в 1979 году, в 2008 году станция введена в эксплуатацию. В настоящее время на ГЭС установлено три из четырех предусмотренных проектом гидроагрегатов. Ввод 4-ого гидроагрегата откладывается в связи с отсутствием спроса на электрическую энергию. Проектная мощность станции составляет 360 МВт. Выработка в средневодные годы составляет 1095 млн.кВт.ч, в маловодные – 859 млн.кВт.ч.

Якутская ГРЭС, установленной мощностью 368 МВт, в настоящее время является основным источником электроснабжения потребителей Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия). Т/а №№ 5 и 6 отработали заводской парковый ресурс более, чем в два раза. Генераторы ст.№5,6,7,8 отработали свой нормативный срок службы.

В 2016 году запланирован ввод в эксплуатацию Якутской ГРЭС-2, установленной электрической мощностью первой очереди – 193,5 МВт. Ввод в работу новых генерирующих мощностей обеспечит покрытие роста электрических и тепловых нагрузок Центрального энергорайона Якутской энергосистемы и повысит надежность энергоснабжения потребителей, а также позволит заменить часть малоэффективных и экологически вредных котельных г. Якутска.

Нерюнгринская ГРЭС, установленной мощностью 570 МВт, входит в состав АО «ДГК». ГРЭС обеспечивает электрической энергией потребителей Нерюнгринского и Алданского районов, значительная ее часть передается в Амурскую область на оптовый рынок электроэнергии и мощности ОЭС Востока. В качестве топлива используется местный обогащенный уголь Нерюнгринского месторождения Южно-Якутского бассейна. В состав филиала АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС входит также Чульманская ТЭЦ, установленной мощностью 48 МВт. Чульманская ТЭЦ обеспечивает электроэнергией пос. Чульман и горнодобывающую промышленность Алданского района, теплом – промышленные предприятия и жилой фонд п. Чульман.

Западный энергорайон Республики Саха (Якутия) включает в себя Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу Вилуйских сельскохозяйственных районов. Основные профилирующие производства – добыча и обработка алмазов, являющиеся традиционной специализацией региона, и нефтедобыча. Крупнейшим потребителем электроэнергии являются предприятия ПАО АК «АЛРОСА», доля которой составляет около 60% от общего электропотребления Западного энергорайона. Вследствие этого изменение электропотребления ПАО АК «АЛРОСА» оказывает значительное влияние на динамику электропотребления всего Западного энергорайона.



На 2016 год запланирован ввод в эксплуатацию ВЛ 110 кВ (в габ.220) Пеледуй – Полнос. ВЛ предназначена для передачи электрической энергии и мощности с целью электроснабжения золотодобывающих предприятий Бодайбинского района Иркутской области от сетей Западного энергорайона РС (Я). Согласно действующей заявке на присоединение, поданной ЗАО «Витимэнерго», предусматривается передача до 51 МВт электрической мощности.

Изолированно от зоны централизованного электроснабжения Республики Саха (Якутия) работает ОАО «Сургутнефтегаз». Компания занимается добычей нефти и газа на Талаканском месторождении. Имеет собственный источник электроэнергии – Талаканская ГТЭС, установленной мощностью 144 МВт, от которой, помимо электроснабжения Талаканского НГКМ, осуществляется электроснабжение двух объектов нефтепровода ВСТО (НПС-8 и НПС-10 – ОАО «АК «Транснефть») по двум одноцепным ВЛ 110 кВ. Ввод дополнительных мощностей на Талаканской ГТЭС компанией не планируется. По имеющимся инвестиционным программам сетевых организаций и ОАО «Сургутнефтегаз» и «Схеме и программе развития электроэнергетики Российской Федерации на 2015-2021 годы», присоединение Талаканской ГТЭС к сетям ЕНЭС не планируется.

В рассматриваемый период до 2020 года на территории Западного энергорайона планируется начало освоения Чаяндынского нефтегазоконденсатного месторождения (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»). Максимальная мощность энергопринимающих устройств, согласно поданной заявке, составляет 51 МВт. Начало разработки месторождения запланировано на 2 квартал 2018 года. Для резервирования питания ООО «Газпром добыча Ноябрьск» предусматривается строительство двух электростанций мощностью 72 МВт и 17,5 МВт с возможностью параллельной работы с энергосистемой ЗЭР без выдачи мощности в сеть.

По территории Республики Саха (Якутия), в основном по Западному и Южно-Якутскому энергорайонам, проходит трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). В соответствии с распоряжением Правительства РФ от 31.12.2004 г. №1737-р, ОАО «АК «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) были введены в эксплуатацию нефтеперекачивающие станции (НПС) №№10-19. В связи с увеличением объемов передачи ВСТО, в период до 2025 года прогнозируется значительное увеличение потребления электроэнергии и мощности объектами ВСТО на территории Республики Саха (Якутия).

В рассматриваемой перспективе планируется строительство объектов электроснабжения газопровода «Сила Сибири». «Сила Сибири» станет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи и будет транспортировать газ этих центров через Хабаровск до Владивостока. На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия — Хабаровск — Владивосток», на втором этапе Иркутский центр будет соединен газопроводом с Якутским центром. Единым оператором по вопросам внешнего электроснабжения газопровода назначено ПАО «МРСК Сибири». На территории Республики Саха (Якутия) будут расположены компрессорные станции (КС) №№1-5, запланированный срок ввода – 4 квартал 2017 года. Выход на полную мощность намечен в 2024 году.



Центральный энергорайон Республики Саха (Якутия) объединяет столичный республиканский промышленный узел и группу центральных улусов. Район характеризуется наибольшей плотностью населения - в городе Якутск проживает 294 тыс. человек или 47% городского населения Республики Саха (Якутия), развитием обрабатывающих производств (пищевые продукты, строительные материалы, металлообработка, деревообработка). Структура потребления электрической энергии Центрального энергорайона характеризуется сравнительно низкой долей промышленности при более высокой доле домашних хозяйств и предприятий сферы услуг.

Южно-Якутский энергорайон обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы.

Продолжается развитие разработки Эльгинского месторождения (ООО «Эльгауголь») на юго-востоке Республики Саха (Якутия). Источником электроснабжения для месторождения является энергосистема Амурской области.

Прогноз потребности в электрической энергии и мощности крупных существующих и перспективных потребителей приведен в таблицах 4.3.1, 4.3.2.

Таблица 4.3.1 – Прогноз потребности в электрической мощности крупных потребителей Республики Саха (Якутия), МВт

№ п/п	Потребитель <sup>1</sup>	Год						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
1	ПАО «АК «АЛРОСА» <sup>2</sup>	340	340	340	340	340	340	340
2	ОАО «Якутцемент»	12	12	14	17	17	17	17
3	ОАО ХК «Якутуголь»	41,92	35	39,9	39,9	39,9	39,7	32,7
4	ОАО «АК «Транснефть» (ВСТО) <sup>3</sup> , в т.ч.:	119,3 2	114	101,5	252,6	252,9	385,3	389,5
5	НПС-11	10,3	10,2	8,3	21,1	17,9	28,9	29,9
6	НПС-12	10,2	12,8	11,2	38,8	40	62,5	62,9
7	НПС-13	11,4	14,2	11,8	40	41,1	63,9	64,3
8	НПС-14	15,4	14,3	13,7	35	35,4	49,7	50
9	НПС-15	15,2	13,6	12,3	24,1	24,7	36,5	36,7
10	НПС-16	15,1	14,5	13	24	24,4	35,4	36,7
11	НПС-17	15,4	13,9	13,7	24,2	21,4	28,8	28,9
12	НПС-18	13,3	11,1	9,4	24,4	25,5	41,3	41,5
13	НПС-19	13,02	9,4	8,1	21	22,5	38,3	38,6
14	Приемо-сдаточный пункт по объекту «Строительство нефтепровода Среднеботуобинское НГКМ - ВСТО»	-	-	5	5	5	5	5
15	ПАО «Газпром», в т.ч.:	0	0	4	40,9	50,64	61,92	106,64
16	Чаяндынское НГКМ <sup>3</sup>	-	-	-	35,4	36,18	44,06	69,18
17	Сила Сибири, в т.ч.:	0	0	4	5,5	14,46	17,86	37,46
18	КС-1	-	-	-	-	6,96	6,96	6,96
19	КС-2	-	-	2	3,5	3,5	3,5	8,3
20	КС-3	-	-	2	2	2	2	7,2



№ п/п	Потребитель <sup>1</sup>	Год						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
21	КС-4	-	-	-	-	2	3,4	8
22	КС-5	-	-	-	-	-	2	7
23	АО «РНГ»	3	14	14	14	14	14	14
24	Индустриальный парк в п. Кангалассы	-	-	-	2,9	2,9	2,9	2,9
25	Тепличный комплекс (Хангаласский улус)	-	-	-	4,8	4,8	4,8	4,8
26	Мостовой переход через р.Лена	-	-	-	-	-	-	15
27	Территория опережающего развития «Заречье»						56	56
28	Бодайбинский район (Ирк. область) <sup>4</sup>	-	51	51	51	-	-	-

Примечание: 1 - в балансах мощности и в расчетных моделях нагрузка существующих и перспективных потребителей учтены с коэффициентом неравномерности 0,7-0,8;

2 – в соответствии с информацией ПАО «АК «АЛРОСА» (приложение 2.4);

3 - перспективные нагрузки объектов приведены по данным собственников;

4 - с 2019 года электроснабжение Бодайбинского района и ПС 220 кВ Пеледуй предусматривается от энергосистемы Иркутской области (приложение 4.3.1)

Таблица 4.3.2 – Прогноз потребности в электрической энергии крупных потребителей Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

№ п/п	Потребитель	Год						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
1	ПАО «АК «АЛРОСА» <sup>1</sup>	1573	1619	1209	1243	1243	1243	1243
2	ОАО «Якутцемент»	46	47	48	52	52	52	52
3	ОАО ХК «Якутуголь»	279,7 6	312	318	318	318	315	260
4	ОАО «АК «Транснефть» (ВСТО) <sup>2</sup> , в т.ч.:	564,1	643	578	1230	1365	1976	2081
5	НПС-11	50	61	49	125	107	172	178
6	НПС-12	47	53	53	46	159	164	256
7	НПС-13	52	59	48	165	169	264	265
8	НПС-14	62	64	61	157	159	223	224
9	НПС-15	76	89	80	157	161	238	239
10	НПС-16	86	96	86	160	163	236	237
11	НПС-17	84,1	98	96	148	150	202	203
12	НПС-18	54	66	56	145	162	246	247
13	НПС-19	53	57	49	127	135	231	232
14	Приемо-сдаточный пункт по объекту «Строительство нефтепровода Среднеботуобинское НГКМ - ВСТО»	-	-	34	34	34	34	34
15	ПАО «Газпром», в т.ч.:	0	0	31	407	444	538	1056
16	Чаяндинское НГКМ <sup>2</sup>	-	-	-	364	370	434	763
17	Сила Сибири, в т.ч.:	0	0	31	43	74	104	293
18	КС-1	-	-	-	-	16	16	55



№ п/п	Потребитель	Год						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
19	КС-2	-	-	16	27	27	30	65
20	КС-3	-	-	16	16	16	16	56
21	КС-4	-	-	-	-	16	27	62
22	КС-5	-	-	-	-	-	16	55
23	АО «РНГ»	15	29	70	70	70	70	70
24	Индустриальный парк в п. Кангалассы	-	-	-	15	15	15	15
25	Тепличный комплекс (Хангаласский улус)	-	-	-	22	22	22	22
26	Мостовой переход через р.Лена	-	-	-	-	-	-	60
27	Территория опережающего развития «Заречье»						280	280
28	Бодайбинский район (Ирк. область) <sup>3</sup>	-	255	255	255	-	-	-

Примечание: 1 - в соответствии с информацией ПАО «АК «АЛРОСА» (приложение 2.4);

2 - перспективное потребление объектов приведено по данным собственников;

3 - с 2019 года электроснабжение Бодайбинского района и ПС 220 кВ Пеледуй предусматривается от энергосистемы Иркутской области (приложение 4.3.1)

Таблицы 4.3.1 и 4.3.2 показывают, что основной прирост потребления электроэнергии и мощности в рассматриваемый период до 2025 г. ожидается за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чаандинского НГКМ и строительства газопроводной системы «Сила Сибири».

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) по материалам ОАО «СО ЕЭС» (приложение 4.1) приведены в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3 – Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия)	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	1722	1735	7443	7782	7924	7970	8170
Годовой темп прироста	%	3,30	0,75	328,99	4,55	1,82	0,58	0,50
Максимум нагрузки	МВт	279	282	1277	1348	1366	1366	1400
Годовой темп прироста	%	1,09	1,08	352,84	5,56	1,34	0,00	0,50

Примечание: с 2017 года учитывается присоединение к Южному энергорайону Республики Саха (Якутия) Центрального и Западного энергорайонов

Среднегодовые темпы роста электрической нагрузки в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2017-2025 гг. (с момента объединения энергорайонов) составляют 1,2% в год.

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным энергорайонам приведены в таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.4 – Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным энергорайонам

Показатель	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>Западный энергорайон</b>								
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	2994	3434	3916	4097	4135	4135	4276
Годовой темп прироста	%	4,25	14,70	14,04	4,62	0,93	0,00	0,66
Максимум нагрузки*	МВт	596	638	675	709	719	719	746
Годовой темп прироста	%	1,20	7,05	5,80	5,04	1,41	0,00	0,73
<b>Центральный энергорайон</b>								
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	1659	1727	1794	1811	1815	1815	1825
Годовой темп прироста	%	-1,20	4,10	3,88	0,95	0,22	0,00	0,10
Максимум нагрузки*	МВт	304	310	319	323	323	323	325
Годовой темп прироста	%	-5,80	1,97	2,90	1,25	0,00	0,00	0,12
<b>Южно-Якутский энергорайон</b>								
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	1722	1735	1733	1874	1974	2020	2069
Годовой темп прироста	%	3,30	0,75	-0,12	8,14	5,34	2,33	0,49
Максимум нагрузки*	МВт	279	282	283	316	324	324	329
Годовой темп прироста	%	1,09	1,08	0,35	11,66	2,53	0,00	0,31

Примечание: \* - максимум нагрузки энергорайона, совмещенный с максимумом энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Среднегодовые темпы роста электрической нагрузки в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2015-2025 гг. оцениваются:

- в Западном энергорайоне – 2,3% в год;
- в Центральном энергорайоне – 0,7% в год;
- В Южно-Якутском энергорайоне – 1,7% в год.

Наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности в рассматриваемый период до 2025 г. ожидается в Западном энергорайоне за счет



увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чаяндинского 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.

#### 4.4. Прогноз потребления электроэнергии и мощности (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 2016-2020 г. и 2025 г. по варианту Правительства Республики Саха (Якутии) выполнен по Западному и Центальному энергорайонам - по данным ПАО «Якутскэнерго» (Таблица П4.2.1, П4.2.2 приложение 4.2), учитывающим не только заявки потребителей на электроснабжение, но и складывающиеся реальные условия для развития производства на территории республики. По Южно-Якутскому энергорайону приняты прогнозные уровни электропотребления, предоставленные ОАО «СО ЕЭС».

Кроме того, в этом варианте прогноз электропотребления дается в целом по республике с учётом не только централизованных, но и децентрализованных потребителей с возможным их подключением к централизованному электроснабжению (таблица 4.4.1).

Таблица 4.4.1 – Прогнозные уровни электропотребления и максимума нагрузки по энергорайонам (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Показатель	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>Республика, всего</b>								
Электропотребление, млн кВт·ч	7378	7640	7803	7936	8569	9126	9689	10349
Годовой темп прироста, %		3,6	2,1	1,7	8,0	6,5	6,2	1,3
в том числе:								
<b>Централизованная зона</b>								
Электропотребление, млн кВт·ч	6192	6375	6400	6606	7131	7733	8151	9454
Годовой темп прироста, %		3,0	0,4	3,2	7,9	8,4	5,4	3,0
в том числе:								
<b>Западный энергорайон</b>								
Электропотребление, млн кВт·ч	2872	2994	3014	3180	3496	3963	4071	5099
Годовой темп прироста, %		4,2	0,7	5,5	9,9	13,3	2,7	4,6
Максимум нагрузки, МВт	589	596	602	638	700	795	817	971
Годовой темп прироста, %		1,2	1,0	6,0	9,7	13,6	2,8	3,5
<b>Центральный энергорайон</b>								
Электропотребление, млн кВт·ч	1679	1659	1651	1693	1761	1796	2060	2286
Годовой темп прироста, %		-1,2	-0,5	2,5	4,0	2,0	14,7	2,1
Максимум нагрузки, МВт	323	304	304	313	326	332	382	426
Годовой темп прироста, %		-5,9	0,0	3,0	4,2	1,8	15,1	2,2
<b>Южно-Якутский энергорайон</b>								
Электропотребление, млн кВт·ч	1641	1722	1735	1733	1874	1974	2020	2069

Годовой темп прироста, %		4,9	0,8	-0,1	8,1	5,3	2,3	0,4
Максимум нагрузки, МВт	276	279	282	283	316	324	324	329
Годовой темп прироста, %		1,1	1,1	0,4	11,7	2,5	0,0	0,3
<b>Децентрализованная зона</b>								
Электропотребление, млн кВт·ч	1186	1265	1403	1330	1438	1393	1539	895
Годовой темп прироста, %		6,7	10,8	-5,2	8,1	-3,1	10,4	-10,3

В целом за период с 2014 по 2020 гг. электропотребление в Республике Саха (Якутия) возрастет почти на 30% (с 7,4 до 9,7 млрд кВт·ч), в основном в централизованной зоне, преимущественно в Западном энергорайоне, в прогнозе электропотребления которого учтена потребность в электроэнергии Бодайбинского района Иркутской области (рисунок 4.4.1).

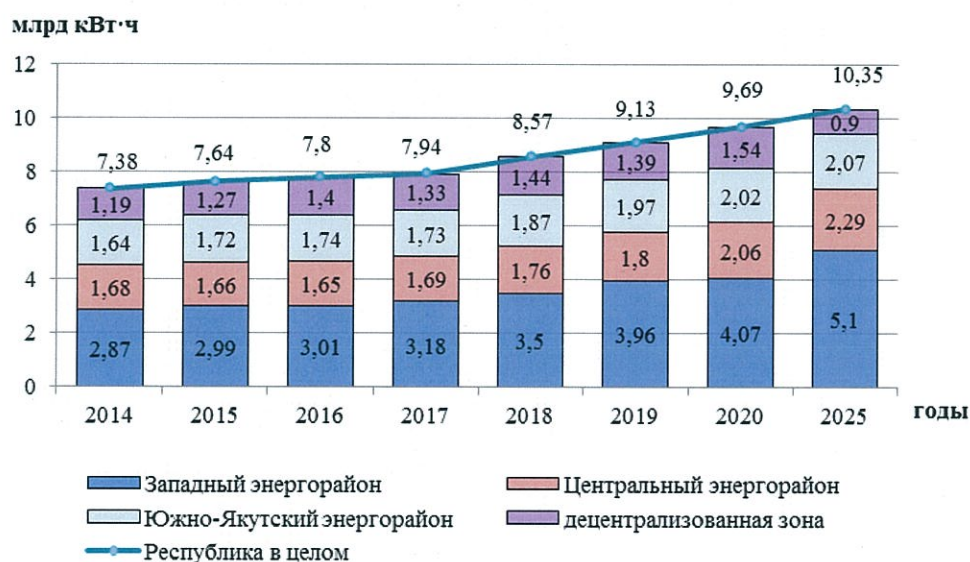


Рисунок 4.4.1 – Прогноз электропотребления  
(вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Наиболее значительный рост максимума нагрузки в период с 2014 по 2020 гг. наблюдается также в Западном энергорайоне (рисунок 4.4.2).

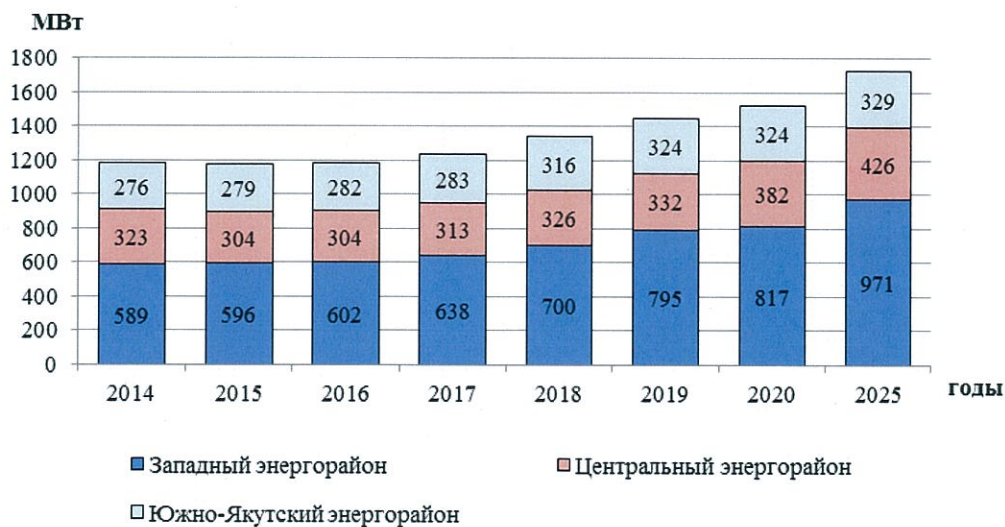




Рисунок 4.4.2 – Прогноз максимума нагрузки по энергорайонам  
(вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электропотребление в централизованной зоне республики в 2020 г. по варианту Правительства составит 8,15 млрд кВт·ч, что незначительно превышает вариант ОАО «СО ЕЭС». Однако темпы роста электропотребления за рассматриваемый период в варианте Правительства Республики Саха (Якутии) несколько ниже, чем в варианте ОАО «СО ЕЭС», особенно в Западном энергорайоне (рисунок 4.4.3).

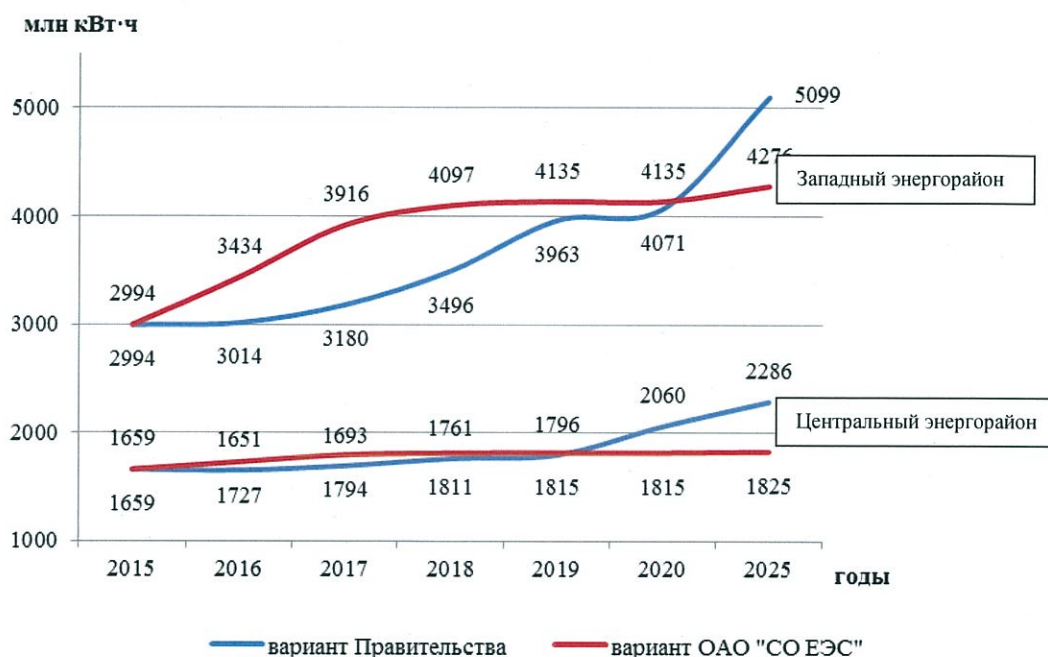


Рисунок 4.4.3 – Сравнение прогнозов электропотребления по Западному и Центральному энергорайонам по разным вариантам

Хотя в варианте Правительства Республики Саха (Якутия) учтено подключение с 2019 г. к централизованному электроснабжению Нюрбинского ГОКа (Накынской производственной площадки АК «АЛРОСА» (ПАО) с учетом нагрузки электроотопления (приложение 4.3.2).

Кроме того, в варианте Правительства в прогнозе электропотребления в децентрализованной зоне дополнительно учтено развитие Тарынской золоторудной площадки (расширение ГОКа) с планируемым в 2019 г. подключением к электроснабжению от магаданской энергосистемы (приложение 4.4).

Значительно более высокий уровень электропотребления в Западном энергорайоне в 2025 г. в варианте Правительства Республики Саха (Якутия) по сравнению с вариантом ОАО «СО ЕЭС» связан с тем, что к этому периоду в Западном энергорайоне предполагается подключение к энергосистеме Талаканской ГТЭС, обеспечивающей электроснабжение потребителей ОАО «Сургутнефтегаз» с возрастающими нагрузками НПС-10 (ОАО «АК «Транснефть»») (приложение 2.8). При этом предусматривается перевод на централизованное электроснабжение от энергосистемы НПС-8 ВСТО уже с 2017 г. (приложение 2.9), что также учтено в

потребности Западного энергорайона. Прогноз потребности в электрической энергии дополнительных потребителей, рассматриваемых в варианте Правительства Республики Саха (Якутия), приведен в таблице 4.4.2, прогноз электрических нагрузок в таблице 4.4.3.

Таблица 4.4.2 – Прогноз потребности в электрической энергии дополнительных потребителей, рассматриваемых в варианте Правительства Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

Потребитель	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
ПАО «АК «АЛРОСА»	1581	1573	1619	1209	1243	1243	1243	1243
ОАО «Якутцемент»	44,9	46	47	48	52	52	52	52
ОАО ХК «Якутуголь»	308	280	312	318	318	318	315	260
ОАО «АК «Транснефть», всего	350,5	569	643	578	1230	1365	1976	2081
в том числе:								
НПС-11	8,5	50	61	49	125	107	172	178
НПС-12	30	47	53	53	46	159	164	256
НПС-13	34	52	59	48	165	169	264	265
НПС-14	58	62	64	61	157	159	223	224
НПС-15	12	76	89	80	157	161	238	239
НПС-16	66	86	96	86	160	163	236	237
НПС-17	72	89	98	96	148	150	202	203
НПС-18	60	54	66	56	145	162	246	247
НПС-19	10	53	57	49	127	135	231	232
Приемо-сдаточный пункт по объекту «Строительство нефтепровода Среднеботубинское НГКМ - ВСТО»	-	-	-	34	34	34	34	34
ПАО «Газпром», в том числе:	-	-	-	31	407	444	538	1056
Чаяндинское НГКМ	-	-	-	-	364	370	434	763
ГТС «Сила Сибири», в том числе:	-	-	-	31	43	74	104	293
КС-1	-	-	-	-	-	16	16	55
КС-2	-	-	-	16	27	27	30	65
КС-3	-	-	-	16	16	16	16	56
КС-4	-	-	-	-	-	16	27	62
КС-5	-	-	-	-	-	-	16	55
АО «РНГ»	н/д	15	29	70	70	70	70	70
Индустриальный парк в п. Кангалассы	-	-	-	-	15	15	15	15
Тепличный комплекс (Хангаласский улус)	-	-	-	-	22	22	22	22
Мостовой переход через р.Лена	-	-	-	-	-	-	-	60
Территория опережающего развития «Заречье»							280	280
Бодайбинский район (Иркутская область)	-	-	255	255	255	от иркутской энергосистемы		



Дополнительные потребители по варианту Правительства республики								
Нюрбинский ГОК (Накынская производственная площадка АК «АЛРОСА» (ПАО)	54,8	56,2	61,8	64,1	69,1	142,5	142,5	142,5
Потребители от Талаканской ГТЭС, всего	444,2	513,1	631,1	517,0	613,2	608,1	674,5	656,3
в том числе:								
объекты ОАО «Сургутнефтегаз»	321	364,9	462,4	417,5	440,8	456,2	464	464
объекты ОАО «АК «Транснефть»	123,2	148,2	168,7	99,5	172,4	151,9	210,5	192,3
в том числе:								
НПС-8	24,7	46,1	54,8	подключение к энергосистеме				
НПС-10	98,5	102,1	113,9	99,5	172,4	151,9	210,5	192,3
Тарынский ГОК (Разработка Тарынского золоторудного поля)	-	2,1	8,6	41	41	63,1	134,6	134,6

Таблица 4.4.3 – Прогноз электрических нагрузок дополнительных потребителей, рассматриваемых в варианте Правительства Республики Саха (Якутия), МВт

Потребитель	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
ПАО «АК «АЛРОСА»	320	340	340	340	340	340	340	340
ОАО «Якутцемент»	12	12	12	14	17	17	17	17
ОАО ХК «Якутуголь»	35,1	41,9	35	39,9	39,9	39,9	39,7	32,7
ОАО «АК «Транснефть», всего	98,5	119,3	114	101,5	252,6	252,9	385,3	389,5
в том числе:								
НПС-11	8,2	10,3	10,2	8,3	21,1	17,9	28,9	29,9
НПС-12	8,5	10,2	12,8	11,2	38,8	40	62,5	62,9
НПС-13	9,9	11,4	14,2	11,8	40	41,1	63,9	64,3
НПС-14	11,0	15,4	14,3	13,7	35	35,4	49,7	50
НПС-15	9,7	15,2	13,6	12,3	24,1	24,7	36,5	36,7
НПС-16	12,5	15,1	14,5	13	24	24,4	35,4	36,7
НПС-17	15,4	15,4	13,9	13,7	24,2	21,4	28,8	28,9
НПС-18	12,5	13,3	11,1	9,4	24,4	25,5	41,3	41,5
НПС-19	10,8	13,0	9,4	8,1	21	22,5	38,3	38,6
Приемо-сдаточный пункт по объекту «Строительство нефтепровода Среднеботуобинское НГКМ - ВСТО»	-	-	-	5	5	5	5	5
ПАО «Газпром», в том числе:	-	-	-	4	40,9	50,64	61,92	106,64
Чаяндинское НГКМ	-	-	-	-	35,4	36,18	44,06	69,18
ГТС «Сила Сибири», в том числе:	-	-	-	4	5,5	14,46	17,86	37,46
КС-1	-	-	-	-	-	6,96	6,96	6,96
КС-2	-	-	-	2	3,5	3,5	3,5	8,3
КС-3	-	-	-	2	2	2	2	7,2
КС-4	-	-	-	-	-	2	3,4	8
КС-5	-	-	-	-	-	-	2	7
АО «РНГ»	н/д	3	14	14	14	14	14	14
Индустриальный парк в п. Кангалассы	-	-	-	-	2,9	2,9	2,9	2,9



Тепличный комплекс (Хангаласский улус)	-	-	-	-	4,8	4,8	4,8	4,8
Мостовой переход через р.Лена	-	-	-	-	-	-	-	15
Территория опережающего развития «Заречье»							56	56
Бодайбинский район (Иркутская область)	-	-	51	51	51	от иркутской энергосистемы		
Дополнительные потребители по варианту Правительства республики								
Нюрбинский ГОК (Накынская производственная площадка АК «АЛРОСА» (ПАО))	9,1	9,4	10,3	10,7	11,5	32,8	32,8	32,8
Потребители от Талаканской ГТЭС, всего	78,3	89,5	99	68,6	82,3	81,3	90,8	88,2
в том числе:								
объекты ОАО «Сургутнефтегаз»	59,3	66,9	73,8	54	57	59	60	60
объекты ОАО «АК «Транснефть»	19	22,6	25,2	14,6	25,3	22,3	30,8	28,2
в том числе:								
НПС-8	6,1	7,3	8,5	подключение к энергосистеме				
НПС-10	12,9	15,3	16,7	14,6	25,3	22,3	30,8	28,2
Тарынский ГОК (Разработка Тарынского золоторудного поля)	-	0,5	4,0	7,5	7,5	12,0	18,0	18,0

#### 4.5 Прогноз потребления тепловой энергии на 2016-2020 гг.

В рассматриваемой перспективе в республике намечается значительный рост теплотребления в связи с развитием и расширением существующих промышленных производств, а также освоением и разработкой новых крупных месторождений угля, нефти и газа. Прогноз потребления тепловой энергии крупными промышленными потребителями на период до 2020 г. представлен в таблице 4.5.1.

Основной прирост теплотребления связан с вводом в эксплуатацию комплексов предприятий по освоению Талаканского НГКМ (ОАО «Сургутнефтегаз»), Чаяндинского НГКМ (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), Эльгинского месторождения угля (ООО «Эльгауголь») и ростом теплотребления действующих предприятий: АО «Водоканал», ОАО «Золото Селигдара», АО «Алмазы Анабара», ОАО ПО «Якутцемент» и др.

Таблица 4.5.1 – Прогноз теплотребления крупных потребителей, тыс. Гкал

Предприятие	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ОАО УК «Нерюнгриуголь»	47	44	81	112	112	112	112
ОАО «Нерюнгринский городской водоканал»	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
АО «Водоканал»	28,8	28,8	27,3	64,2	64	64	64
ОАО «Якутуголь»	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4
АК «АЛРОСА» (ПАО)	924,6	869,5	864,5	661	670	670	670
ОАО «Золото Селигдара»	6,8	6,9	16,3	28,4	28,4	28,4	28,4
АО «Алмазы Анабара»	12,1	8,9	12,4	17,2	17,2	17,2	17,2



ОАО ПО «Якутцемент»	106	107,7	108,9	110,2	111,2	111,2	111,2
ОАО «АК «Транснефть»	33	50	52	52	52	52	52
ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (освоение Чаяндинского НГКМ)					112	112	112
ООО «Таас Юрях Нефтегазодобыча» (освоение Центрального блока Средне-Ботуобинского НГКМ)		19	46	62	65	69	69
ОАО «Сургутнефтегаз»	259	263	265	270	272	274	277
Освоение Эльгинского месторождения угля		80	100	100	150	200	200
Горнодобывающая компания «Алдголд»			5,4	5,4	5,4	5,4	5,4

Источник: данные компаний – см. приложения; оценки авторов. – см. приложение 2.4, 2.8, 2.9, 2.10.

Прогноз потребления тепловой энергии населением и коммунально-бытовым сектором выполнен с учетом прогноза численности населения и данным по перспективному вводу жилой площади в республике. В таблице 4.5.2 представлены исходные данные для прогнозирования теплоснабжения населением и коммунально-бытовым сектором.

В соответствии с выполненным прогнозом потребление тепловой энергии в республике возрастет с 12,5 млн Гкал в 2014 г. до 14,1 млн Гкал к 2020 г.: суммарный прирост теплоснабжения составит 12,2%. При этом наиболее быстрыми темпами будет расти теплоснабжение промышленными предприятиями. Прирост теплоснабжения населением и коммунально-бытовым сектором за период 2014-2020 гг. составит 8,9 и 6% соответственно.

Таблица 4.5.2 – Исходные данные для прогнозирования теплоснабжения населением и коммунально-бытовым сектором

Показатель	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Численность населения, тыс. чел.	956	956,1	956	955,5	954,7	953,5	952,3
Суммарный ввод жилья, тыс. м <sup>2</sup>	474	520	600	650	750	850	1000
из них:							
Ввод жилья взамен выведенного ветхого и аварийного жилья, тыс. м <sup>2</sup>	87,53	110,4	112,7	153,4	30	30	30
Ввод жилья, тыс. м <sup>2</sup>	386,5	409,6	487,3	496,6	720	820	970
Доля ветхого и аварийного жилья, %	14	13,3	12,4	11,6	10,7	10	10
Жилищный фонд, тыс. м <sup>2</sup>	20068	20588	21188	21838	22588	23438	24438
Обеспеченность жильем, м <sup>2</sup> /чел.	21,1	21,5	22,2	22,9	23,7	24,6	25,7

Источник: Государственная программа Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественным жильем на 2012-2019 гг.», Прогноз социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на 2015-2019 гг.

Основной прирост теплоснабжения на период 2014-2020 гг. будет обеспечиваться за счет развития существующих и строительства новых промышленных производств. В таблице 4.5.3 и на рисунке 4.5.1 представлена структура потребления тепловой энергии на период до 2020 г.

Таблица 4.5.3 – Структура потребления тепловой энергии, тыс. Гкал

Показатель	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Теплопотребление, всего	12521,1	12717	12995	13183	13425	13666	14050
в том числе:							
населением	5385,6	5455	5509	5569	5647	5742	5865
коммунально-бытовым сектором	2074,6	2100	2121	2116	2146	2153	2199
промышленностью, из них:	5060,9	5162	5365	5498	5633	5770	5986
вновь вводимые производства		28	164	185	350	404	404

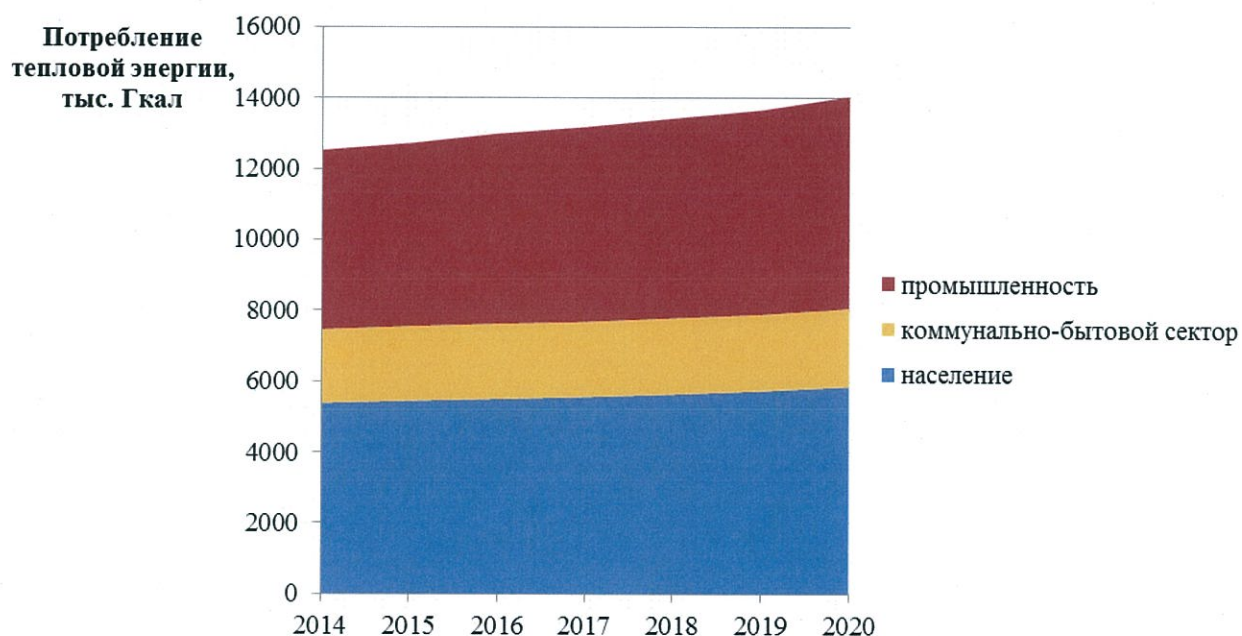


Рисунок 4.5.1 – Структура потребления тепловой энергии

Суммарные уровни теплопотребления в республике на период до 2020 г. с указанием абсолютного годового и темпов прироста представлены в таблице 4.5.4.

Таблица 4.5.4 – Прогноз потребления тепловой энергии

Показатель	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	12521,1	12717	12995	13183	13425	13666	14050
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	965,1	195,9	278	188	242	241	384
Среднегодовые темпы прироста, %	8,4	1,6	2,2	1,4	1,8	1,8	2,8

Для обеспечения прогнозируемой потребности производство тепловой энергии в республике возрастет с 12,5 млн Гкал в 2014 г. до 17,4-18,0 млн Гкал в 2020 г. Структура производства тепла на период до 2020 г. по типам источников приведена в таблицах 4.5.5 и 4.5.6.



Таблица 4.5.5 – Прогноз производства тепловой энергии, млн Гкал (вариант ОАО «СО ЕЭС»)

Показатель	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Производство тепловой энергии, всего, в том числе:	15,3	15,7	16,1	16,6	16,9	17,2	17,4
электростанции	4,6	4,7	4,4	5,2	5,3	5,1	4,5
котельные	10,2	10,5	11,2	10,9	11,1	11,5	12,3
электробойлерные	0,47	0,48	0,5	0,5	0,51	0,56	0,57

Источник: данные компаний – см. приложение 4.1; оценки авторов.

Таблица 4.5.6 – Прогноз производства тепловой энергии, млн Гкал (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Показатель	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Производство тепловой энергии, всего, в том числе:	15,3	15,7	16,5	17,0	17,4	17,5	18,0
электростанции	4,6	4,7	4,5	5,5	5,7	5,3	5,4
котельные	10,2	10,5	11,5	11,0	11,2	11,6	12,0
электробойлерные	0,47	0,48	0,5	0,5	0,51	0,62	0,63

Источник: данные компаний – см. приложение 4.1; оценки авторов.

Прирост производства тепловой энергии в республике к концу рассматриваемого периода составит 14,5-20,0%. При этом доля производства тепла на электростанциях составит 26,5-30,0% к 2020 г.

Изменения в структуре производства тепловой энергии связаны со строительством ГТУ-ТЭЦ на Чаяндинском и Средне-Ботуобинском НГКМ, вводом в эксплуатацию мини-ТЭЦ в п. Зырянка и увеличением тепловой мощности на мини-ТЭЦ в п. Депутатский, кроме того, для удовлетворения потребности в тепловой энергии при освоении Эльгинского угольного месторождения планируется строительство котельной установленной тепловой мощностью 107 Гкал/ч. Строительство ЯГРЭС-2 и ПВК на площадке закрываемой ЯГРЭС-1 позволит покрыть возрастающие тепловые нагрузки г. Якутска. Уровень потерь тепловой энергии к 2020 г. предположительно увеличится на 1-3,5%.

В 2019 г. планируется перевод на электроотопление котельных Вилуйской группы, кроме того, в варианте Правительства Республики Саха (Якутия) в 2018 г. обеспечение тепловой нагрузки НГОКа на Накынской площадке предполагается обеспечивать за счет электрокотельных.

#### **4.6 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях**

#### ***4.6.1 Энергоисточники централизованной зоны электроснабжения***

В настоящий момент в Центральном энергорайоне проходит промежуточный период уточнения перспективного баланса мощности обусловленный с одной стороны с высокой наработкой и моральным устареванием (высоким удельным расходом) практически всех турбин единственного источника – Якутской ГРЭС и с другой – завершением строительства Якутской ГРЭС-2. Проведение мероприятий по выводу мощностей ЯГРЭС возможно только после пуска и наладки ЯГРЭС-2.

В Западном энергорайоне не планируется вводы, выводы мощностей в рассматриваемый период.

В Южно-Якутском энергорайоне в 2019 г. в перспективе планируется демонтаж морально и физически устаревших генерирующих мощностей Чульманской ТЭЦ суммарной мощностью 36 МВт. Учет вывода мощностей ЧТЭЦ возможен после завершения проекта замещения выбывающих тепловых мощностей строительством новой котельной в п. Чульман.

В связи с тем, что учет выводов мощностей ЯГРЭС и ЧТЭЦ в схеме и программе развития электроэнергетики возможен только после проведения регламентированных мероприятий, но при этом они необходимы в ближайшем будущем, указанные выходы отражены в варианте прогнозных балансов Правительства Республики Саха (Якутия).

Сводный перечень планируемых к вводу или выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Саха (Якутия) в вариантах Республики Саха (Якутия) и ОАО «СО ЕЭС» приведен в таблицах 4.4.1 и 4.4.2 соответственно. Суммарный ввод к концу периода составит 338,5 МВт, вывод – 359 МВт по варианту Республики Саха (Якутия), и ввод для варианта ОАО «СО ЕЭС» - 193,5 МВт.



Таблица 4.4.1 – Перечень вводов и выводов генерирующих мощностей на электростанциях по варианту Республики Саха (Якутия)

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Ввод/вывод	Мощность, МВт	Год	Обоснование
ЯГРЭС	№5, ГТ-35-770-2	Вывод	35	2017	Предельная наработка
	№6, ГТ-35-770-2		35	2018	
	№1, ГТЭ-45-3		45	2019	
	№2, ГТЭ-45-3		45	2019	
	№8, ГТ-35-770-2		35	2019	
	№7, ГТ-35-770-2		35	2020	
	№4, ГТЭ-45-3М		45	2020	
	Резервный источник		48	2020	
ЯГРЭС-2	4 газотурбинных генератора	Ввод	4x48,37	2016	Балансовая необходимость, повышение надежности электроснабжения
	3 газотурбинных генератора		3x48,37	2019	Балансовая необходимость
Чульманская ТЭЦ	3. ПТ-12-35	Вывод	12	2019	Предельная наработка
	7. ПТ-12-35		12	2019	
	6. ПТ-12-35		12	2019	

Таблица 4.4.2 – Перечень вводов и выводов генерирующих мощностей на электростанциях по варианту ОАО «СО ЕЭС»

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Ввод/вывод	Мощность, МВт	Год	Обоснование
ЯГРЭС-2	4 газотурбинных генератора	Ввод	4x48,37	2016	Балансовая необходимость, повышение надежности электроснабжения

#### 4.6.2 Энергоисточники децентрализованной зоны электроснабжения

В рассматриваемой перспективе зона автономного электроснабжения сохранится в силу больших расстояний между населенными пунктами и слабой транспортной инфраструктуры, что не позволяют существенно расширять централизацию. 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.

Для обеспечения потребности в электроэнергии этих потребителей необходимо сооружение собственных энергоисточников. С этой целью, исходя из наличия топливных ресурсов на разрабатываемых месторождениях, планируется строительство ГТУ-ТЭЦ на Среднеботуобинском НГКМ, Чаяндынском НГКМ, а

также ввод новой мини-ТЭЦ в п. Зырянка. Вводы мощности этих энергоисточников приведены в таблице 4.6.2.

В рассматриваемый период до 2020 г. в зоне децентрализованного электроснабжения планируется строительство двух электростанций ООО «Газпром добыча Ноябрьск» установленной мощностью 72 МВт и 17,5 МВт для питания потребителей Чаяндинского НГКМ с возможностью параллельной работы с энергосистемой ЗЭР без выдачи мощности в сеть.

ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча» в 2017 г. планирует ввести в эксплуатацию энергоисточники суммарной установленной мощности от 60 до 90 МВт, покрывающие нагрузку в 50 МВт.

В Северном энрегорайоне в 2017 г. запланировано окончание строительства и ввод мощности в эксплуатацию Зырянской мини-ТЭЦ электрической мощностью 10 МВт.

Также в зоне децентрализованного энергоснабжения планируется ввод крупных автономных энергоисточников на месторождениях Нежданинское (50 МВт), Верхне-Менкече (30 МВт), Мангазейское (30 МВт).

В соответствии с инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» в период с 2016 по 2020 гг. планируется строительство 26 дизельных электростанций мощностью от 50 кВт до 4,7 МВт взамен старых ДЭС суммарной мощностью 18,276 (таблица П4.5.1 приложения 4.5).

Таблица 4.6.2 – Вводы мощности энергоисточников крупных потребителей децентрализованной зоны, МВт

Потребитель	Год					Всего за период
	2016	2017	2018	2019	2020	
Всего, в том числе:	-	70	90	-	110	270
ГТУ-ТЭЦ всего, в том числе:		60	90	-	-	150
Объекты обустройства Чаяндинского НГКМ	-	-	90	-	-	90
освоение центрального блока Среднеботуобинского НГКМ		60				60
Зырянская мини-ТЭЦ		10				10
Освоение Нежданинского месторождения золота. ЗАО «ЮГВК»					50	50
Освоение месторождения Мангазейское. ЗАО «Прогноз»					30	30
Освоение месторождения Верхне-Менкече					30	30

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



#### 4.7 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, позволяющим эффективно применять их на объектах локальной энергетики. В этой связи применение возобновляемых источников энергии является крайне актуальным.

На начало 2016 г. в республике функционируют 14 возобновляемых энергоисточников суммарной мощностью 1375 кВт, из них: 13 солнечных электростанций (СЭС) суммарной мощностью 1335 кВт и 1 ветроэлектростанция (ВЭС) мощностью 40 кВт (таблица 4.7.1). Следует отметить, что ветряная электростанция в п. Тикси (250 кВт) разрушена в результате сильного ветра в 2015 г.

Таблица 4.7.1 – Существующие возобновляемые энергоисточники (состояние 2015 г.)

Улус	Населенный пункт	Мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего,		1335	
в том числе:			
Кобяйский	Батамай	60	2011
Оймяконский	Ючюгей	30	2012
Олекминский	Куду-Кюэль	20	2013
Верхоянский	Дулгалах	20	2013
Оленекский	Эйик	40	2014
Абыйский	Куберганя	20	2014
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Хангаласский	Тойон-Ары	20	2014
Верхоянский	Батагай	1000	2015
Верхоянский	Бетенгес	40	2015
Верхоянский	Юнкюр	40	2015
Верхоянский	Столбы	10	2015
Алданский	Улуу	20	2015
Ветроэлектростанции, всего		40	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
ИТОГО		1375	

На перспективу до 2020 г. ПАО «РАО ЭС Востока» планирует установить на территории республики порядка 50 МВт мощности возобновляемых источников

энергии, из них 41,7 МВт солнечных электростанций и 8,25 МВт ветроэнергетических станций (таблица П 4.6.1 приложения 4.6).

Прогноз развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии в настоящей Схеме базируется на инвестиционных планах АО «Сахаэнерго» и ПАО «Якутскэнерго», которые отличаются от прогноза ПАО «РАО ЭС Востока» значительно меньшим вводом мощностей: за рассматриваемый период они составят 2,11 МВт (таблица 4.7.2). Строительство мини-ГЭС на территории республики в период до 2020 г. не предусматривается.

Таблица 4.7.2 – Суммарные вводы мощности возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					Всего за период
	2016	2017	2018	2019	2020	
ВИЭ, всего	100	80	150	1490	290	2110
в том числе:						
ветроэлектростанции	-	-	-	900	-	900
солнечные электростанции	100	80	150	590	290	1210

Наибольший ввод мощности планируется в 2019 г. за счет сооружения ветроэнергетической станции в п. Тикси и солнечных электростанций, в том числе относительно крупной (400 кВт) в с. Теплый Ключ (таблица 4.7.3).

Таблица 4.7.3 – Вводы мощности возобновляемых энергоисточников, кВт (прогноз АО «Сахаэнерго» и ПАО «Якутскэнерго»)

Тип ВИЭ, населенный пункт	Улус	Филиал	Год					Всего за период 2016- 2020 гг.
			2016	2017	2018	2019	2020	
Ветроэлектростанции, всего, в том числе:			-	-	-	900	-	900
п. Тикси	Булунский	СЭ*	-	-	-	900	-	900
Солнечные электростанции, всего, в том числе:			100	80	150	590	290	1210
с. Дельгей	Олекминский	СЭ*	80	-	-	-	-	80
с. Иннях	Олекминский	СЭ*	20	-	-	-	-	20
с. Орто-Балаган	Оймяконский	СЭ*	-	80	-	-	-	80
с. Чапаево	Олекминский	СЭ*	-	-	-	120	-	120
с. Хатыннах	Среднеколымский	СЭ*	-	-	-	-	40	40
с. Теплый Ключ	Томпонский	ЦЭС**	-	-	-	400	-	400
с. Тополиное	Томпонский	ЦЭС**	-	-	150	-	-	150
с. Синск	Хангаласский	ЦЭС**	-	-	-	-	250	250
с. Кытыл-Дюра	Хангаласский	ЦЭС**	-	-	-	70	-	70
ИТОГО			100	80	150	1490	290	2110

Примечание:

\* – АО «Сахаэнерго»;

\*\* - Центральные электрические сети ПАО «Якутскэнерго».



В рассматриваемый период планируется ввести только одну достаточно крупную ветроэнергетическую станцию в п. Тикси суммарной мощностью 900 кВт – 3 ВЭУ по 300 кВт.

Солнечных электростанций планируется ввести 9 шт. суммарной установленной мощностью 1,21 МВт. Единичная мощность СЭС варьируется в достаточно больших пределах: от 20 до 400 кВт. Солнечные электростанции предполагается разместить в улусах, электроснабжение которых осуществляют АО «Сахаэнерго» и Центральные электрические сети ПАО «Якутскэнерго».

Структура ввода мощности по типам возобновляемых энергоисточников на конец периода приведена на рисунке 4.7.1.

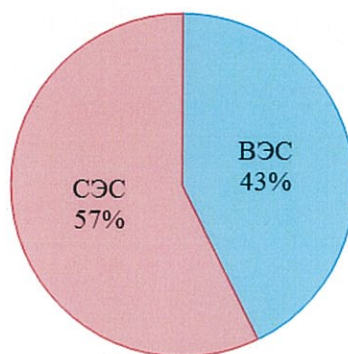


Рисунок 4.7.1 – Структура вводов мощности возобновляемых источников энергии (состояние 2020 г.)

К концу периода реализации программы суммарная установленная мощность, с учетом существующих источников, составит порядка 3,5 МВт (таблица 4.7.4).

Таблица 4.7.4 – Суммарная установленная мощность возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					
	2015 (факт)	2016	2017	2018	2019	2020
ВИЭ, всего	1375	1475	1555	1705	3195	3485
в том числе:						
ветроэлектростанции	40	40	40	40	940	940
солнечные электростанции	1335	1435	1515	1665	2255	2545

Выработка электроэнергии ВИЭ в соответствии с намеченными вводами мощности составит в 2020 г. 4,7 млн кВт·ч (таблица 4.7.5).

Таблица 4.7.5 – Динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, млн кВт·ч

Тип ВИЭ	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
ВИЭ, всего	1,93	2,01	2,1	4,42	4,7
в том числе:					
ветроэлектростанции	0,04	0,04	0,04	2,07	2,07
солнечные электростанции	1,89	1,97	2,06	2,35	2,63

Наибольшие темпы прироста как установленной мощности, так и выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, намечаются в 2019 г. (таблица 4.7.6).

Таблица 4.7.6 – Темпы прироста установленной мощности и выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная мощность, кВт	1475	1555	1705	3195	3485
Темпы прироста, %		5,4	9,6	87,4	9,1
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	1,93	2,01	2,1	4,42	4,7
Темпы прироста, %		4,1	4,5	110,5	6,3

Перспективное применение местных видов топлива планируется за счет строительства и ввода в эксплуатацию в 2019 г. Зырянской ТЭЦ малой мощности для энергоснабжения близ расположенных населенных пунктов. В качестве топлива будут использоваться угли Зырянского месторождения. Установленная электрическая мощность мини-ТЭЦ составит 10 МВт, тепловая – 25 Гкал/ч.

#### 4.8 Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 2016-2020 гг. и на перспективу до 2025 г.

Оценки перспективной балансовой ситуации выполнены по трем энергорайонам и по республике в целом. Рассмотрена необходимость ввода новых генерирующих источников, возможность покрытия дефицитов электроэнергии и мощности за счет перетоков между энергорайонами (после объединения), приема (передачи) электроэнергии и мощности из (в) ОЭС Востока. Оценка балансовой ситуации выполнена для средневодного и маловодного годов.

В параграфе 4.8.1 описана балансовая ситуация по электроэнергии и мощности для варианта электропотребления ОАО «СО ЕЭС», в параграфе 4.8.2 – для варианта Правительства Республики Саха (Якутия).



#### 4.8.1. Вариант ОАО «СО ЕЭС»

Оценка перспективной балансовой ситуации выполнена для энергосистемы Республики Саха (Якутия) в целом и для трех энергорайонов в отдельности. В данном разделе приведены балансы электроэнергии и мощности для зоны централизованного электроснабжения Республики Саха (Якутии) в соответствии с прогнозами электропотребления и максимума нагрузки по материалам ОАО «СО ЕЭС» (приложение 4.1). Рассмотрена необходимость ввода новых генерирующих источников, возможность покрытия дефицитов электроэнергии и мощности за счет перетоков между энергорайонами (после объединения), приема (передачи) электроэнергии и мощности из (в) ОЭС Востока.

Согласно «Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем» расчетный резерв мощности складывается из: ремонтного резерва, предназначенного для возмещения мощности выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт оборудования электростанций; оперативного резерва мощности, необходимого для компенсации аварийного снижения мощности электростанций вследствие отказов оборудования и случайных превышений нагрузки над расчетными значениями; стратегического резерва, предназначенного для компенсации нарушений баланса мощности из-за непредвиденных отклонений его составляющих от прогноза с учетом инерционности энергетического строительства. После включения на параллельную работу (объединения) всех энергорайонов в 2017 году централизованная часть энергосистемы Республики Саха (Якутия) войдет в состав ОЭС Востока. Точное определение величины расчетного резерва мощности требует выполнения большого объема расчетов, в том числе статической и динамической устойчивости, и должно выполняться в рамках отдельных НИР. Резерв мощности для ЗЭР и ЦЭР на час максимума нагрузки принят по условиям выбытия наиболее крупного энергоагрегата. Резерв мощности ЮЯЭР принят на уровне 22% от собственного максимума нагрузки. Резерв мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) принят в размере суммы резервов мощности трех энергорайонов.

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

В рассматриваемый период до 2020 года планируется строительство двух электростанций ООО «Газпром добыча Ноябрьск» установленной мощностью 72 МВт и 17,5 МВт для питания потребителей Чаяндынского НГКМ с возможностью параллельной работы с энергосистемой ЗЭР без выдачи мощности в сеть с покрытием части нагрузки и электропотребления потребителей Чаяндынского НГКМ.

Баланс мощности Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 4.8.1.



Таблица 4.8.1 – Баланс мощности энергосистемы республики, МВт (вариант спроса ОАО «СО ЕЭС»)

Республика Саха (Якутия)	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребность (собственный максимум)	279	282	1277	1348	1366	1366	1400
Резерв мощности	61	62	192	200	201	201	202
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>340</b>	<b>344</b>	<b>1469</b>	<b>1548</b>	<b>1567</b>	<b>1567</b>	<b>1602</b>
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618	618	2197	2197	2197	2197	2019,1
ГЭС	0	0	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
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</b>	<b>618</b>	<b>1239,5</b>	<b>1239,5</b>	<b>1239,5</b>	<b>1239,5</b>	<b>1061,6</b>
Мирнинская ГРЭС	-	-	48	48	48	48	48
Якутская ГРЭС	-	-	368	368	368	368	93
Якутская ТЭЦ	-	-	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2	-	-	193,5	193,5	193,5	193,5	338,6
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48	0
Ввод мощности после прохождения максимума нагрузки	0	0	0	0	0	0	0
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>2126,5</b>	<b>2126,5</b>	<b>2126,5</b>	<b>2126,5</b>	<b>1948,6</b>
ГЭС	0	0	887	887	887	887	887
КВГЭС-1,2	-	-	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	-	-	207	207	207	207	207
<b>ТЭС</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>1239,5</b>	<b>1239,5</b>	<b>1239,5</b>	<b>1239,5</b>	<b>1061,6</b>
Мирнинская ГРЭС*	-	-	48	48	48	48	48
Якутская ГРЭС	-	-	368	368	368	368	93
Якутская ТЭЦ	-	-	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2	-	-	193,5	193,5	193,5	193,5	338,6
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48	0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>2126,5</b>	<b>2126,5</b>	<b>2126,5</b>	<b>2126,5</b>	<b>1948,6</b>
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>278</b>	<b>274</b>	<b>657</b>	<b>579</b>	<b>559</b>	<b>559</b>	<b>346</b>

\* - располагаемая мощность Мирнинской ГРЭС принята равной установленной в связи с тем, что мощность Мирнинской ГРЭС является составляющей общего резерва мощности энергосистемы

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2020 г. складывается избыточным.

Балансы электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 4.8.2 и 4.8.3 соответственно.



Таблица 4.8.2 – Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года, млн кВт·ч (вариант спроса ОАО «СО ЕЭС»)

Республика Саха (Якутия)	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребление электрической энергии (собственное)	1722	1735	7443	7782	7924	7970	8170
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>1722</b>	<b>1735</b>	<b>7443</b>	<b>7782</b>	<b>7924</b>	<b>7970</b>	<b>8170</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3231</b>	<b>3660</b>	<b>10080</b>	<b>10080</b>	<b>10080</b>	<b>10080</b>	<b>9195</b>
<b>ГЭС</b>	<b>0</b>	<b>0</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>3231</b>	<b>3660</b>	<b>6780</b>	<b>6780</b>	<b>6780</b>	<b>6780</b>	<b>5895</b>
Мирнинская ГРЭС	-	-	288	288	288	288	288
Якутская ГРЭС	-	-	1840	1840	1840	1840	465
Якутская ТЭЦ	-	-	32	32	32	32	32
Якутская ГРЭС-2	-	-	960	960	960	960	1690
Нерюнгринская ГРЭС	3145	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	86	240	240	240	240	240	0
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>1509</b>	<b>1925</b>	<b>2637</b>	<b>2298</b>	<b>2156</b>	<b>2110</b>	<b>1025</b>

Таблица 4.8.3 – Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года, млн кВт·ч (вариант спроса ОАО «СО ЕЭС»)

Республика Саха (Якутия)	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребление электрической энергии (собственное)	1722	1735	7443	7782	7924	7970	8170
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>1722</b>	<b>1735</b>	<b>7443</b>	<b>7782</b>	<b>7924</b>	<b>7970</b>	<b>8170</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3231</b>	<b>3660</b>	<b>9729</b>	<b>9729</b>	<b>9729</b>	<b>9729</b>	<b>8844</b>
<b>ГЭС</b>	<b>0</b>	<b>0</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>3231</b>	<b>3660</b>	<b>6780</b>	<b>6780</b>	<b>6780</b>	<b>6780</b>	<b>5895</b>
Мирнинская ГРЭС	-	-	288	288	288	288	288
Якутская ГРЭС	-	-	1840	1840	1840	1840	465
Якутская ТЭЦ	-	-	32	32	32	32	32
Якутская ГРЭС-2	-	-	960	960	960	960	1690
Нерюнгринская ГРЭС	3145	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	86	240	240	240	240	240	0
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>1509</b>	<b>1925</b>	<b>2286</b>	<b>1947</b>	<b>1805</b>	<b>1759</b>	<b>674</b>

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2020 г. складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года.

Баланс мощности Западного энергорайона приведен в таблице 4.8.4.

Таблица 4.8.4 – Баланс мощности Западного энергорайона\*, МВт

Западный энергорайон	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребность (собственный максимум)	596	638	675	709	719	719	746
Резерв мощности	85	85	85	85	85	85	85
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>681</b>	<b>723</b>	<b>760</b>	<b>794</b>	<b>804</b>	<b>804</b>	<b>831</b>
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	1005,5	1005,5	1005,5	1005,5	1005,5	1005,5	1005,5
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
КВГЭС-1,2	680	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	48	48	48	48	48	48	48
Мирнинская ГРЭС	48	48	48	48	48	48	48
Ввод мощности после прохождения максимума нагрузки	0	0	0	0	0	0	0
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>
ГЭС	887	887	887	887	887	887	887
КВГЭС-1,2	680	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	207	207	207	207	207	207	207
ТЭС	48	48	48	48	48	48	48
Мирнинская ГРЭС	48	48	48	48	48	48	48
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>	<b>935</b>
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>254</b>	<b>212</b>	<b>175</b>	<b>141</b>	<b>131</b>	<b>131</b>	<b>104</b>

Примечание: \* - с учетом передачи в Бодайбинский энергорайон Иркутской области

Баланс мощности Западного энергорайона в рассматриваемый период до 2025 г. складывается избыточным. Величина избытка на 2020 г. составляет 131 МВт.

Балансы электроэнергии Западного энергорайона для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 4.8.5 и 4.8.6 соответственно.

Таблица 4.8.5 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий средневодного года, млн кВт·ч

Западный энергорайон	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребление электрической энергии (собственное)	2994	3434	3916	4097	4135	4135	4276
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>2994</b>	<b>3434</b>	<b>3916</b>	<b>4097</b>	<b>4135</b>	<b>4135</b>	<b>4276</b>
Производство электрической энергии	2994	3588	3588	3588	3588	3588	3588
ГЭС	2994	3300	3300	3300	3300	3300	3300
КВГЭС-1,2	2236	2205	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	758	1095	1095	1095	1095	1095	1095
ТЭС	0	288	288	288	288	288	288
Мирнинская ГРЭС	0	288	288	288	288	288	288
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>0</b>	<b>154</b>	<b>-328</b>	<b>-509</b>	<b>-547</b>	<b>-547</b>	<b>-688</b>



Таблица 4.8.6 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий маловодного года, млн кВт·ч

Западный энергорайон	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребление электрической энергии (собственное)	2994	3434	3916	4097	4135	4135	4276
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>2994</b>	<b>3434</b>	<b>3916</b>	<b>4097</b>	<b>4135</b>	<b>4135</b>	<b>4276</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>2994</b>	<b>3237</b>	<b>3237</b>	<b>3237</b>	<b>3237</b>	<b>3237</b>	<b>3237</b>
ГЭС	2994	2949	2949	2949	2949	2949	2949
КВГЭС-1,2	2236	2090	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	758	859	859	859	859	859	859
ТЭС	0	288	288	288	288	288	288
Мирнинская ГРЭС	0	288	288	288	288	288	288
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>0</b>	<b>-197</b>	<b>-679</b>	<b>-860</b>	<b>-898</b>	<b>-898</b>	<b>-1039</b>

Баланс электроэнергии Западного энергорайона складывается с дефицитом, в том числе в условиях средневодного года. Покрытие дефицита возможно за счет перетока из ЮЯЭР (ОЭС Востока) по сети 220 кВ и перетока из Иркутской области.

Баланс мощности Центрального энергорайона приведен в таблице 4.8.7.

Таблица 4.8.7 – Баланс мощности Центрального энергорайона, МВт

Центральный энергорайон	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребность (собственный максимум)	304	310	319	323	323	323	325
Резерв мощности	45	45	45	45	45	45	45
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>349</b>	<b>355</b>	<b>364</b>	<b>368</b>	<b>368</b>	<b>368</b>	<b>370</b>
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:							
ТЭС	380	573,5	573,5	573,5	573,5	573,5	443,6
Якутская ГРЭС	368	368	368	368	368	368	93
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2	-	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	338,6
Ввод мощности после прохождения максимума нагрузки	0	193,5	0	0	0	0	0
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>380</b>	<b>380</b>	<b>573,5</b>	<b>573,5</b>	<b>573,5</b>	<b>573,5</b>	<b>443,6</b>
ТЭС	380	380	573,5	573,5	573,5	573,5	443,6
Якутская ГРЭС*	368	368	368	368	368	368	93
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2	-	0	193,5	193,5	193,5	193,5	338,6
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>380</b>	<b>380</b>	<b>573,5</b>	<b>573,5</b>	<b>573,5</b>	<b>573,5</b>	<b>443,6</b>
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>31</b>	<b>25</b>	<b>210</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>74</b>

Баланс мощности Центрального энергорайона в рассматриваемый период складывается избыточным, в 2020 г. избыток составляет 206 МВт.

Баланс электроэнергии Центрального энергорайона приведен в таблице 4.8.8.

Таблица 4.8.8 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт·ч

Центральный энергорайон	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребление электрической энергии (собственное)	1659	1727	1794	1811	1815	1815	1825
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>1659</b>	<b>1727</b>	<b>1794</b>	<b>1811</b>	<b>1815</b>	<b>1815</b>	<b>1825</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>1659</b>	<b>1872</b>	<b>2832</b>	<b>2832</b>	<b>2832</b>	<b>2832</b>	<b>2187</b>
<b>ТЭС</b>	<b>1659</b>	<b>1872</b>	<b>2832</b>	<b>2832</b>	<b>2832</b>	<b>2832</b>	<b>2187</b>
Якутская ГРЭС	1606	1840	1840	1840	1840	1840	465
Якутская ТЭЦ	53	32	32	32	32	32	32
Якутская ГРЭС-2	-	0	960	960	960	960	1690
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>0</b>	<b>145</b>	<b>1038</b>	<b>1021</b>	<b>1017</b>	<b>1017</b>	<b>362</b>

Баланс электроэнергии Центрального энергорайона в рассматриваемый период 2016-2020 гг. складывается избыточным, в 2020 г. избыток составляет 1017 млн кВт·ч.

Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 4.8.9.

Таблица 4.8.9 – Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт

Южно-Якутский энергорайон	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребность (собственный максимум)	279	282	283	316	324	324	329
Резерв мощности	61	62	62	70	71	71	72
<b>ИТОГО спрос на мощность</b>	<b>340</b>	<b>344</b>	<b>345</b>	<b>386</b>	<b>395</b>	<b>395</b>	<b>401</b>
<b>Установленная мощность на конец года, в т.ч.:</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>570</b>
<b>ТЭС</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>570</b>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48	0
Ввод мощности после прохождения максимума нагрузки	0	0	0	0	0	0	0
<b>Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>570</b>
<b>ТЭС</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>570</b>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48	0
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>570</b>
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>278</b>	<b>274</b>	<b>273</b>	<b>232</b>	<b>223</b>	<b>223</b>	<b>169</b>

Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период до 2020 г. складывается избыточным. Величина избытка на 2020 г. составляет 223 МВт.

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 4.8.10.



Таблица 4.8.10 – Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт·ч

Южно-Якутский энергорайон	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребление электрической энергии (собственное)	1722	1735	1733	1874	1974	2020	2069
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>1722</b>	<b>1735</b>	<b>1733</b>	<b>1874</b>	<b>1974</b>	<b>2020</b>	<b>2069</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>3231</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3420</b>
<b>ТЭС</b>	<b>3231</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3420</b>
Нерюнгринская ГРЭС	3145	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	86	240	240	240	240	240	0
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>1509</b>	<b>1925</b>	<b>1927</b>	<b>1786</b>	<b>1686</b>	<b>1640</b>	<b>1351</b>

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период до 2020 г. складывается избыточным, в 2020 г. избыток составляет 1640 млн кВт·ч.

Оценка перспективной балансовой ситуации для варианта ОАО «СО ЕЭС» показывает, что в рассматриваемый период до 2020 года балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) складываются удовлетворительно. При ожидаемых темпах роста электропотребления в Западном энергорайоне возможно возникновение дефицита электроэнергии. Покрытие дефицита возможно за счет перетока из ЮЯЭР (ОЭС Востока) по сети 220 кВ и перетока из Иркутской области. Баланс мощности и электроэнергии Центрального энергорайона в рассматриваемый период складывается избыточным. Баланс мощности и электроэнергии Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период складывается избыточным.

#### **4.8.2. Вариант Правительства Республики Саха (Якутия)**

##### **(1) Западный энергорайон**

Нормативный резерв мощности в Западном энергорайоне принят в размере самого мощного генератора энергосистемы. Потребность в электроэнергии и мощности потребителей в Бодайбинском районе Иркутской области учтена в суммарной потребности.

Баланс мощности Западного энергорайона приведен в таблице 4.8.11.

Динамика установленной мощности электростанций Западного энергорайона приведена в таблице 4.8.12, динамика выработки электроэнергии – в таблице 4.8.13.

Таблица 4.8.11 – Баланс мощности Западного энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>								
Максимум нагрузки	589	596	602	638	700	795	817	971
Расчетный резерв мощности	93	93	93	93	93	93	93	93
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>682</b>	<b>689</b>	<b>695</b>	<b>731</b>	<b>793</b>	<b>888</b>	<b>910</b>	<b>1064</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года (без учета ДЭС)	1030	1006	1006	1006	1095	1095	1095	1239
ГЭС	958	958	958	958	958	958	958	958
ТЭС	72	48	48	48	138	138	138	282
Ограничения мощности на час нагрузки	68	68	68	68	68	68	68	68
ГЭС	68	68	68	68	68	68	68	68
ТЭС								
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	962	938	938	938	1028	1028	1028	1172
ГЭС	890	890	890	890	890	890	890	890
ТЭС	72	48	48	48	138	138	138	282
<b>ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>280</b>	<b>249</b>	<b>243</b>	<b>207</b>	<b>235</b>	<b>140</b>	<b>118</b>	<b>108</b>
Фактический резерв	373	342	336	300	328	233	211	201

Таблица 4.8.12 – Установленная мощность электростанций Западного энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>Установленная мощность (без учета ДЭС), в т.ч.:</b>	<b>1108</b>	<b>1036</b>	<b>1034</b>	<b>1034</b>	<b>1123</b>	<b>1123</b>	<b>1123</b>	<b>1267</b>
Каскад ВГЭС 1-2	680	680	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	278	278	278	278	278	278	278	278
Мирнинская ГРЭС	48	48	48	48	48	48	48	48
Талаканская ГТЭС	Работает изолированно							144
Источники ЧНГКМ					90	90	90	90
Прочие электростанции (ДЭС) - холодный резерв	79	30	28	28	28	28	28	28
<b>Располагаемая мощность, в том числе:</b>	<b>890</b>	<b>890</b>	<b>890</b>	<b>890</b>	<b>980</b>	<b>980</b>	<b>1028</b>	<b>1156</b>
Каскад ВГЭС 1-2	680	680	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	210	210	210	210	210	210	210	210
Мирнинская ГРЭС	-	-	-	-	-	-	48	48
Талаканская ГТЭС	Работает изолированно							128
Источники ЧНГКМ					90	90	90	90
Прочие электростанции (ДЭС) - холодный резерв	-	-	-	-	-	-	-	-



Таблица 4.8.13 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Западного энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Каскад ВГЭС 1-2	2132	2236	2262	2328	2453	2453	2453	2453
Светлинская ГЭС	734	754	750	850	993	993	993	993
Мирнинская ГРЭС							240	240
Талаканская ГТЭС	Работает изолированно							896
Источники ЧНГКМ					450	450	450	450
Прочие электростанции (ДЭС) - холодный резерв	6	4	2	2	2	2	2	2
<b>ИТОГО выработка</b>	<b>2872</b>	<b>2994</b>	<b>3014</b>	<b>3180</b>	<b>3898</b>	<b>3898</b>	<b>4138</b>	<b>5034</b>

Баланс электроэнергии в Западном энергорайоне представлен в таблице 4.8.14.

Баланс электроэнергии энергорайона для средневодных лет складывается удовлетворительно. Присоединение Талаканской ГТЭС учтено к 2025 г.

Таблица 4.8.14 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Электропотребление	2872	2994	3014	3180	3496	3963	4071	5099
Выработка электроэнергии	2872	2994	3014	3180	3898	3898	4138	5034
ГЭС	2866	2990	3012	3178	3446	3446	3446	3446
ТЭС	6	4	2	2	452	452	692	1588
<b>Дефицит(-)/Избыток(+)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>402</b>	<b>-64</b>	<b>68</b>	<b>-65</b>

Выработка ГЭС для средневодных условий приведена в соответствии с работой «Расчет обоснования перехода на щадящий режим эксплуатации гидроузла КВГЭС с понижением отметки наполнения водохранилища до 244.0 м СГ», выполненной ОАО «Ленгидропроект» в 2010 г. Установка 4-ого гидрогенератора (92,5 МВт) на Светлинской ГЭС не предусматривается.

Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями энергорайона в маловодные годы и баланс электроэнергии для маловодного года приведены в таблицах 4.8.15 и 4.8.16 соответственно. Покрытие дефицитов мощности и электроэнергии в возможные маловодные годы будет осуществляться за счет перетоков из Южно-Якутского энергорайона.

Таблица 4.8.15 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Западного энергорайона в маловодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Каскад ВГЭС 1-2	2132	2236	2183	2183	2183	2183	2183	2183
Светлинская ГЭС	734	754	859	859	859	859	859	859
Мирнинская ГРЭС	0	0	0	0	0	0	240	240
Талаканская ГТЭС	0	0	0	0	0	0	0	896
Источники ЧНГКМ	0	0	0	0	450	450	450	450
Прочие электростанции (ДЭС) - холодный резерв	6	4	2	2	2	2	2	2
<b>ИТОГО выработка</b>	<b>2872</b>	<b>2994</b>	<b>3044</b>	<b>3044</b>	<b>3494</b>	<b>3494</b>	<b>3734</b>	<b>4630</b>

Таблица 4.8.16 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона в маловодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Электропотребление	2872	2994	3014	3180	3496	3963	4071	5099
Выработка электроэнергии	2872	2994	3044	3044	3494	3494	3734	4630
ГЭС	2866	2990	3042	3042	3042	3042	3042	3042
ТЭС	6	4	2	2	452	452	692	1588
<b>Дефицит(-)/Избыток(+) с учетом передачи в Бодайбинский район</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>-136</b>	<b>-2</b>	<b>-469</b>	<b>-337</b>	<b>-469</b>

Анализ таблицы 4.8.16 показывает, что в маловодные годы баланс электроэнергии (с учетом передачи в Бодайбинский район Иркутской области) в Западном энергорайоне является дефицитным, начиная с 2017 г. Покрытие дефицита электроэнергии при маловодности предполагается за счет перетока из Южно-Якутского энергорайона.

## **(2) Центральный энергорайон**

В Центральном энергорайоне в рассматриваемый период производится постепенный вывод из эксплуатации газотурбинных установок Якутской ГРЭС. В связи с этим, ввод Якутской ГРЭС-2 в две очереди (первая – в 2016 г., вторая – в 2019 г.) необходим не только для повышения надежности электроснабжения потребителей энергорайона, но и для покрытия дефицитов электроэнергии и мощности, связанных с выводом Якутской ГРЭС из эксплуатации.

Нормативный резерв мощности Центрального энергорайона принят в размере самого мощного генератора энергосистемы.

Баланс мощности в Центральном энергорайоне приведен в таблице 4.8.17.

В 2020-2025 гг. намечается дефицит мощности, который будет покрываться за счет перетока из Южно-Якутского энергорайона.



Таблица 4.8.17 – Баланс мощности Центрального энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>								
Максимум нагрузки	323	304	304	313	326	332	382	426
Расчетный резерв мощности	45	45	45	45	45	45	45	45
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>368</b>	<b>349</b>	<b>349</b>	<b>358</b>	<b>371</b>	<b>377</b>	<b>427</b>	<b>471</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года (без учета ДЭС)	380	380	573	538	503	524	396	351
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	440	440	633	592	551	396	408	351
<b>ИЗЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>72</b>	<b>91</b>	<b>284</b>	<b>234</b>	<b>180</b>	<b>19</b>	<b>-19</b>	<b>-120</b>
Фактический резерв	117	136	329	279	225	64	26	-75

Динамика установленной мощности электростанций Центрального энергорайона приведена в таблице 4.8.18, динамика выработки электроэнергии – в таблице 4.8.19.

Таблица 4.8.18 – Установленная мощность электростанций Центрального энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>Установленная мощность, в том числе:</b>	<b>469</b>	<b>460</b>	<b>653</b>	<b>618</b>	<b>583</b>	<b>604</b>	<b>476</b>	<b>431</b>
Якутская ГРЭС	368	368	368	333	298	173	45	
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2			193	193	193	339	339	339
Прочие электростанции (ДЭС) - холодный резерв	89	80	80	80	80	80	80	80
<b>Располагаемая мощность, в том числе:</b>	<b>440</b>	<b>440</b>	<b>633</b>	<b>592</b>	<b>551</b>	<b>396</b>	<b>408</b>	<b>351</b>
Якутская ГРЭС	428	428	428	387	346	191	57	
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2			193	193	193	193	339	339

Таблица 4.8.19 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Центрального энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Якутская ГРЭС	1608	1592	1618	1499	1730	955	285	0
Якутская ТЭЦ	57	53	30	50	60	60	60	60
Якутская ГРЭС-2	0	0	0	894	965	965	1695	1695
Прочие электростанции (ДЭС) - холодный резерв	14	14	3	2	0	0	0	0
<b>ИТОГО выработка</b>	<b>1679</b>	<b>1659</b>	<b>1651</b>	<b>2445</b>	<b>2755</b>	<b>1980</b>	<b>2040</b>	<b>1755</b>

Баланс электроэнергии в Центральном энергорайоне приведен в таблице 4.8.20. Баланс электроэнергии энергорайона на весь рассматриваемый период остается удовлетворительным.

Таблица 4.8.20 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Электропотребление	1679	1659	1651	1716	1761	1796	2060	2286
Выработка электроэнергии	1679	1659	1651	2445	2755	1980	2040	1755
ТЭС	1679	1659	1651	2445	2755	1980	2040	1755
Переток	0	0	0	0	0	0	248	640
Дефицит(-)/Избыток(+)	0	0	0	729	994	184	228	109

### (3) Южно-Якутский энергорайон

Баланс мощности в Южно-Якутском энергорайоне приведен в таблице 4.8.21.

Таблица 4.8.21 – Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>								
Максимум нагрузки	276	279	282	283	316	324	324	329
Расчетный резерв мощности	63	61	62	62	70	71	71	72
<b>ИТОГО потребность</b>	339	340	344	345	386	395	395	401
<b>ПОКРЫТИЕ</b>								
Установленная мощность на конец года (без учета ДЭС)	618	618	618	618	618	582	582	570
ТЭС	618	618	618	618	618	582	582	570
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	618	618	618	618	618	582	582	570
ТЭС	618	618	618	618	618	582	582	570
<b>ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ(-)</b>	279	278	274	273	232	187	187	169
Фактический резерв	342	339	336	335	302	258	258	241

Нормативный резерв мощности энергорайона принят в размере 22% от собственного максимума нагрузки, по нормативному резерву для ОЭС Востока, согласно «Методическим рекомендациям по проектированию энергосистем», 2003 г.

Динамика установленной мощности электростанций Южно-Якутского энергорайона приведена в таблице 4.8.22, динамика выработки электроэнергии – в таблице 4.8.23.



Таблица 4.8.22 – Установленная мощность электростанций Южно-Якутского энергорайон, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>Установленная мощность, в том числе:</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>582</b>	<b>582</b>	<b>570</b>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	12	12	0
<b>Располагаемая мощность, в том числе:</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>618</b>	<b>570</b>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48	48	0

Таблица 4.8.23 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Южно-Якутского энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Нерюнгринская ГРЭС	2911	3145	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	88	86	240	240	240	240	240	
<b>ИТОГО выработка</b>	<b>2999</b>	<b>3231</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3660</b>	<b>3420</b>

Баланс электроэнергии в Южно-Якутском энергорайоне приведен в таблице 4.8.24.

Таблица 4.8.24 – Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
Электропотребление*	1641	1722	1735	1733	1874	1974	2020	2069
Выработка электроэнергии	2999	3231	3660	3660	3660	3660	3660	3420
ТЭС	2999	3231	3660	3660	3660	3660	3660	3420
<b>Дефицит(-)/Избыток(+)</b>	<b>1358</b>	<b>1509</b>	<b>1925</b>	<b>1927</b>	<b>1786</b>	<b>1686</b>	<b>1640</b>	<b>1351</b>

Примечание – \* в электропотреблении новых потребителей учтены потери и собственные нужды

#### **(4) Республика Саха (Якутия)**

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в целом в рассматриваемый период складывается удовлетворительно, (см. приложение 4.1)

Баланс электроэнергии в Республике Саха (Якутия) в целом для варианта Правительства Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 4.8.25. В средневодных условиях баланс электроэнергии Республики Саха (Якутия) складывается удовлетворительно.

Баланс электроэнергии республики в маловодные годы приведен в таблице 4.8.26.

Таблица 4.8.25 – Баланс электроэнергии республики, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>Производство электроэнергии</b>	<b>8578</b>	<b>8989</b>	<b>9579</b>	<b>10443</b>	<b>11591</b>	<b>10773</b>	<b>11218</b>	<b>10945</b>
-- ГЭС	2866	2990	3012	3178	3446	3446	3446	3446
-- ТЭС	4678	4891	5311	6105	6865	6090	6390	6761
-- ДЭС и прочие	1034	1108	1255	1159	1278	1233	1378	733
-- ВИЭ	0,05	0,1	1,9	2,0	2,1	4,4	4,7	5,0
- Западный энергорайон	2872	2994	3014	3180	3898	3898	4138	5034
- Центральный энергорайон	1679	1659	1651	2445	2755	1980	2040	1755
- Южно-Якутский энергорайон	2999	3231	3660	3660	3660	3660	3660	3420
- децентрализованное производство	1028	1104	1253	1157	1276	1231	1376	731
<b>Поступление из-за пределов республики</b>	<b>159</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	<b>164</b>	<b>227</b>	<b>299</b>	<b>299</b>
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>7378</b>	<b>7642</b>	<b>7816</b>	<b>7949</b>	<b>8571</b>	<b>9127</b>	<b>9690</b>	<b>10349</b>
- собственные нужды	474	482	470	501	581	557	580	542
- потери в сетях	1045	1088	1094	1087	1043	1082	1138	1201
- полезное потребление	5859	6072	6252	6361	6947	7488	7972	8606
<b>Дефицит (-), избыток (+)</b>	<b>1358</b>	<b>1510</b>	<b>1927</b>	<b>2658</b>	<b>3184</b>	<b>1873</b>	<b>1827</b>	<b>895</b>

Таблица 4.8.26 – Баланс электроэнергии республики для маловодных лет, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
<b>Производство электроэнергии</b>	<b>8578</b>	<b>8989</b>	<b>9609</b>	<b>10307</b>	<b>11187</b>	<b>10369</b>	<b>10814</b>	<b>10541</b>
ГЭС	2866	2990	3042	3042	3042	3042	3042	3042
ТЭС	4678	4891	5311	6105	6865	6090	6390	6761
ДЭС и прочие	1034	1108	1255	1159	1278	1233	1378	733
ВИЭ	0,05	0,1	1,9	2,0	2,1	4,4	4,7	5,0
- Западный энергорайон	2872	2994	3044	3044	3494	3494	3734	4630
- Центральный энергорайон	1679	1659	1651	2445	2755	1980	2040	1755
- Южно-Якутский энергорайон	2999	3231	3660	3660	3660	3660	3660	3420
- децентрализованное производство	1028	1104	1253	1157	1276	1231	1376	731
<b>Поступление из-за пределов республики</b>	<b>159</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	<b>164</b>	<b>227</b>	<b>299</b>	<b>299</b>
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>7378</b>	<b>7642</b>	<b>7816</b>	<b>7949</b>	<b>8571</b>	<b>9127</b>	<b>9690</b>	<b>10349</b>
- собственные нужды	474	482	470	501	581	557	580	542
- потери в сетях	1045	1088	1094	1087	1043	1082	1138	1201
- полезное потребление	5859	6072	6252	6361	6947	7488	7972	8606
<b>Дефицит (-), избыток (+)</b>	<b>1358</b>	<b>1510</b>	<b>1957</b>	<b>2522</b>	<b>2780</b>	<b>1469</b>	<b>1423</b>	<b>491</b>



#### 4.9 Определение развития электрических сетей 110 кВ и выше на основании расчетов электрических режимов

При составлении перечня вводимых и расширяемых электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Республики Саха (Якутия) в период 2016-2020 гг. были учтены следующие документы:

- Схема и программа развития ЕЭС России на 2016-2022 годы, утвержденная приказом Минэнерго России №147 от 01.03.2016 г.;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК Сибири».

##### 4.9.1 Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2016-2020 гг. (с разбивкой по годам)

Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2016-2020 гг. приведена в приложении 4.8, принципиальная схема с учетом существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов в период 2016-2020 гг. – в приложении 4.9.

Таблица 4.9.1 – Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на период 2016 - 2020 годов, принятых в качестве исходных условий для расчета электрических режимов

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
Западный энергорайон				
	ПС 110 кВ РНГ с отпайкой ВЛ 110 кВ	2х16 МВА	2017	ТУ на ТП
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-12	2х40 МВА	2017	СиПР ЕЭС России 2016-2022 гг.
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-13	2х40 МВА	2017	
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-14	2х40 МВА	2017	
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-15	2х40 МВА	2017	
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корыто №1 и №2	2х190 км	2016 2018	
	ВЛ 220 кВ Чертово Корыто – Сухой Лог №1 и №2	2х58 км	2016 2018	
	ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан №1 и №2	2х169,9 км	2018	
	ПС 220 кВ Сухой Лог	2х63МВА	2018	
	ПС 220 кВ Чертово Корыто	2х63МВА	2018	

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	Две одноцепные ВЛ 220 кВ Пеледуй – Рассоха №1 и №2 (достройка участка ВЛ 220 кВ от ПС Талаканская до ПС 220 кВ Пеледуй)	2х125 км	2018	ТУ на ТП
	ПС 220 кВ ЧНГКМ	2х63 МВА	2 кв. 2018	
	Две одноцепные отпайки от ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй до вновь сооружаемой ПС 220 кВ ЧНГКМ	2х62 км	2 кв. 2018	
	ПС 110 кВ УКПГ-3	2х40 МВА	2 кв. 2018	
	Две одноцепные ВЛ 110 кВ от ПС 220 ЧНГМК до ПС 110 кВ УКПГ-3	2х74,4 км	2 кв. 2018	
	ПС 110 кВ УППГ-2 и две одноцепные ВЛ 110 кВ УКПГ-3 – УППГ-2	2х25 МВА 2х42 км	3 кв. 2020	
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС- 11	2х40 МВА	2019	СиПР ЕЭС России 2016-2022 гг.
	ПС 220 кВ КС-1	2х10 МВА	4 кв. 2019	ТУ на ТП
	Две одноцепные ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 до новой ПС 220 кВ КС-1	2х7,104 км	4 кв. 2019	
Центральный энергорайон				
	Реализация СВМ ЯГРЭС-2 Участок ВЛ 110 кВ от ЯГРЭС-2 до ПС 110 кВ Хатын-Юрях Участок ВЛ 110 кВ от ЯГРЭС-2 до сущ. оп. №25 ВЛ 110 кВ ЯГРЭС – Радиоцентр (образование ЯГРЭС-2 – ЯГРЭС с отп. на Северную) Участок ВЛ 110 кВ ЯГРЭС – Табага (от сущ. оп. №46 до ПС Табага) ВЛ 110 кВ (в габ. 220) ЯГРЭС-2 – Табага ВЛ 110 ( в габ. 220) кВ от ПС Табага до сущ. оп. №1 перехода через р. Лена Участок ВЛ 110 кВ от ЯГРЭС-2 до оп. №42 ВЛ 110 кВ Хатын- Юрях – Бердигестях (образование ВЛ 110 кВ ЯГРЭС- 2 – Бердигестях с отпайками) Переключение ПС 110 кВ Южная с ВЛ 110 кВ РЛТ-221 – Табага с отп. на ВЛ 110 кВ ЯГРЭС – Табага с отп. Реконструкция ВЛ 110 кВ Табага – Майя с заменой провода на уч. оп. №№6-29	2х9,94 км 2х5,63 км 2х24,39 км 2х31,1 км 2х9,94 км 0,84 км 21,35 км	2016	СВМ ЯГРЭС-2



№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах (Томмот) №3		2017	ТУ на ТП
Южный энергорайон				
	ПС 110 кВ Инаглинская	2х16 МВА	2016	ТУ на ТП
	ПС 110 Тимир (Таежный ГОК) с ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир	16 МВА 6,716 км	2016	
	Реконструкция ПС 110 кВ Малый Нимныр (установка линейной ячейки 110 кВ)	-	2016	
	Двухцепная ВЛ 220 кВ Томмот – Майя с ПС 220 кВ Томмот  и ПС 220 кВ Майя	2х434,6 км 2х63 МВА УШР 220 кВ 100 Мвар, 2х125 МВА УШР 220 кВ 100 Мвар	2016	СиПР ЕЭС России 2016-2022 гг.
	Подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот	45,5 км	2016	
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-16	2х32 МВА	2017	
	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 – Нижний Куранах (№3)	290 км	2017	
	ПС 220 кВ КС-3	2х10 МВА	4 кв. 2017	ТУ на ТП
	Две одноцепные ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах до новой ПС 220 кВ КС-3	2х7,254 км	4 кв. 2017	
	ПС 220 кВ Эльгауголь	2х125 МВА 2хШР 25 Мвар 4хБСК 25 Мвар	1 этап (125 МВА, 50 Мвар) – 2017 г. 2 этап (125 МВА, 100 Мвар) – 2018 г.	СиПР ЕЭС России 2016-2022 гг.
	ПС 220 кВ А	2х10 МВА	2018	
	ПС 220 кВ Б	2х10 МВА	2018	
	ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1 и №2 с переходом через Зейское водохранилище и заходами ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ А и ПС 220 кВ Б	2х268 км  2х1 км 2х1 км	№1 – 2017 г. №2 – 2018 г.  2018 г. 2018 г.	
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-17	2х40 МВА	2018	
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19	2х40 МВА	2019	
	ПС 110 кВ КС-4	2х10 МВА	4 кв. 2019	ТУ на ТП
	Две одноцепные ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18 до новой ПС 110 кВ КС-4	2х7,572 км	4 кв. 2019	ТУ на ТП
	ПС 220 кВ КС-5	2х10 МВА	4 кв. 2019	ТУ на ТП
	Две одноцепные ВЛ 220 кВ от КВЛ 220 кВ Нерюнгринская	2х12,6 км	4 кв. 2019	ТУ на ТП

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	ГРЭС – Тында I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 до новой ПС 220 кВ КС-5			

Объединение Южного-Якутского и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) намечается за счет завершения строительства ВЛ 220 кВ Томмот – Майя, ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя в 2016 году с включением районов на параллельную работу в 2017 году.

Объединение Западного и Южно-Якутского энергорайонов энергосистемы республики осуществлено путем сооружения двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на НПС-16, включенных с одной стороны на текущий момент.

Согласно техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго» (договор №05/6 ТУ от 05.06.2013 г.) от ЗЭР Республики Саха (Якутия) обеспечено присоединение энергопринимающих устройств ЗАО «Витимэнергострой» мощностью 51 МВт (существующая ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полус). Дальнейшее объединение ЗЭР РС (Я) и Бодайбинского энергорайона продолжится посредством ввода транзита 220 кВ Пеледуй – Чертово Кoryто – Сухой Лог – Мамакан в 2018-2019 г.

#### **Расчет электрических режимов на 2016-2020 гг. (с разбивкой по годам)**

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 Якутской энергосистемы, представленной в приложении 4.9, с учетом реконструкции и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок на перспективу 2016-2020 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.

Для каждого года расчетного периода выполнены расчеты нормальных и наиболее тяжелых послеаварийных режимов 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.

Расчет электроэнергетических режимов выполнен для трех изолированно работающих энергорайонов на уровне 2016 года. С 2017 года учтено объединение энергорайонов посредством электрических сетей 220 кВ.

На основании электрических расчетов проведено уточнение перечня «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше, выполнен анализ необходимости сооружения дополнительных электросетевых объектов 110 кВ и выше, реконструкции существующих и установки устройств компенсации реактивной мощности.

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в приложении 4.12.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме представлены в приложении 4.12.

#### **2016 г.**

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2016 г. показал:

в нормальных и послеаварийных режимах напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика-3 превышает наибольшее рабочее (126 кВ), ввиду отсутствия возможности регулирования напряжения на ПС 220 кВ Фабрика-3 (неисправен РПН). Для снятия ограничений и поддержания уровней напряжения в допустимых пределах необходима установка двух трансформаторов 110/6 мощностью не менее 25 МВА для обеспечения потребителей 6 кВ ПС 220 кВ Фабрика-3, замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели в ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Фабрика №3.;

при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск (приложение 4.12, рис.Д.2, Д.6., Д.8.). В качестве меры по поддержанию нормируемого коэффициента запаса по напряжению в послеаварийном режиме (85,6 кВ) необходимо выполнить организацию АОСН транзита 110 кВ Сунтар – Вилюйск с объемом отключаемой нагрузки в 10-15 МВт. (приложение 4.12, рис.Д.3., Д.7., Д.9.). Далее для снижения объема отключения (ограничения) нагрузки, позволяющей поддерживать уровни напряжения в допустимых пределах в послеаварийных режимах, является установка ИРМ на ПС 110 кВ вышеуказанного района. В приложении 4.12, рис. Д.4. и рис.Д.5. приведены обосновывающие расчеты электроэнергетических режимов с определением мощности ИРМ без учета диапазона регулирования реактивной мощности Каскада Вилюйских ГЭС и с учетом соответственно. Однако в целях надежного электроснабжения Вилюйской группы улусов необходимо усиление транзита Районная – Сунтар (строительство ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар № 2) и строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба;

в режимах с отключением одной ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал, двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал №1, №2, проходящих в общем коридоре, наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах ПС 220 кВ Айхал и шинах ПС



110 кВ рассматриваемого района (приложение 4., рис.Д.16.) В качестве меры по поддержанию нормируемого коэффициента запаса по напряжению в послеаварийном режиме (85,6 кВ) необходимо выполнить организацию АОСН Айхало-Удачинского района с объемом отключаемой нагрузки в 30-60 МВт (приложение 4.12, рис.Д.17., Д.34., Д.42., Д.63.). Далее для снижения объема отключения (ограничения) нагрузки и поддерживания уровней напряжения в допустимых пределах в послеаварийных режимах предусмотрена установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал. В приложении 4.12, рис. Д.18. и рис.Д.19. приведены обосновывающие расчеты электроэнергетических режимов с определением мощности ИРМ без учета диапазона регулирования реактивной мощности Каскада Вилуйских ГЭС и с учетом соответственно.

Кроме того, учитывая что ВЛ 220 кВ Л-205 и Л-206 Айхал – ГПП-6 подключены через один выключатель (одна из ВЛ постоянно отключена по условиям РЗ), необходимо предусмотреть подключение каждой ВЛ под отдельный выключатель с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Айхал и ПС 220 кВ ГПП-6;

при отключении ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС - Районная, 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная происходит выделение Светлинской ГЭС на собственные нужды. В ЗЭР возникает небаланс активной мощности (дефицит). При возникновении дефицита мощности, происходит полная загрузка находящихся в работе гидроагрегатов КВГЭС. Если в результате этого не ликвидируется дефицит активной мощности, для предотвращения развития аварии ограничивается нагрузка потребителей (приложение 4.12, рис.Д.11.-Д.13., Д.32.- Д.33., Д.40.-Д.41., Д.61.-Д.62.). Для исключения ограничения нагрузки потребителей необходимо строительство второй ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (либо приведение к проектной схеме существующей второй ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная) (приложение 4.12, рис.Д.75.. Д.79.);

в режиме с отключением 1СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар отключаются обе питающие ВЛ 220 кВ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олеминск – Сунтар) ввиду чего полностью нарушается электроснабжение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой, ПС 110 кВ Эльгый, ПС 110 кВ Шея, ПС 110 кВ Кюндядя, ПС 110 кВ Нюрба, ПС 110 кВ Онхой, ПС 110 кВ Верхневилуйск, ПС 110 кВ Вилуйск. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить перезавод одной из питающих линий (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск или ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар) на 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;

в режимах отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, наложения аварийного отключения одной ВЛ 220 кВ Районная – Городская на ремонт другой, отключения 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная загрузка ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск находится в диапазоне  $289 \div 366$  А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на ПС 220 кВ Олекминск с  $I_{дл.доп}/I_{ав.доп} = 200/240$  А (приложение 4.12, рис.Д.3.-Д.4., Д.13., Д.33.). На основании указанных режимов рекомендована замена ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск на оборудование с  $I_{доп} = 400$  А;

в режимах отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, наложения аварийного отключения одной ВЛ 220 кВ Районная – Городская на ремонт другой загрузка ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск находится в диапазоне  $281 \div 324$  А, что превышает длительно допустимую и аварийно допустимую токовую загрузку трансформаторов тока ПС 220 кВ Олекминск с  $I_{дл.доп}/I_{ав.доп} = 200/240$  А (приложение 4.12, рис. Д.4., Д.51., Д.66.). На основании указанных режимов



рекомендована замена ТТ ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на оборудование с  $I_{доп}=400$  А;

в режимах отключения 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная загрузка ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная находится в диапазоне  $817 \div 836$  А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на ПС 220 кВ Районная и ВГЭС-1,2 с  $I_{дл.доп}/I_{ав.доп} = 600/720$  А (приложение 4.12, рис. Д.13., Д.33.). На основании указанных режимов рекомендована замена ТТ ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная на оборудование с  $I_{доп} = 1000$  А;

в режиме отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками загрузка ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками составляет 225 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на ПС 110 кВ Лебединый с  $I_{доп} = 200$  А (приложение 4.12, рис. Д.24.). На основании указанных режимов рекомендована замена ТТ на ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками с  $I_{доп}=400$  А;

в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2016 г. в нормальных и ремонтных схемах токовая загрузка проводов ВЛ находятся в допустимых пределах, мощности установленных СКРМ достаточно для поддержания допустимых уровней напряжения.

#### 2017 г.

На уровне 2017 г. учтен ввод рекомендованных выше электросетевых объектов:

установка ИРМ мощность 30 Мвар на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск,

перевод ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на 2СШ-220 ПС 220 кВ Сунтар;

замена ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск на новый с  $I_{доп} = 400$  А;

замена ТТ ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на новый с  $I_{доп} = 400$  А;

замена ТТ ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная на новые с  $I_{доп} = 1000$  А;

замена ТТ ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками на новый с  $I_{доп} = 400$  А.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2017 г. показал:

при отключении одной ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал №1 наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского района. В качестве меры по поддержанию нормируемого коэффициента запаса по напряжению в послеаварийном режиме (85,6 кВ) необходимо выполнить организацию АОСН Айхало-Удачинского района с объемом отключаемой нагрузки в 15-20 МВт (приложение 4.12, рис.Д.82.);

в режимах с отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал №1, №2, проходящих в общем коридоре, наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского района. В качестве меры по поддержанию нормируемого коэффициента запаса по напряжению в послеаварийном режиме (85,6 кВ) необходимо выполнить организацию АОСН Айхало-Удачинского района с объемом отключаемой нагрузки в 100-110 МВт (приложение 4.12, рис.Д.83., Д.101, Д.109);



в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2017 г. токовая загрузка проводов ВЛ находятся в допустимых пределах, мощности установленных ИРМ достаточно для поддержания допустимых уровней напряжения.

### 2018 г.

На уровне 2018 г. учтен ввод рекомендованных выше электросетевых объектов:

установка ИРМ мощность 30 Мвар на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск;  
 переключение ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на 2 СШ ПС 220 кВ Сунтар;  
 подключение ВЛ 220 кВ Л-205 и Л-206 Айхал – ГПП-6 под отдельный выключатель с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Айхал и ПС 220 кВ ГПП-6;  
 установка ИРМ мощность 283 Мвар на ПС 220 кВ Айхал;  
 ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба;  
 замена ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск на новый с  $I_{доп} = 400$  А;  
 замена ТТ ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на новый с  $I_{доп} = 400$  А;  
 замена ТТ ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная на новые с  $I_{доп} = 1000$  А;  
 замена ТТ ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками на новый с  $I_{доп} = 400$  А.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2018 г. показал:

в режимах отключения 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная, наложения аварийного отключения ВЛ 220 кВ Районная – Городская на ремонт ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская находится в диапазоне  $620 \div 985$  А, что превышает длительно допустимую и аварийно допустимую токовую загрузку трансформаторов тока на ПС 220 кВ Районная, ПС 220 кВ Городская с  $I_{дл.доп}/I_{ав.доп} = 600/720$  А (приложение 4.12, рис.Д.144., Д.161., Д.169., Д.182.). На основании указанных режимов рекомендована замена ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская на оборудование с  $I_{доп} = 1000$  А;

в режиме отключения ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 токовая загрузка ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр составляет 205 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформаторов тока на ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ Юхта, ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Малый Нимныр с  $I_{доп} = 200$  А. (приложение 4.12, рис.Д.155.). На основании указанного режима рекомендована замена ТТ ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр на оборудование с  $I_{доп} = 400$  А;

в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2018 г. во всех нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений и токовая загрузка ВЛ находятся в допустимых пределах.

### 2019 г.



На уровне 2019 г. учтен ввод рекомендованных выше электросетевых объектов:

- установка ИРМ мощность 30 Мвар на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск;
- переключение ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на 2 СШ ПС 220 кВ Сунтар;
- подключение ВЛ 220 кВ Л-205 и Л-206 Айхал – ГПП-6 под отдельный выключатель с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Айхал и ПС 220 кВ ГПП-6;
- установка ИРМ мощность 283 Мвар на ПС 220 кВ Айхал;
- ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба;
- замена ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск на новый с  $I_{доп} = 400$  А;
- замена ТТ ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на новый с  $I_{доп} = 400$  А;
- замена ТТ ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная на новые с  $I_{доп} = 1000$  А;
- замена ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская на новый с  $I_{доп} = 1000$  А;
- замена ТТ ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками на новый с  $I_{доп} = 400$  А;
- замена ТТ ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта,
- ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр на оборудование с  $I_{доп} = 400$  А.

Во всех рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2019 г. токовая загрузка ВЛ находятся в допустимых пределах, мощности установленных СКРМ достаточно для поддержания допустимых уровней напряжения.

#### 2020 г.

На уровне 2020 г. учтен ввод рекомендованных выше электросетевых объектов:

- установка ИРМ мощность 30 Мвар на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск;
- переключение ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на 2 СШ ПС 220 кВ Сунтар;
- подключение ВЛ 220 кВ Л-205 и Л-206 Айхал – ГПП-6 под отдельный выключатель с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Айхал и ПС 220 кВ ГПП-6;
- установка ИРМ мощность 283 Мвар на ПС 220 кВ Айхал;
- ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба;
- замена ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск на новый с  $I_{доп} = 400$  А;
- замена ТТ ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на новый с  $I_{доп} = 400$  А;
- замена ТТ ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная на новые с  $I_{доп} = 1000$  А;
- замена ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская на новый с  $I_{доп} = 1000$  А;
- замена ТТ ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками на новый с  $I_{доп} = 400$  А;
- замена ТТ ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр на оборудование с  $I_{доп} = 400$  А.

Во всех рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2020 г. токовая загрузка ВЛ находятся в допустимых пределах, мощности установленных СКРМ достаточно для поддержания допустимых уровней напряжения.

Для устранения «узких мест» в электрической сети рекомендуется ввод электросетевых объектов представленных в таблицы 4.9.2.

Таблица 4.9.2 – Перечень объектов, необходимых для устранения «узких мест» в электрической сети

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта
1.	Включение ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная №1 на проектную схему	-	2017
2.	Переключение ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на 2 СШ ПС 220 кВ Сунтар	-	2017
3.	Установка ИРМ на ПС 110 кВ Нюрба	30 Мвар	2017
4.	Установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал	283 Мвар	2018
5.	Установка выключателя на стороне 220 кВ АТ-1 ПС 220 кВ Айхал	-	2018
6.	АОСН Айхало-Удачинского района	-	2017
7.	АОСН Сунтаро-Олекминского района	-	2017
8.	Строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба и ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Нюрба до ПС 110 кВ Нюрба	2х174 км; 2х63 МВА ШР 25 Мвар, УШР 25 Мвар 2х30 км	2018
9.	Строительство второй ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар	212 км	2019
10.	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная с приведением его к схеме 14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями»	-	2019
11.	Замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Эльгяй, ПС 110 кВ Шея, ПС 110 кВ Кюндядя и ПС 110 кВ Онхой	-	2016-2020
12.	Установка двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью не менее 25 МВА для обеспечения питания потребителей 6 кВ ПС 220 кВ Фабрика-3; строительство отпайки ВЛ 110 кВ МГРЭС – Фабрика №3 (Л-131) на ПС 220 кВ Мирный; строительство отпайки ВЛ 110 кВ МГРЭС – Мирный (Л-132) на ПС 110 кВ Фабрика-3	50 МВА 5,3 км	2017-2020

#### Перспективы развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2025 г.

В данной работе справочно приведено наиболее вероятное развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на 2025 г.

Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2021-2025 гг. приведена в приложении 4.10, принципиальная схема с учетом



существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов в период 2021-2025 гг. – в приложении 4.11.

Таблица 4.9.3 – Перечень новых и расширяемых электросетевых объектов 110 кВ и выше в период 2021-2025 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
Западный энергорайон				
	ПС 110 кВ УПН	2х40 МВА	1 кв. 2022	ТУ на ТП
	Две одноцепные ВЛ 110 кВ от отпайки на ПС 110 кВ УППГ-2 до ПС 110 кВ УПН	2х45 км	1 кв. 2022	
	ПС 110 кВ УППГ-4	2х25 МВА	2 кв. 2023	
	Две одноцепные ВЛ 110 кВ УКПГ-3 – УППГ-4	2х33 км	2 кв. 2023	
	ВЛ 220 кВ Нюрба – Накын с ПС 220 кВ Накын	2х190 км 2х40 МВА	2021-2025	Данные ПАО «Якутскэнерго»
Центральный энергорайон				
	ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы	60 км	2021-2025	Данные ПАО «Якутскэнерго»
	ПС 110 кВ Намцы	2х6,3 МВА	2021-2025	
	ВЛ 110 кВ Майя – Газопереработка	30 км	2021-2025	
	ПС 110/10 кВ Газопереработка	2х40 МВА	2021-2025	
	ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга с ПС 220 кВ Хандыга	2х327 км 2х63 МВА	2021-2025	
	ВЛ 220 кВ ВГЭС – Айхал – Удачный (4 этап)	2х95 км	2021-2025	
	Реконструкция с заменой трансформатора ПС 110 кВ Бердигестях	10 МВА	2021-2025	
	Строительство ПС 110 кВ Марха с отпайками	0,3 км 2х10 МВА	2021-2025	
	ВЛ 110 кВ Майя – Бютейдах – Амга	130 км	2021-2025	
	ПС 110 кВ Бютейдах	2х16 МВА	2021-2025	
Южный энергорайон				
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Алдан	24 км	2023	Данные АО «ДРСК» (приложение К)
	Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ с заменой трансформаторов 16 МВА на 25 МВА	50 МВА	2023	
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Малый Нимыр – Большой Нимыр (устройство заходов на ПС 220 кВ НПС-18)	2,9 км	2024	
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Алдан – Лебединый	18 км	2025	

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	Реконструкция ПС 110 кВ Верхний Куранах с заменой трансформатора 10 МВА на 16 МВА	16 МВА	2025	
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайкой на ПС Угольная и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайкой на ПС Угольная со строительством 2-х цепного участка от Чульманской ТЭЦ до отпайки на Инаглинский угольный комплекс с заменой провода	14,5 км	2025	

Кроме того, в настоящей работе учтены мероприятия, указанные в таблице 4.9.4.

Таблица 4.9.4 – Перечень новых и расширяемых электросетевых объектов 110 кВ и выше в период 2021-2025 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта
<b>Западный энергорайон</b>			
	ПС 220 кВ Новая (Талаканская)	2х125	2021-2025
	ВЛ 110 кВ Талаканская ГТЭС – Новая	3,3 км	2021-2025
	ВЛ 220 кВ Нюрба – Вилюйск с ПС 220 кВ Вилюйск	2х140 км 2х63 МВА	2021-2025
<b>Центральный энергорайон</b>			
	ВЛ 220 кВ Хандыга – Развилка с ПС 220 кВ Развилка	2х200 км 2х63 МВА	2021-2025

### Расчет электрических режимов на 2025 г.

На уровне 2025 г. учтен ввод объектов, указанных в табл. 7.3, 7.4, а также следующих объектов, рекомендованных по результатам расчета электроэнергетических режимов на уровне 2016-2020 гг.:

установка ИРМ мощность 30 Мвар на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск;

переключение ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на 2 СШ ПС 220 кВ Сунтар;

подключение ВЛ 220 кВ Л-205 и Л-206 Айхал – ГПП-6 под отдельный выключатель с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Айхал и ПС 220 кВ ГПП-6;

установка ИРМ мощность 283 Мвар на ПС 220 кВ Айхал;

ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба;

замена ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск, ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная, ВЛ 220 кВ Районная – Городская, ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками, ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый,



ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр.

Результаты расчетов электрических режимов в графической форме представлены в приложении 4.12.

#### ***4.9.2 Дополнительные расчеты по анализу надежности энергосистемы***

Для дополнительного анализа надежности функционирования энергосистемы использовались уточняющие расчеты потокораспределения в электрической сети Западного, Центрального и Южного энергорайонов республики.

Оценка пропускных способностей линий электропередачи напряжением 110 кВ и 220 кВ энергорайонов приведена для характерных расчетных ситуаций режима зимних максимальных нагрузок 2020 г. В качестве расчетных схем использовались радиальные фрагменты оперативных схемы электрической сети, для которых определялись предельные значения перетоков активной мощности при выполнении условий по допустимости уровней напряжений в сети 110 кВ и 220 кВ. В качестве допустимых диапазонов изменения напряжений были приняты следующие величины [109-126] кВ и [210-252] кВ.

Для выполнения расчетов использовался сертифицированный программный комплекс СДО-7, разработанный в ИСЭМ СО РАН.

В основу анализа потокораспределения положена общепринятая методика, суть которой заключается в следующем. Для каждого радиального фрагмента электрической сети предельные значения по пропускной способности линий вычисляются на основе методики определения утяжеленных или предельных режимов, в которой используется принцип сбалансированного изменения мощностей для двух заданных узлов сети при выполнении условий допустимости значений напряжений. В результате такого изменения между узлами течет переток мощности, предельная величина которого определяется.

Электрическая сеть Республики Саха (Якутия) имеет радиальную структуру, которая содержит последовательно соединенные три энергорайона – Западный, Южно-Якутский, Центральный, связанные между собой ВЛ 220 кВ. На рисунке 4.9.1 отображена укрупненная схема трех энергорайонов, содержащая магистральные линии электропередачи 110 кВ и 220 кВ.

Наиболее существенные изменения в развитии электрической сети к 2020 г. связаны с объединением Центрального и Южно-Якутского энергорайонов одноцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя, вводом двухцепной ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба и переводом электроснабжения пп. Амга и Намцы на уровень напряжения 110 кВ. Указанные изменения значительно повышают качество и надежность энергоснабжения потребителей республики.

Анализ баланса суммарных активных мощностей проводился для каждого энергорайона и сводился к простому сопоставлению максимальной нагрузки и располагаемой мощности генерации для 2020 г.

Для фрагментов электрической сети каждого энергорайона оценивались пропускные способности воздушных линий электропередачи с учетом допустимости изменения уровней напряжения в электрической сети для режима максимальных нагрузок.



### (1) Западный энергорайон

Западный энергорайон обладает значительной величиной располагаемой активной мощности источников. Электрические сети содержат воздушные линии 220 кВ, имеющие длину около 430 км, что приводит к проблеме компенсации реактивной мощности, генерируемой линиями. Энергорайон также содержит воздушные линии 110 кВ, имеющие значительную длину, что обуславливает необходимость установки средств компенсации реактивной мощности (установка реакторов), и слабую степень резервирования, что требует привлечения значительного числа резервных источников активной мощности.

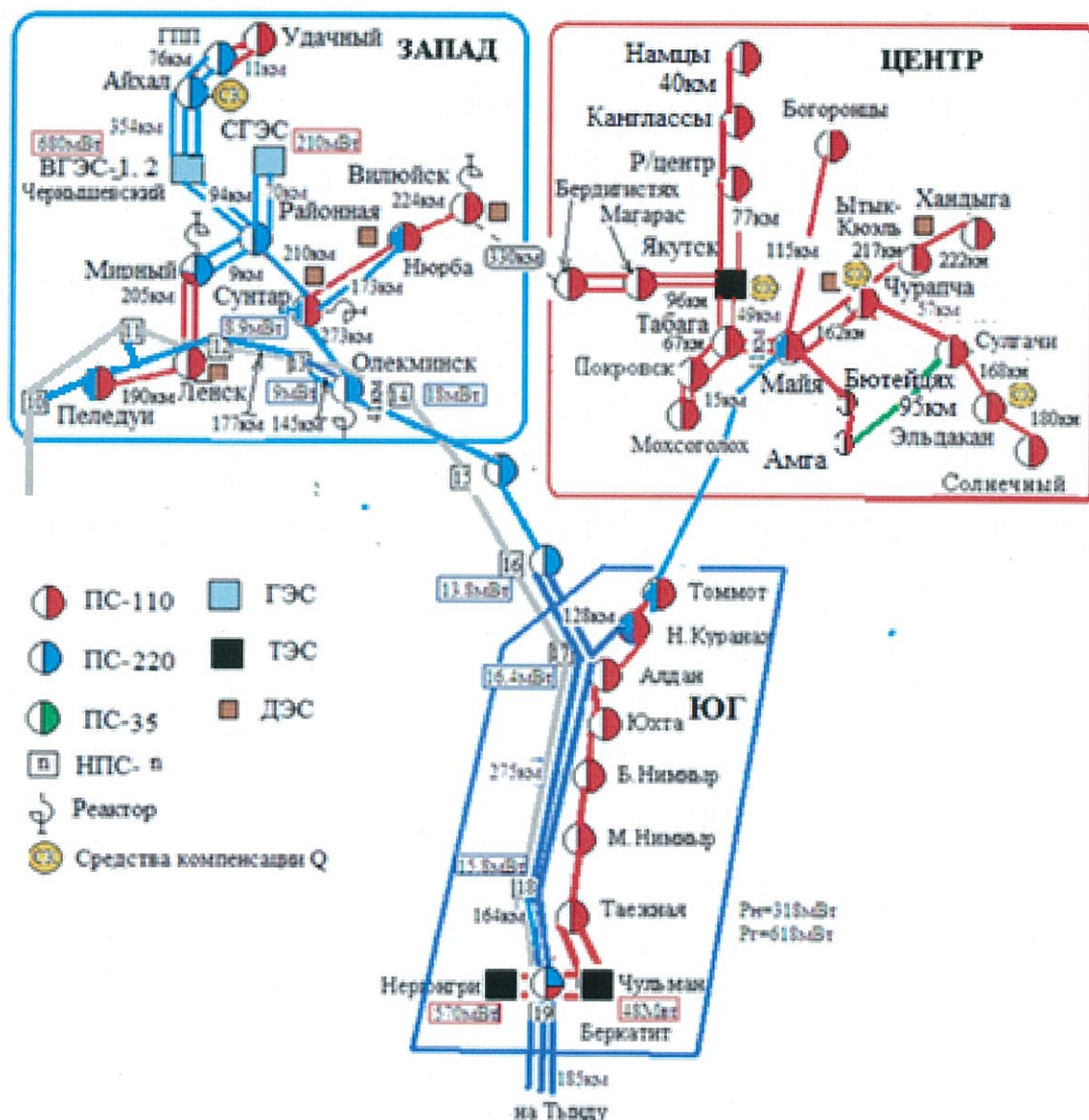


Рисунок 4.9.1 – Укрупненные схемы электрической сети энергорайонов (состояние 2020 г.)

В связи с появлением на юге энергорайона нефтепроводной системы ВСТО появилась тенденция к развитию электрических сетей 220 кВ.

Для анализа и оценки состояния электрической сети на 2020 гг. можно выделить три направления электроснабжения, берущих начало от компактно расположенных источников электроэнергии.



Северное направление на Айхал (рисунок 4.9.2) содержит три ВЛ 220 кВ (Л-203, 204, 208). Была произведена оценка значений средних напряжений данных линий.

Анализ надежности энергоснабжения по критерию (N-1) Западного энергорайона, включающий одновременное отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Вилуйские ГЭС – Айхал показал, что при всех отключениях обеспечивается допустимость переменных режима. Результаты расчетов по критерию (N-1) для этого и всех рассмотренных далее узлов приведены в приложении 4.14.

Для оценки предельного перетока по трехцепной ВЛ 220 кВ Вилуйские ГЭС – Айхал производились вариация нагрузки на шинах 220 кВ Айхал.

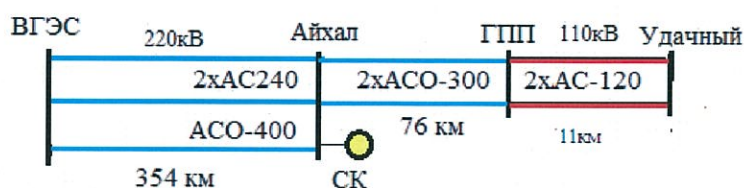


Рисунок 4.9.2 – Фрагмент Западного энергорайона. Северное направление

Результаты расчетов, приведенные в таблице 4.9.5, показывают, что значение перетока ВЛ 220 кВ ВГЭС - Айхал сопоставимо с мощностью Вилуйских ГЭС.

Таблица 4.9.5 – Оценка предельного перетока  $P_{ij}$  активной мощности при различном числе ВЛ 220 кВ Вилуйские ГЭС – Айхал

Число работающих цепей ВЛ-220 кВ	U, ВГЭС-1,2	$P_{ij}$ по ВЛ-220	Qск на ПС Айхал
	кВ	МВт	МВАр
3	241	694	25
2	225	695	100
1	241	536	100

Результаты расчетов холостого хода трехцепной ВЛ 220 кВ Вилуйские ГЭС-Айхал приведены в таблице 4.9.6, которые также показывают достаточность средств компенсации реактивной мощности на шинах ТП Айхал для обеспечения допустимости значений переменных режима.

Таблица 4.9.6 – Результаты расчета напряжений ВЛ 220 кВ ВГЭС – Айхал при различном числе цепей на холостом ходу

Число цепей ВЛ-220 кВ на х.х.*	U, ВГЭС-1,2	U, Айхал	Qск на ПС Айхал
	кВ	кВ	МВАр
1	249	221	-11
2	250	221	100

Примечание – холостой ход

Южное направление на Пеледуй (рисунок 4.9.3) значительно усилено включением ВЛ 220 кВ и средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности (УШР 2х63МВАр на ПС Городская и Пеледуй, а также БСК

2х10МВАр). Включение или отключение указанных средств регулирования для режима максимальных нагрузок 2020 г. не приводит к нарушению допустимости значений переменных режима. Так при отключении/включении УШР на ПС Городская и Пеледуй значения напряжений на шинах ПС равны 231/224 кВ и 239/225 кВ соответственно. При этом напряжения на ПС Ленск и Витим равны 121/117 кВ и 126/118 кВ соответственно.

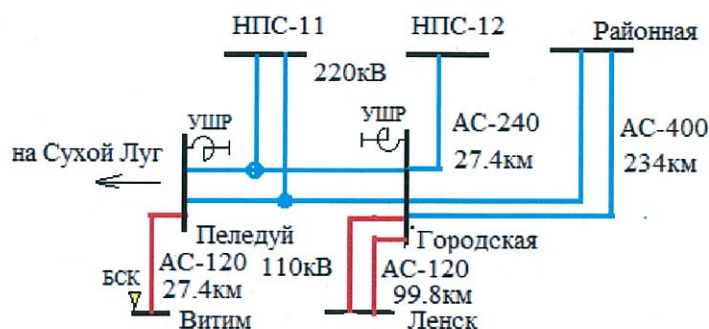


Рисунок 4.9.3 – Фрагмент Западного энергорайона. Южное направление

При оценке величин предельных перетоков активной мощности по ВЛ 110 кВ Мирный – Ленск и Пеледуй – Витим (без учета БСК) были получены значения, существенно превышающие 100 МВт.

Восточное направление на Нюрбу (рисунок 4.9.4) также получило существенное развитие в связи с подключением к ПС Нюрба как 2-х цепной ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба (АС-240, 173 км) и одноцепной ВЛ 110 кВ Нюрба – Накын (АС-185, 190 км), так и средств регулирования на ПС Нюрба (УШР-25, ШР-25) и ПС Сунтар (ШР-2х20). Это позволит обеспечить прогнозный рост нагрузок в Нюрбинском и Вилюйском улусах, а также повысить качество и надежность энергоснабжения.

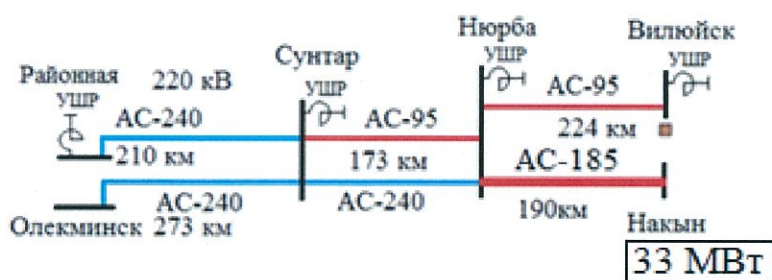


Рисунок 4.9.4 – Фрагмент Западного энергорайона. Восточное направление

Расчеты, выполненные для восточного направления по проверке надежности энергоснабжения по критерию (N-1), результаты которых приведены в таблицах П4.14.1-П4.14.4 приложения 4.14, показали, что при всех расчетных отключениях обеспечивается допустимость значений переменных режима.

Для иллюстрации этого положения на основе данных, приведенных в приложении 4.14, были получены графики изменения напряжений для сети 220 кВ и 110 кВ (рисунки 4.9.5-4.9.6), а также графики изменения модулей и плотности токов линий (рисунки 4.9.7-4.9.8). Ось абсцисс на графиках содержит номер



коммутации линии, определенный в первом столбце таблицы П4.14.1 приложения 4.14.

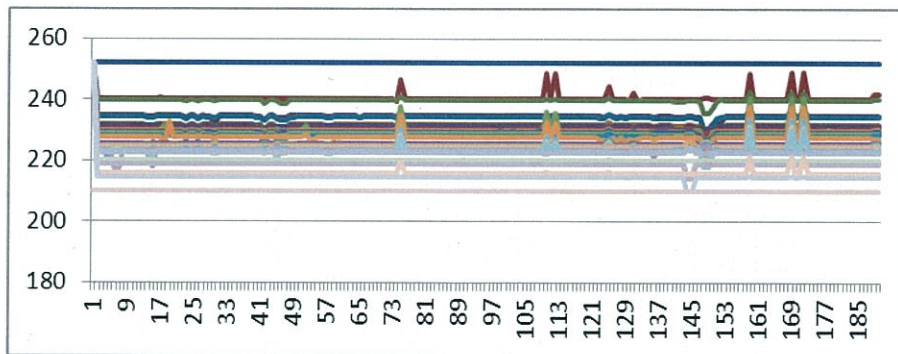


Рисунок 4.9.5 – Западный энергорайон. Узлы 220 кВ. Допустимый диапазон (210-252) кВ

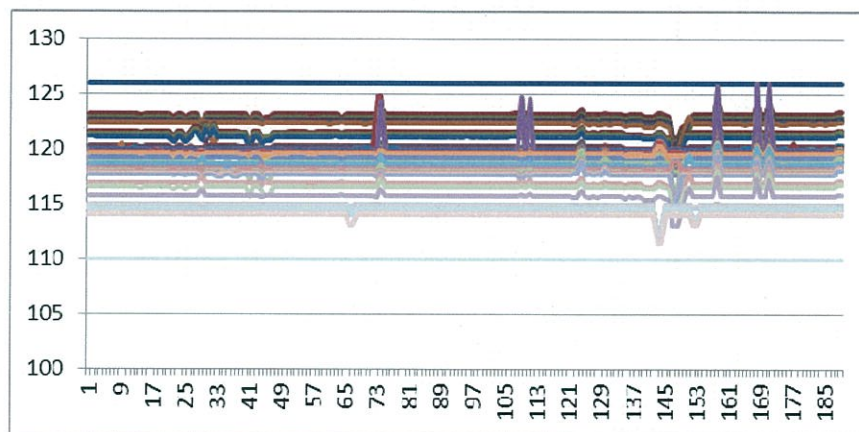


Рисунок 4.9.6 – Западный энергорайон. Узлы 110 кВ. Допустимый диапазон (110-126) кВ

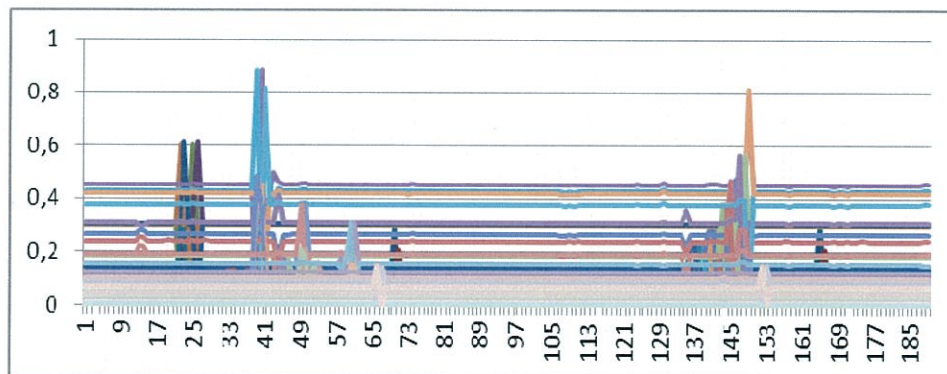


Рисунок 4.9.7 – Западный энергорайон. Токи ВЛ.

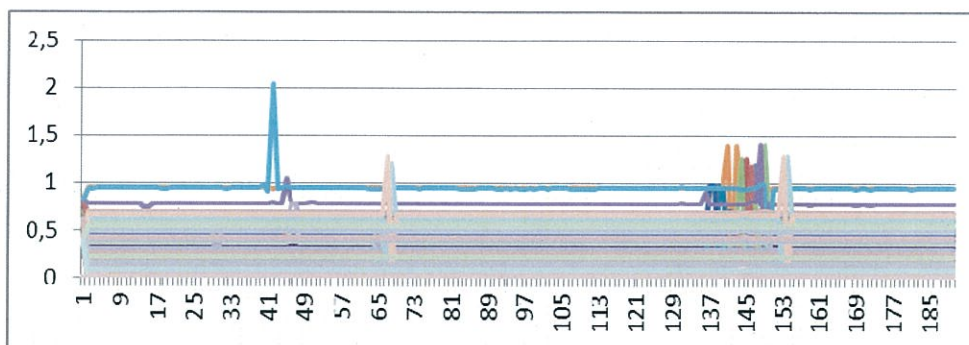


Рисунок 4.9.8 – Западный энергорайон. Плотность тока ВЛ.

**Выводы:**

*Северное направление.* Расчеты показали достаточность мощности средств компенсации реактивной мощности на ПС Айхал для обеспечения допустимости значений переменных режима при различных расчетных возмущениях.

*Южное направление* получило существенное развитие в связи с включением ВЛ 220 кВ и дополнительных средств компенсации реактивной мощности, что привело к принципиальному улучшению качества и надежности энергоснабжения потребителей данного направления.

*Восточное направление,* также как и Южное, получило существенное развитие в связи с включением ВЛ 220 кВ и дополнительных средств компенсации реактивной мощности, что привело к принципиальному улучшению качества и надежности энергоснабжения потребителей данного направления. Для подключения новой нагрузки в Накыне достаточно ВЛ 110 кВ.

В целом перегрузки по току линий при коммутациях при проверке выполнения критерия (N-1) не превышают допустимых значений, которые при температуре воздуха 20°C в течении суток не должны превышать 26%, при температуре 0°C – 50%.

## (2) Центральный энергорайон

В Центральном энергорайоне источниками электроэнергии являются: Якутские ГРЭС и ГРЭС-2, Якутская ТЭЦ и резервные ДЭС – Амгинская, Таттинская, Чурапчинская, Нижне-Бердигестяхская, Борогонская, Эльгинская и Хандыгская, а также подстанция Майя, которая связана с Южно-Якутским энергорайоном одноцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя. Основная электрическая сеть не имеет несвязных подсистем и содержит линии электропередачи 110, 35 и 10 кВ.

Анализ режима зимнего максимума 2020 г. показал, что некоторые линии электропередачи имеют плотность тока, превышающую нормативное значение, равное 1,1. В таблице 4.9.7 приведен список таких линий.

Таблица 4.9.7 – Список линий электропередачи с большой плотностью тока

Наименование	Узел I	Узел J	P <sub>ij</sub> , МВт	Q <sub>ij</sub> , МВар	P <sub>пот</sub> , МВт	Q <sub>пот</sub> , МВар	Ток, кА	Кзагр, о.е.	Плотность тока
о.2 ДСК - о.2 Набережная	10131	10134	-115,676	1,945	0,356	0,938	0,543	1,08	<b>2,938</b>
ЯГРЭС1 - о.2 Набережная	10101	10134	72,972	3,577	0,411	1,308	0,34	0,67	<b>1,838</b>
ЯГРЭС1 - о.1 Набережная	10101	10133	66,949	3,194	0,346	1,101	0,312	0,62	<b>1,686</b>
о.1 Набережная - ПС Набережная	10133	10135	66,388	2,466	0,022	0,058	0,311	0,62	<b>1,681</b>



о.Северная - о.1 Хатын-Юрях	10112	10115	37,414	14,54	0,025	0,042	0,188	0,49	<b>1,567</b>
о.2 ДСК - ПС ДСК	10131	10132	52,918	0,315	0,017	0,045	0,249	0,49	<b>1,344</b>
о.ЯГРЭСЗ - о.2 Хатын-Юрях	10113	10116	30,888	11,049	0,016	0,028	0,153	0,4	<b>1,279</b>
ПС Табага - о.2 ф№44	10140	10142	-48,908	4,92	0,597	1,571	0,233	0,46	<b>1,262</b>
ПС Табага - о.1 ф№44	10140	10141	-48,692	4,92	0,592	1,557	0,232	0,46	<b>1,256</b>
о.1 ДСК - о.№39	10130	10144	45,747	-2,612	0,041	0,108	0,215	0,43	<b>1,164</b>
о.1 ДСК - ПС ДСК	10130	10132	-45,691	2,617	0,013	0,034	0,215	0,43	<b>1,163</b>
о.1 Хатын-Юрях - Хатын-Юрях	10115	10117	27,49	10,699	0,001	0,003	0,138	0,36	<b>1,153</b>
о.1 ф№44-о.№39	10141	10144	-45,07	2,749	0,035	0,093	0,213	0,42	<b>1,149</b>
о.2 Набережная - ПС Набережная	10134	10135	-43,468	3,78	0,009	0,025	0,204	0,4	<b>1,105</b>

Для повышения надежности и качества энергоснабжения предполагается перевод системы энергоснабжения Амгинского и Намского улусов на напряжение 110 кВ. На рисунке 4.9.9 показан фрагмент схемы энергоснабжения указанных улусов, на котором отмечены ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы (60 км, АС-120), которая должна заместить двухцепную ВЛ 35 кВ (41 км, АС-70), ВЛ 110 кВ Майя – Бютейдах – Амга (АС-120, 190 км) и ВЛ 110 кВ Сулгаччи – Амга (92 км, АС-185) с ПС 110 кВ Амга, которые должны повысить надежность энергоснабжения Амгинского улуса, осуществляемого по ВЛ 35 кВ Сулгаччи – Амга (104 км, АС-50).

Для анализа и оценки состояния электрической сети можно выделить три направления электроснабжения, берущих начало от компактно расположенных источников электроэнергии.



Рисунок 4.9.9 – Фрагмент Центрального энергорайона с включением новых ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы и Майя – Бютейдах – Амга

Северное направление на Намцы, в электрической сети которого произведена замена двухцепной ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Намцы одноцепной ВЛ 110 кВ.

Восточное направление на Хандыгу (рисунок 4.9.10) содержит длинные ВЛ 110 кВ (общая длина 642 км).



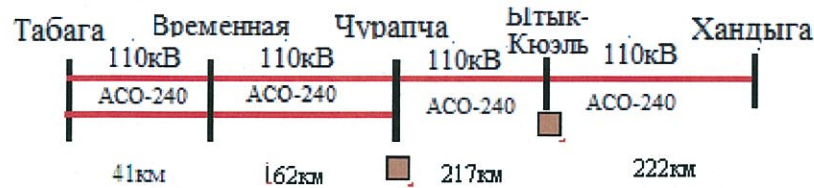


Рисунок 4.9.10 – Фрагмент Центрального энергорайона. Восточное направление

В режиме холостого хода при отсутствии нагрузок в узле Хандыга напряжение поднимается до 147 кВ и 132 кВ при напряжении на ПС Табага равном соответственно 121 кВ и 110 кВ, что требует установки компенсирующих устройств.

Для оценки предельного перетока по ВЛ 110 кВ Чурапча – Ытык-Кюэль производились вариация нагрузки ( $\cos\phi=0.8$ ) на шинах 110 кВ Ытык-Кюэль и вариация напряжения в узле Табага. Рассматривался предельный случай, для которого все нагрузки в узлах, кроме узла Хандыга, принимались равными нулю.

Результаты расчетов, приведенные в таблице 4.9.8, показывают, что при работе с одной цепью на участке Майя – Чурапча удастся при допустимых уровнях напряжения в сети передать большую или равную величину перетока активной мощности в узел Хандыга при работе двух цепей. Это связано с компенсацией потерь напряжения в линиях фрагмента реактивной мощностью, генерируемой линиями. Поэтому требуется установка и тщательная настройка средств компенсации реактивной мощности для обеспечения «прозрачности» управляемости потокораспределением.

Таблица 4.9.8 – Оценка предельного перетока  $P_{ij}$  активной мощности по ВЛ 110 кВ Чурапча – Ытык-Кюэль при работе ВЛ 110 кВ Табага – Чурапча с одной и двумя цепями

U Табага	110 кВ	121 кВ
ВЛ-110кВ – Табага-Чурапча 2 цепи	8 МВт	12 МВт
ВЛ-110кВ – Табага-Чурапча 1 цепь	9 МВт	12 МВт

В восточном направлении прорабатывается вопрос о связи с магаданской энергосистемой. В настоящее время предлагается осуществлять энергоснабжение новых нагрузок (Тарынский ГОК с нагрузкой 18 МВт на 2020 г.) от электростанций магаданской энергосистемы. Один из вариантов возможной схемы энергоснабжения приводится на рисунке 4.9.11.

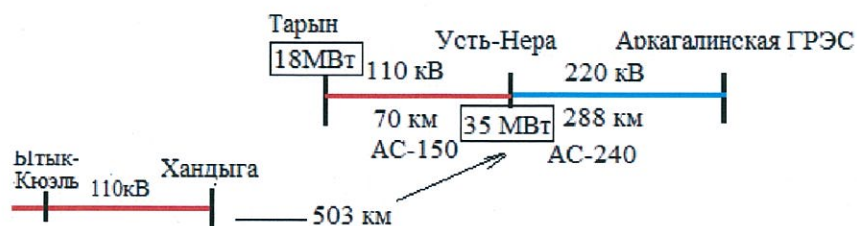


Рисунок 4.9.11 – Вариант энергоснабжения Тарынского ГОКа



Южное направление на Солнечный (рисунок 4.9.12) содержит длинные ВЛ 110 кВ (608 км).



Рисунок 4.9.12 – Фрагмент Центрального энергорайона. Южное направление

Для южного направления расчеты не выполнялись, поскольку конфигурация и параметры этого направления близки к фрагменту восточного направления.

Результаты расчетов, выполненные для Центрального энергорайона по проверке надежности энергоснабжения по критерию (N-1) и приведенные в таблицах П4.14.1-П4.14.4 приложения 4.14, показали, что для всех расчетных отключений обеспечивается допустимость значений переменных режима. Для иллюстрации этого положения на основе данных, приведенных в приложении 4.14, получены графики изменения напряжений для сети 110 кВ (рисунок 4.9.13) и изменения модулей и плотности токов линий (рисунки 4.9.14-4.9.15). Ось абсцисс на графиках содержит номер коммутации линии, определенный в первом столбце таблицы П4.14.1 приложения 4.14. Только для четырех отключений, список которых приведен в таблицах П4.14.1 и П4.14.3 приложения 4.14, возникали перегрузки по току линий, не превышающие 30% от предельно допустимого тока по нагреву.

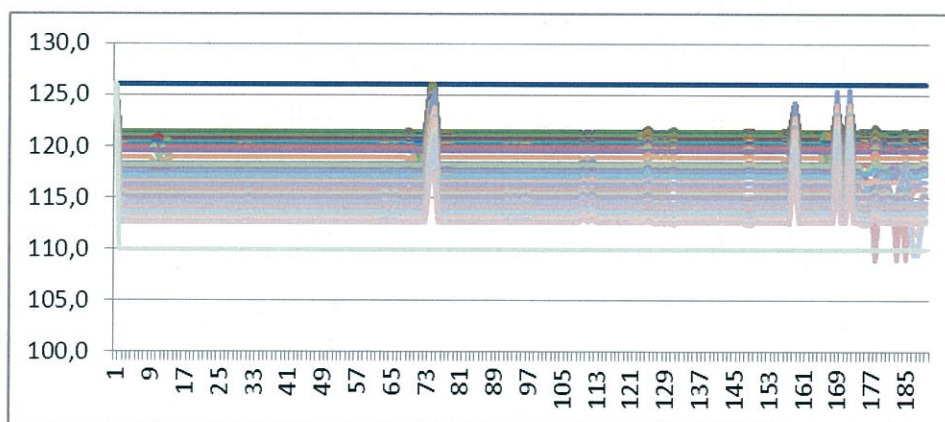


Рисунок 4.9.13 – Центральный энергорайон. Узлы 110 кВ. Допустимый диапазон (110-126) кВ

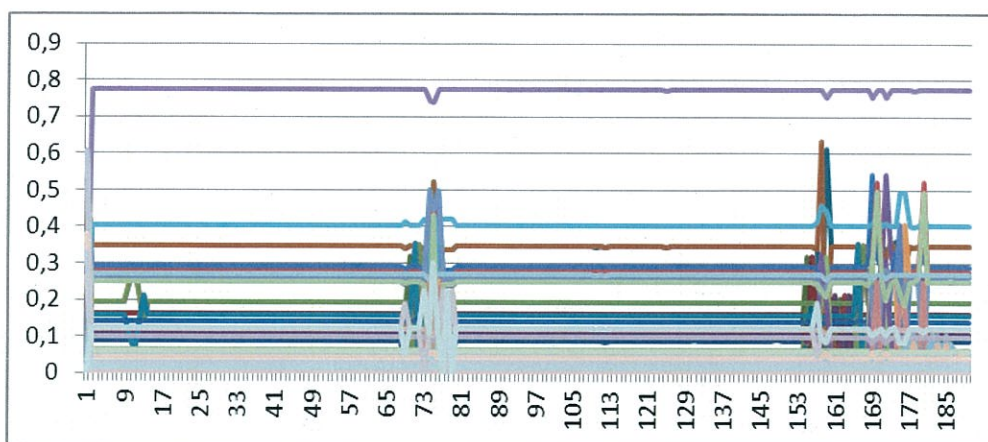


Рисунок 4.9.14 – Центральный энергорайон. Токи ВЛ.

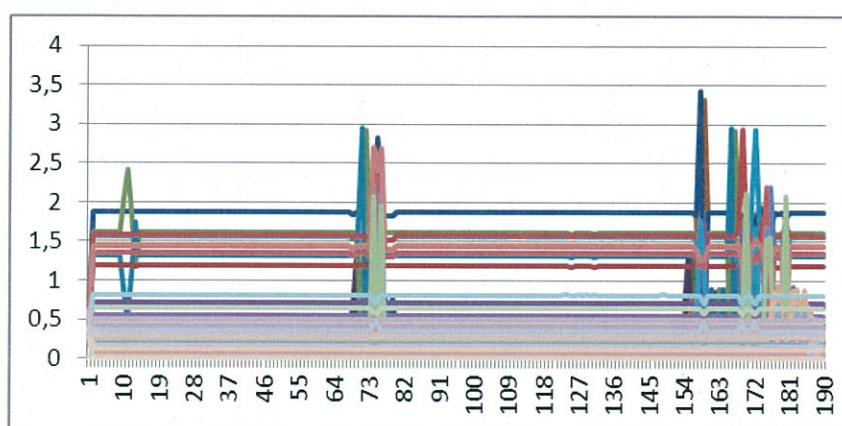


Рисунок 4.9.15 – Центральный энергорайон. Плотность тока ВЛ.

**Выводы:**

Для обеспечения управляемости потокораспределением требуется установка и настройка средств компенсации реактивной мощности.

Передача активной мощности по одноцепным длинным линиям требует резервирования по активной и реактивной мощности.

Для ряда линий требуется выполнить мероприятия по снижению плотности тока.

Критерий (N-1) по обеспечению качества и надежности электроснабжения выполняется.

Для энергоснабжения Тарынского ГОКа достаточно использование ВЛ 110 кВ Усть-Нера – Тарын.

**(3) Южно-Якутский энергорайон**

Источником электроэнергии в энергорайоне являются Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ. Кроме того, Южно-Якутский энергорайон осуществляет обмен электроэнергией с энергосистемой Востока. Исследования режимов показали, что отключения в цепочке линий 110 кВ от Нижнего Куранаха до Чульмана приводят к недопустимым уровням напряжения, и поэтому в этой цепочке требуется установка средств компенсации реактивной мощности. Появление параллельной двухцепной воздушной линии 220 кВ Нерюнгри – Нижний Куранах не способствует решению этой проблемы из-за отсутствия поперечных связей между цепями линий 110 кВ и 220 кВ. Длина рассматриваемых



цепей около 250 км, что приводит к значительной генерации реактивной мощности линиями и требует привлечения настраиваемых средств ее компенсации.

Результаты расчетов, выполненные для Южно-Якутского энергорайона по проверке надежности энергоснабжения по критерию (N-1) и приведенные в таблицах П4.14.1-П4.14.4 приложения 4.14, показали, что для всех расчетных отключений обеспечивается допустимость значений переменных режима. Для иллюстрации этого положения на основе данных, приведенных в приложении 4.14, были получены графики изменения напряжений для сети 220 кВ и 110 кВ (рисунки 4.9.16-4.9.17), а также графики изменения модулей токов линий (рисунок 4.9.18). Ось абсцисс на графиках содержит номер коммутации линии, определенный в первом столбце таблицы П4.14.1 приложения 4.14. Только для четырех отключений, список которых приведен в таблицах П4.14.1 и П4.14.3 приложения 4.14, возникали перегрузки по току линий, не превышающие 30% от предельно допустимого тока по нагреву.

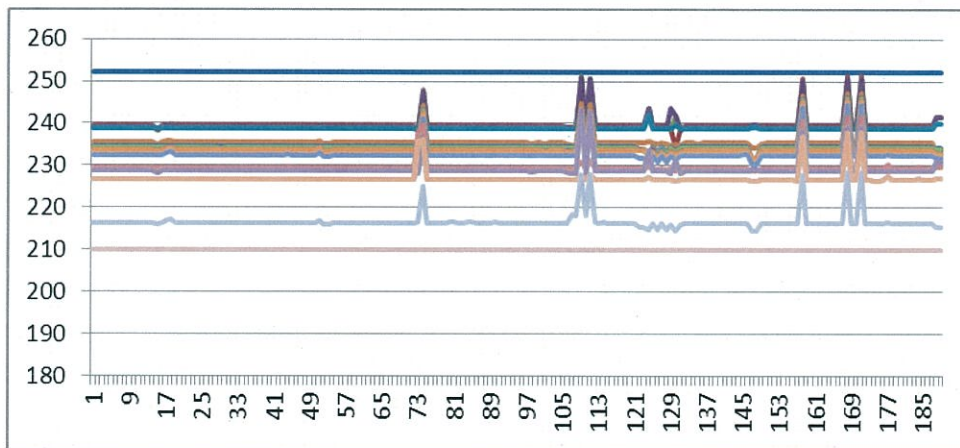


Рисунок 4.9.16 – Южно-Якутский энергорайон. Узлы 220 кВ.  
Допустимый диапазон (210-252) кВ

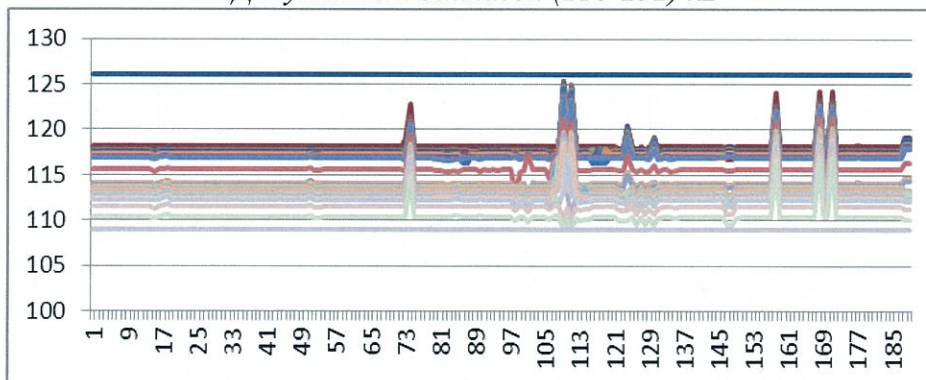


Рисунок 4.9.17 – Южно-Якутский энергорайон. Узлы 110 кВ.  
Допустимый диапазон (110-126) кВ

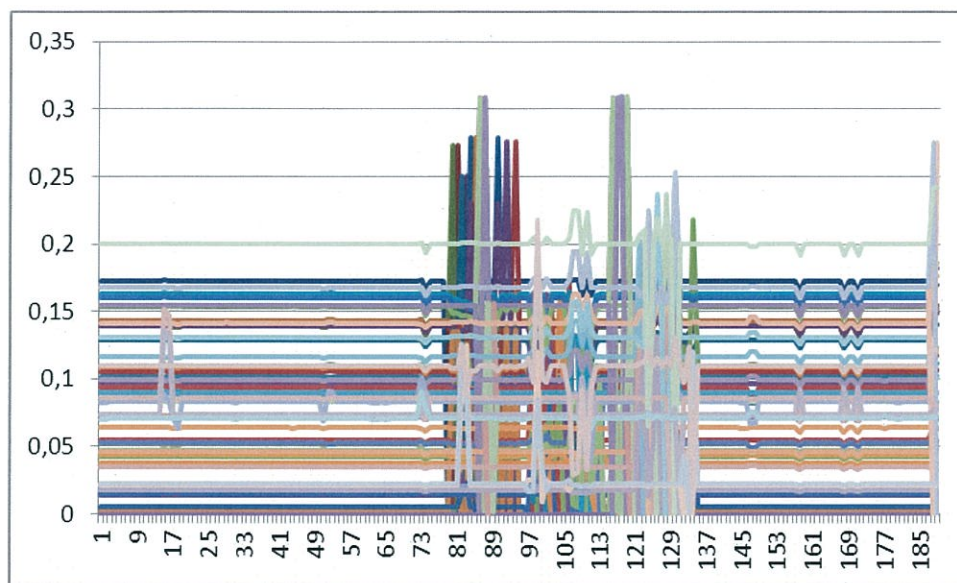


Рисунок 4.9.18 – Южно-Якутский энергорайон. Токи ВЛ.



#### 4.10 Перечень «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

В соответствии с выполненными расчетами электроэнергетических режимов и по информации, предоставленной филиалом ОАО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, выявлены схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узких мест»).

Перечень необходимых мероприятий для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узких мест») с указанием назначения объекта для ЗЭР Якутской энергосистемы, приведен в таблице 4.10.1

Таблица 4.10.1 – Перечень необходимых мероприятий для ЗЭР Якутской энергосистемы

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	Основное назначение объекта
			ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	
1.	Установка ИРМ на ПС 110 кВ транзита Сунтар - Вилуйск	2017	30 Мвар (уточнить при проектировании)	Обеспечение нормируемых уровней напряжения в послеаварийных режимах
2.	АОСН Сунтаро-Олекминского района	2017	Место установки, управляющие воздействия, настройку определить проектом	Предотвращение недопустимого по условиям устойчивости энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в нормальной и ремонтных схемах
3.	АОСН Айхало-Удачинского района (место установки, управляющие воздействия, настройку определить проектом)	2017	Место установки, управляющие воздействия, настройку определить проектом	Предотвращение недопустимого по условиям устойчивости энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в нормальной и ремонтных схемах
4.	Строительство второй ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (либо приведение к проектной схеме существующей второй ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная)	2017	69 км	Исключение работы устройств АЧР при отключении ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная в нормальной схеме
5.	Установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал (мощность и тип определить проектом)	2018	283 Мвар (уточнить при проектировании)	Снижение на 15-25 МВт объема нагрузки потребителей, отключаемых в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в нормальной или ремонтной схемах в режиме зимнего максимума нагрузок

6.	Строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба	2018	174 км	Снижение на 15-25 МВт объема нагрузки потребителей, отключаемых в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в нормальной схеме в режиме зимнего максимума нагрузок
7.	Перевод ПС 220 кВ Фабрика-3 на питание от сети 110 кВ	2018	50 МВА 1,5 км	1. Снятие ограничений по верхней границе графика напряжения в контрольных пунктах 220 кВ, связанных с поддержанием напряжения на шинах 6 кВ и 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика не выше наибольшего рабочего. 2. Обеспечение допустимых уровней напряжения в электрической сети 110-220 кВ
8.	Строительство второй ВЛ 220кВ Районная – Сунтар	2019	212 км	1. Снижение на 15-20 МВт объема нагрузки потребителей, отключаемых в послеаварийном режиме после нормативных возмущения в сети 220 кВ в нормальной схеме в режиме зимнего максимума 2. Исключение полного погашения потребителей Сунтаро-Олекминского района в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в ремонтных схемах
9.	Замена ТТ ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск, ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная, ВЛ 220 кВ Районная – Городская, ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками, ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	2016-2020		Исключение превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора тока ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск, ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная, ВЛ 220 кВ Районная – Городская, ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками, ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр

Перечень необходимых мероприятий для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узких мест») с указанием назначения объекта для ЦЭР Якутской энергосистемы, приведен в таблице 4.10.3.



Таблица 4.10.3 – Перечень необходимых мероприятий для ЦЭР Якутской энергосистемы

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	Основное назначение объекта
			ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	
1.	Замена провода ВЛ 110 кВ Табага – Майя с АС-240 на АС-300.	2020	21,35 км	1. Исключения ограничений на выдачу дополнительной мощности электрических станций ЦЭР (20,5 МВт) в ЮЯЭР в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в нормальной схеме в режиме зимнего максимума нагрузок

Выполнение всех приведенных в таблицах 8.1, 8.2 и 8.3. мероприятий необходимо в период 2016-2020 годы, поскольку данные мероприятий необходимы для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узких мест») и приводящих к ограничению или полному погашению потребителей.

В период 2016-2020 годы необходимо выполнить мероприятий необходимые для повышения надежности электроснабжения потребителей (таблица 4.10.4).

Таблица 4.10.4 – Перечень для повышения надежности электроснабжения потребителей

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	Основное назначение объекта
			ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	
1.	Замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Эльгяй, ПС 110 кВ Шея, ПС 110 кВ Кюндядя и ПС 110 кВ Онхой	2016-2020	-	Повышение надежности электроснабжения потребителей
2.	Установка В-1 АТ-220 ПС 220 кВ Айхал	2018	-	Исключение полного погашения потребителей, подключенных к ПС 220 кВ ГПП-6, в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в ремонтных схемах
3.	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная с приведением его к схеме 14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями	2019	-	Исключение погашения потребителей, отключаемых в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в ремонтных схемах в режиме зимнего максимума нагрузок
4.	Перезавод ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар или ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск на 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	2017	-	Исключение погашения потребителей, отключаемых в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в нормальной схеме

Выполнение всех приведенных в таблицах выше мероприятий необходимо предусмотреть в период 2016- 2020 годы.

#### 4.11 Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу.

В данном разделе приведены поэлементные объемы инвестиций в электросетевое строительство. Показатели инвестиций в электросетевые объекты на перспективу до 2020 г. приведены в таблице 4.11.1, показатели до 2025 г. – в таблице 4.11.2. Инвестиции на мероприятия по ликвидации «узких мест» приведены в таблице 4.11.3.

Таблицы составлены на основании следующих документов:

- Схема и программа развития ЕЭС России на 2016-2022 годы, утвержденная приказом Минэнерго России №147 от 01.03.2016 г.;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК Сибири».

Таблица 4.11.1 – Объемы инвестиций в объекты электроэнергетики, вводимые до 2020 г.

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год ввода	Инвестиции, млн руб.					
				2016	2017	2018	2019	2020	Итого
ПАО «ФСК ЕЭС»									
	Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18, ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот и ВЛ 220 кВ Томмот – Майя с ПС 220 Томмот и ПС 220 Майя (Наименование по ТЗ: 1 очередь «ВЛ –220 кВ Нерюнгринская ГРЭС–Нижний Куранах 2», 2 очередь «ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот – Майя с ПС 220 кВ Томмот»	1 этап – 275 км, 2 этап – 45,5 км, 434,6 км, 2х63 МВА, 2х125 МВА, 2х16 МВА, 2х16 МВА, 2х100 Мвар	2016	500	840,21				1340,2
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-15	2х40 МВА	2017	107,73	131,27	28,86			267,86
	Реконструкция ПС 220 кВ	2х32 МВА	2017	108,73	98,88	23,07			230,68



№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год ввода	Инвестиции, млн руб.					
				2016	2017	2018	2019	2020	Итого
	НПС-16								
	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 – Нижний Куранах (№3)	290 км	2017	468,06	3548,9	4674,5	950		9641,5
	Две одноцепные ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог и ПС 220 кВ Чертово Корыто, ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог*	190 км, 58 км 2х63МВА 2х63МВА 2х169,9 км	2018	324,1	3150	5500	3728,9		12703
	Две одноцепные ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь	2х268 км	2018	1004,6	2740,4	1900	2211,5		7856,5
	с ПС 220 кВ Эльгауголь	2х125 МВА 2хШР-25 Мвар 4хБСК-25 Мвар							
	ПС 220 кВ А	2х10 МВА							
	ПС 220 кВ Б	2х10 МВА							
	и заходами ВЛ 220 кВ	2х1 км 2х1 км							
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС- 11	2х40 МВА	2019	19	85	85	90,89		279,89
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС- 19	2х40 МВА	2019	19	85	85	90,89		279,89
<i>Итого ПАО «ФСК ЕЭС»</i>				2551,2	10679,7	12296,4	7072,2		32599,5
ЗАО «ГМК «Тимир»									
	ПС 110 кВ Тимир с ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир	2х16 МВА 6,716 км	2016	270	269,9				539,9
<i>Итого ЗАО «ГМК «Тимир»</i>				270	269,9				539,9
АО «ДВЭУК»									
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-12	2х40 МВА	2017		406				406
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-13	2х40 МВА	2017		406				406
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-14	2х40 МВА	2017		406				406
<i>Итого АО «ДВЭУК»</i>					1218				1218
ООО «УК Колмар»									
	ПС 110 кВ Инаглинская с отпайками от ВЛ 110 кВ	2х16 МВА	2016	730					730

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год ввода	Инвестиции, млн руб.					
				2016	2017	2018	2019	2020	Итого
	Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми								
Итого ООО «УК Колмар»				730					730
ПАО «РАО ЭС Востока»									
	СВМ ЯГРЭС-2: Участок ВЛ 110 кВ от ЯГРЭС-2 до ПС 110 кВ Хатын-Юрях Участок ВЛ 110 кВ от ЯГРЭС-2 до сущ. оп. №25 ВЛ 110 кВ ЯГРЭС – Радиоцентр (образование ЯГРЭС-2 – ЯГРЭС с отп. на Северную) Участок ВЛ 110 кВ ЯГРЭС – Табага (от сущ. оп. №46 до ПС Табага) ВЛ 110 (в габ. 220) кВ ЯГРЭС-2 – Табага ВЛ 110 ( в габ. 220) кВ от ПС Табага до сущ. оп. №1 перехода через р. Лена Участок ВЛ 110 кВ от ЯГРЭС-2 до оп. №42 ВЛ 110 кВ Хатын-Юрях – Бердигестях (образование ВЛ 110 кВ ЯГРЭС-2 – Бердигестях с отпайками) Переключение ПС 110 кВ Южная с ВЛ 110 кВ РЛТ-221 – Табага с отп. на ВЛ 110 кВ ЯГРЭС – Табага с отп. Реконструкция ВЛ 110 кВ Табага – Майя с заменой провода на уч. оп. №6-29	2х9,94 км 2х5,63 км 2х24,39 км 2х31,72 км 2х9,94 км 0,84 км 21,35 км	2016		1792,3				1792,3
Итого ПАО «РАО ЭС Востока»					1792,3				1792,3
ПАО «МРСК Сибири»									
	ПС 220 кВ КС-3 с двумя	2х10 МВА 2х7,254 км	4 кв. 2017	1000	64,9				1064,9



№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год ввода	Инвестиции, млн руб.					
				2016	2017	2018	2019	2020	Итого
	одноцепными ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах до ПС 220 кВ КС-3								
	ПС 220 кВ ЧНГКМ с двумя одноцепными отпайки от ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуи	2х63 МВА 2х62 км	2 кв. 2018	2000	2000	809,6			4809,6
	ПС 110 кВ УКПГ-3 с двумя одноцепными ВЛ 110 кВ от ПС 220 ЧНГМК до ПС 110 кВ УКПГ-3	2х40 МВА 2х74,4 км	2 кв. 2018	1600	2000	1160,3			4760,3
	ПС 220 кВ КС-1 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 до ПС 220 кВ КС-1	2х10 МВА 2х7,104 км	4 кв. 2019	1000	57,2				1057,2
	ПС 110 кВ КС-4 с двумя одноцепными ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18 до КС-4	2х10 МВА 2х7,572 км	4 кв. 2019	180	180	180	179,6		719,6
	ПС 220 кВ КС-5 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында до ПС 220 кВ КС-5	2х10 МВА 2х12,6 км	4 кв. 2019	400	400	400	136,3		1336,3
	ПС 110 кВ УППГ-2 и две одноцепные ВЛ 110 кВ УКПГ-3 – УППГ-2	2х25 МВА 2х42 км	3 кв. 2020		600	600	600	564	2364
Итого ПАО «МРСК Сибири»				6180	5302,1	3149,9	915,9	564	16111,9
ООО «Транснефть-Восток»									
	Две одноцепные ВЛ 220 кВ Пеледуи – Рассоха №1 и №2 (достройка участка ВЛ 220 кВ от ПС Талаканская до ПС 220 кВ Пеледуи)*	2х125 км	2018	2000	2400	1769			6169

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год ввода	Инвестиции, млн руб.					
				2016	2017	2018	2019	2020	Итого
	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-17	2х40 МВА	2018			425			425
<i>Итого ООО «Транснефть-Восток»</i>				2000	2400	2194	0	0	6594
ГУ «ДРСО ЖКХиЭ при МЖКХиЭ РС (Я)»									
	ПС 110 Намыв с выносом Л-105, Л-106 с о. Хатыстах	3,5 км 2х25 МВА	2016	596,7					596,7
<i>Итого ГУ «ДРСО ЖКХиЭ при МЖКХиЭ РС (Я)»</i>				596,7					596,7
ПАО «РАО ЭС Востока», ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока									
	Заходы ВЛ 110, 35 кВ на ПС 220 кВ Майя	44,89 км	2017-2018			893			893
<i>Итого ПАО «РАО ЭС Востока», ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока</i>						893			893
ИП АО «ДРСК»									
	Реконструкция ПС 110 кВ Малый Нимныр (установка линейной ячейки 110 кВ и блок-контейнера)	-	2016	50,3					50,3
	Перевод ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км (Л-112) на напряжение 35 кВ	20 км	2017		29,250				29,250
<i>Итого АО «ДРСК»</i>				50,3	29,25				79,55
	ПС 110 кВ РНГ с отпайкой ВЛ 110 кВ	2х16 МВА 0,5 км	2017	591,5					591,5
	ВЛ 110 Сулгача – Амга с ПС 110 кВ Амга	92 км 2х10 МВА	2018	1200	1200	568,8			2968,8
<i>ИТОГО</i>				14169,7	22891,2	19102,1	7988,1	564	64715,2

\* Объем финансирования должен быть отнесен к ОЭС Сибири

Таблица 4.11.2 – Объемы инвестиций в объекты электроэнергетики, вводимые в 2021-2025 гг.

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год ввода	Инвестиции, млн руб.	
				2021-2025	Итого
	ПС 220 кВ Новая (Талаканская)	2х125	2021-2025	2000	2000
	ВЛ 110 кВ Талаканская ГТЭС – Талакан	3,3 км	2021-2025	67	67
	ВЛ 220 кВ Нюрба – Виллойск с ПС 220 кВ Виллойск	2х140 км 2х63 МВА	2021-2025	8782,6	8782,6
	ВЛ 220 кВ Нюрба – Накын с ПС 220 кВ Накын*	2х190 км 2х40 МВА	2021-2025	10612,6	10612,6
	ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы с ПС 110 кВ Намцы	60 км 2х6,3 МВА	2021-2025	1777,2	1777,2
	ВЛ 110 кВ Майя – Газопереработка с ПС 110/10 кВ Газопереработка	30 км 2х40 МВА	2021-2025	1202,8	1202,8
	ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга с	2х327 км	2021-	18274,4	18274,4



№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год ввода	Инвестиции, млн руб.	
				2021-2025	Итого
	ПС 220/110/35/6 кВ Хандыга	2х63 МВА	2025		
	ВЛ 220 кВ Хандыга – Развилка с ПС 220 кВ Развилка	2х200 км 2х63 МВА	2021- 2025	11828,1	11828,1
	ВЛ 220 кВ ВГЭС – Айхал – Удачный (4 этап)	2х95 км	2021- 2025	1234,34	1234,34
	Строительство ПС 110 кВ Марха	0,3 км 2х10 МВА	2021- 2025	229,02	229,02
<b>ИП АО «ДРСК»</b>					
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Н.Куранах – Алдан	24 км	2023	450,94	450,94
	Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ с заменой трансформаторов	50 МВА	2023	1108,16	1108,16
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр (устройство заходов на ПС 220 кВ ПС-18)	2,9 км	2024	81,369	81,369
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Алдан – Лебединый	18 км	2025	338,99	338,99
	Реконструкция ПС 110 Верхний Куранах с заменой трансформатора 10 МВА на 16 МВА	16 МВА	2025	480,59	480,59
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайкой на ПС Угольная и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайкой на ПС Угольная со строительством 2-х цепного участка от Чульманской ТЭЦ до отпайки на Инаглинский угольный комплекс с заменой провода	14,5 км	2025	313,99	313,99
<b>Итого АО «ДРСК»</b>				<b>2774,04</b>	<b>2774,04</b>
<b>ПАО «МРСК Сибири»</b>					
	ПС 110 кВ УПН с двумя одноцепными ВЛ 110 кВ от отпайки на ПС 110 кВ УППГ- 2 до ПС 110 кВ УПН	2х40 МВА 2х45 км	1 кв. 2022	2644,3	2644,3
	ПС 110 кВ УППГ-4 с двумя одноцепными ВЛ 110 кВ УКПГ-3 – УППГ-4	2х25 МВА 2х33 км	2 кв. 2023	1968,4	1968,4
<b>Итого ПАО «МРСК Сибири»</b>				<b>4612,7</b>	<b>4612,7</b>
<b>ОАО «Высочайший»</b>					
	ПС 110 кВ Тарын с ВЛ 110 кВ Нера Новая – Тарын	2х25 МВА 90 км	2021- 2025	2379,1	2379,1
<b>МСХиПП РС(Я)</b>					
	ВЛ 110 кВ Майя – Бютейдах – Амга с ПС 110 кВ Бютейдах	130 км 2х16 МВА	2021- 2025	3837,2	3837,2
<b>ИТОГО</b>				<b>69611,1</b>	<b>69611,1</b>

Таблица 4.11.3 – Объемы инвестиций, необходимых для ликвидации «узких мест» и отсутствующие в ИП

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год ввод а	Инвестиции, млн руб.					
				2016	2017	2018	2019	2020	Итого
1.	Установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал	283 Мвар	2018		200	200			400
2.	Установка ИРМ на ПС 110 кВ Нюрба	30 Мвар	2017		15	15			30
3.	Установка выключателя на стороне 220 кВ АТ-1 ПС 220 кВ Айхал	Выкл. 220 кВ	2018			63			63
4.	Установка на ПС 220 кВ	Выкл. 220 кВ	2018			63			63

№ п/п	Наименование	Технические характеристик и	Год ввод а	Инвестиции, млн руб.					
				2016	2017	2018	2019	2020	Итого
	Айхал и ПС 220 кВ ГПП-6 линейных ячеек для ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-206)								
5.	ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба	161 км	2018	1000	2000	3000			6000
6.	ПС 220 кВ Нюрба, ВЛ 110 кВ	2х63 МВА УШР-25 Мвар ШР-25 Мвар 30 км	2018	1000	1000	373			2373
7.	АОСН Айхало-Удачинского района	-	2017		55,2				55,2
8.	АОСН Сунтаро- Олекминского района	-	2017		35,9				35,9
9.	ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар	212 км	2019		1000	2000	2400		5400
10.	Замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели (РУ 110 кВ ПС 110 кВ Эльгэй, ПС 110 кВ Шея, ПС 110 кВ Кюндяда и ПС 110 кВ Онхой)	-	2016 - 2020			100,6	100,6	100, 6	301,8
11.	Реконструкция ПС 220 кВ Фабрика-3 с переводом на напряжение 110 кВ	2х25 МВА 5,3 км	2018	83,18	137,5 5	118,6 7			339,4
12.	Замена ТТ**	45 фаз ТТ	2016 - 2020	10	30	30	23,25		93,25
<b>ИТОГО</b>				2093,2	4473,7	5963,3	2523,9	100,6	15154,6

\* для варианта правительства учтено в 2018 г. в соответствии с информацией ПАО «Якутскэнерго»

\*\* по результатам расчета режимов рекомендована замена ТТ: ВЛ 220 кВ НПС-13 – Олекминск, ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная, ВЛ 220 кВ Районная – Городская, ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками, ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр

Таблица 4.11.4 – Итоговые объемы инвестиций

№ п/п	Наименование	Инвестиции, млн руб.							
		2016	2017	2018	2019	2020	Итого до 2020 г.	2021- 2025	Итого
1.	Объемы инвестиций в объекты электроэнергетики, вводимые до 2020 г.	14169,7	22891,2	19102,1	7988,1	564	64715,2	0	64715,2
2.	Объемы инвестиций в объекты электроэнергетики, вводимые в период 2021-2025 гг.	0	0	0	0	0	0	69611,1	69611,1
3.	Объемы инвестиций, необходимых для ликвидации «узких мест»	2093,2	4473,7	5963,3	2523,9	100,6	15154,6	0	15154,6
<b>Итого</b>		16262,9	27364,9	25065,4	10512	664,6	79869,8	69611,1	149480,9



Объемы инвестиций в объекты электроэнергетики до 2020 г. составляют 79869,8 млн руб., в период 2021-2025 гг. – 69611,1 млн руб., за весь период – 149480,9 млн руб.

#### **4.12 Рекомендации по выполнению дополнительных исследований, проектных работ в части перспективного развития электрических сетей 110 кВ и выше Республики Саха (Якутия) в период до 2020 г.**

В настоящем разделе рассмотрены проблемные вопросы в развитии электрических сетей 110 кВ и выше, балансовой ситуации по электрической мощности и электрической энергии. Для решения проблемных вопросов необходимо выполнить дополнительные, углубленные, обосновывающие работы.

##### **Присоединение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям 220 кВ ЕНЭС России**

Для присоединения Талаканской ГТЭС, установленной мощностью 144 МВт, необходимо не менее трех ВЛ 110 кВ, согласно требованиям «Методических рекомендаций по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства», утвержденными Приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации № 216 от 30 апреля 2008 г. и необходимости обеспечения выдачи мощности при ремонте одного элемента сети и аварийном отключении другого элемента сети.

В настоящее время установленная мощность Талаканской ГТЭС 144 МВт используется на покрытие собственных нужд Талаканского НГКМ и электроснабжение потребителей НПС-8 и НПС-10. Фактически максимум нагрузок составляет 57-60 МВт, соответственно избыток 84-87 МВт.

С вводом в эксплуатацию ВЛ 220 кВ вдоль нефтепроводной системы ВСТО от ПС 500 кВ Усть-Кут до ПС 220 кВ Пеледуй с ПС 220 кВ для электроснабжения НПС-8 в 2019 г. от Талаканской ГТЭС остается электроснабжение собственных потребителей Талаканского НГКМ и НПС-10. Электроснабжение НПС-8 предусмотрено от вышеуказанной ВЛ 220 кВ. Электроснабжение НПС-10 сохраняется на напряжении 110 кВ по двум цепям ВЛ 110 кВ от ГТЭС. Неиспользуемый избыток мощности Талаканской ГТЭС в 2020 г. составит 65 МВт.

Баланс мощности Талаканской ГТЭС на 2019-2020 гг. приведен в таблице 4.12.1.

Таблица 4.12.1 – Балансы мощности Талаканского НГКМ, МВт

Республика Саха (Якутия)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6
Талаканская ГТЭС	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6
Потребность (собственный максимум), в т.ч.:	59,2	66,9	73,8	76,2	82,3	81,3	90,8
Талаканское НГКМ*	40,2	44,3	48,6	54	57	59	60
Сторонние потребители	19	22,6	25,2	22,2	25,3	22,3	30,8
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	97,4	89,7	82,8	80,4	74,3	75,3	65,8

\* - с учетом нагрузки собственных нужд станции

Для подключения Талаканской ГТЭС необходимо строительство ПС 220/110 кВ (рекомендуемое наименование ПС 220 кВ Новая) в районе ГТЭС с присоединением отпайками протяженностью 1-2 км к проектируемой в настоящее время ВЛ 220 кВ НПС-9 – Пеледуй.

На ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Новая выполнить заход обеих цепей ВЛ 110 кВ Талаканская ГТЭС – НПС-10 и строительство третьей цепи ВЛ 110 кВ ГТЭС – Новая.

Предполагаемая схема подключения ГТЭС приведена на рис. 10.1.

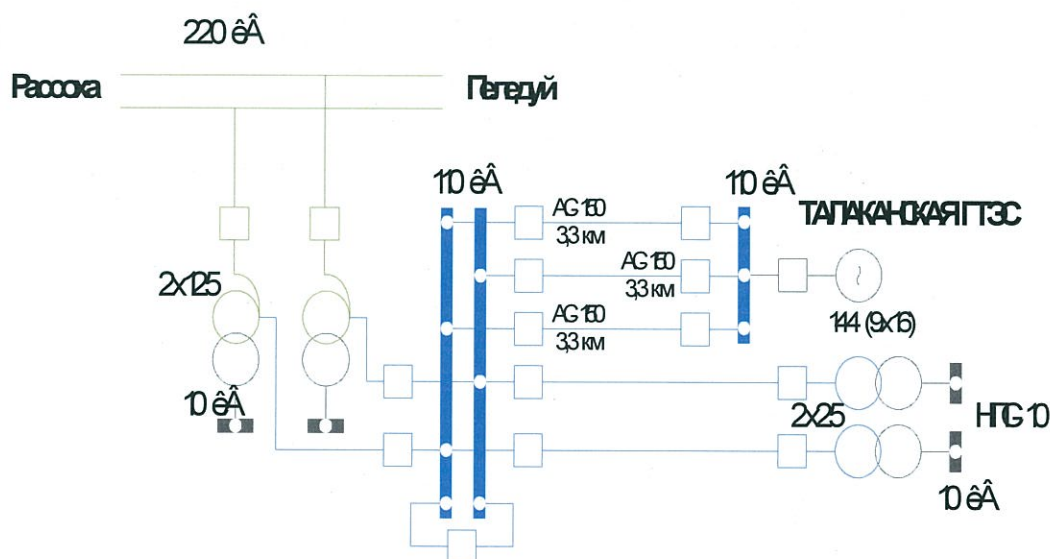


Рисунок 4.12.1 Схема подключения Талаканской ГТЭС

Для обоснования целесообразности и эффективности присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям Якутской энергосистемы необходима разработка технико-экономического обоснования строительства ПС 220 кВ Новая с детальной проработкой схем подключения с учетом тарифных составляющих и режимных условий.

**Развитие сетей 110-220 кВ в направлении Хандыга – Джебарики-Хая с дальнейшим объединением с Магаданской энергосистемой**

Неудовлетворительным по надежности электроснабжения является участок электрической сети 110 кВ от ПС 110 кВ Табага в направлениях Чурапча –



Джебарики-Хая, Чурапча – Солнечный, Табага – Борогонцы. Протяженность одноцепных ВЛ 110 кВ, в этом узле в основном на деревянных опорах, составляет 1032 км, протяженность наибольшего радиального участка Табага – Чурапча – Солнечный – 580 км при нормативе не более 150 км при двухстороннем питании. Питание 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 30.06.03 №281.

К ВЛ 110 кВ в указанном узле, имеющей одну точку питания ПС 110 кВ Табага, подключено 11 штук ПС 110 кВ.

В утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2015–2021 годы предусмотрено строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга протяженностью 350 км каждая и ПС 220 кВ Хандыга установленной трансформаторной мощностью 2х63 МВА в 2021 г., однако из материалов схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016–2022 годы данные объекты исключены.

Учитывая неудовлетворительное и ненадежное электроснабжение потребителей вышеуказанного узла необходимо строительство ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга с ПС 220 кВ Хандыга. Актуальным является выполнение предпроектной работы по схеме развития электрических сетей 110-220 кВ данного узла с учетом дальнейшей перспективы на 10 лет с рассмотрением целесообразности соединения Якутской и Магаданской энергосистем.

**Возможность электроснабжения восточных районов республики от магаданской энергосистемы по ВЛ Аркагалинская ГРЭС – Нера-Новая**

Для оценки перспектив электроснабжения районов республики от магаданской энергосистемы (ЭС) требуется провести анализ баланса мощности магаданской ЭС, с целью определения избытков электрической мощности, а также оценить возможности существующей электросетевой инфраструктуры магаданской ЭС по передаче электроэнергии в Республику Саха (Якутия).

ООО «Премьер-Энерго» разрабатывает проектную документацию по титулу «ВЛ 220 кВ Омсукчан – ПП – Песчанка». В рамках разработки вышеуказанной документации выполнены балансы электрической мощности и электроэнергии Магаданской энергосистемы. Анализ балансов мощности и электроэнергии выявил наличие избытков по мощности и электроэнергии (таблица 4.12.2. и 4.12.3).

Таблица 4.12.2 – Баланс мощности энергосистемы Магаданской области до 2030 года, МВт

[illegible]



Северо-Эвенская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Располагаемая мощность (в период зимнего максимума), в т.ч.:</b>	<b>1123,8</b>	<b>1123,8</b>	<b>1245</b>	<b>1245</b>	<b>1303</b>	<b>1378</b>	<b>1446</b>	<b>1470,5</b>	<b>1613</b>	<b>1613</b>	<b>1613</b>
ГЭС	980,8	980,8	1102	1102	1160	1235	1303	1327,5	1470	1470	1470
Колымская ГЭС	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Усть-Среднеканская ГЭС	80,8	80,8	202	202	260	335	403	427,5	570	570	570
ТЭС	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
Аркаглинская ГРЭС	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Магаданская ТЭЦ (с ДЭС)*	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Северо-Эвенская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ИТОГО покрытие спроса</b>	<b>1123,8</b>	<b>1123,8</b>	<b>1245</b>	<b>1245</b>	<b>1303</b>	<b>1378</b>	<b>1446</b>	<b>1470,5</b>	<b>1613</b>	<b>1613</b>	<b>1613</b>
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>584</b>	<b>558</b>	<b>665</b>	<b>623</b>	<b>636</b>	<b>686</b>	<b>729</b>	<b>728</b>	<b>842</b>	<b>789</b>	<b>757</b>
Примечание: * - располагаемая мощность Магаданской ТЭЦ принята равной установленной (с учетом ДЭС) в связи с тем, что мощность ДЭС является составляющей общего резерва мощности энергосистемы.											

Таблица 4.12.3 – Баланс электроэнергии энергосистемы Магаданской области до 2030 года для условий средневодного года, млн кВт·ч

Магаданская область	Год										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии (собственное)	2208	2260	2372	2659	2970	3134	3291	3452	3634	3964	4165
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>2208</b>	<b>2260</b>	<b>2372</b>	<b>2659</b>	<b>2970</b>	<b>3134</b>	<b>3291</b>	<b>3452</b>	<b>3634</b>	<b>3964</b>	<b>4165</b>
<b>Производство электрической энергии</b>	<b>2208</b>	<b>2524</b>	<b>2777</b>	<b>3616</b>	<b>3936</b>	<b>4774</b>	<b>4888</b>	<b>4935</b>	<b>5096</b>	<b>6263</b>	<b>6264</b>
ГЭС	2013	2154	2406	3246	3566	4403	4517	4565	4726	5893	5893
Колымская ГЭС	1563	1658	1853	2266	2557	3338	3338	3338	3338	3338	3338
Усть-Среднеканская ГЭС	450	496	553	980	1009	1065	1179	1227	1388	2555	2555
ТЭС	195	370	371	371	371	371	371	371	371	371	371
Аркаглинская ГРЭС*	7	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Магаданская ТЭЦ (без ДЭС)	188	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Северо-Эвенская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Число часов использования располагаемой мощности ТЭС</b>											
Аркаглинская ГРЭС	144	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Магаданская ТЭЦ (без ДЭС)	1960	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Северо-Эвенская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)</b>	<b>0</b>	<b>264</b>	<b>405</b>	<b>958</b>	<b>966</b>	<b>1640</b>	<b>1597</b>	<b>1483</b>	<b>1462</b>	<b>2299</b>	<b>2098</b>
Примечание: * - выработка электрической энергии (33 млн.кВт.ч.) учтена в соответствии с СиПР Магаданской области											

Таким образом, избыток электрической мощности в Магаданской энергосистеме составляет от 558 до 757 МВт в период 2016-2025 годы. Электроэнергия из Магаданской энергосистемы поставляется в Республику Саха (Якутия) по напряжению 110 кВ по ВЛ Аркаглинская ГРЭС – Нера-Новая, выполненной в габарите 220 кВ. Объем поставок мощности составляет 14,7 МВт в зимний максимум 2014 г. К 2020 г. ожидается прирост нагрузки до 36 МВт с учетом нагрузки ЗАО «Тарынская золоторудная компаний». Для оценки эффективности строительства ВЛ 110 кВ или ВЛ 220 кВ для электроснабжения Тарынского ГОКа, с учетом использования данных ВЛ для последующей связи Якутской и Магаданской энергосистем, необходимо выполнение внестадийной работы.

### Развитие электрической сети 110-220 кВ в узле Нюрба – Вилюйск – Якутск

Наиболее загруженной ВЛ электрической сети 110-220 кВ ПАО «Якутскэнерго» в зоне централизованного электроснабжения «Якутскэнерго» является одноцепная ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба на деревянных опорах с проводом АС-95, протяженностью 79,5 км. Срок службы указанной ВЛ 110 кВ 40 лет. Загрузка головного участка ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба превышает в 2,6 раза нормируемую плотность тока 1,1 А/мм<sup>2</sup>. Уровни напряжения в период зимних



максимальных нагрузок на шинах ПС 110 кВ Вилуйск достигают 101,68 кВ на ПС 110 кВ Верхневилуйск 100,87 кВ при минимальном допустимом напряжении 104,5 кВ.

Общая протяженность одноцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Сунтар до ПС 110 кВ Вилуйск составляет 320 км. К указанной ВЛ 110 кВ подключено 7 ПС 110 кВ, что превышает допустимые нормы.

Для смягчения неудовлетворительного электроснабжения от указанной ВЛ 110 кВ предусмотрено строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба. Проектная и рабочая документация выполнены. Необходимо ускорить строительство и ввод ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба. Данной работой рекомендуется строительство указанной ВЛ выполнить в 2018 г. Ввод указанного объекта снимет напряженного по надежности электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Онхой, Верхневилуйск, Вилуйск по одноцепной ВЛ 110 кВ.

Кроме неудовлетворительной надежности электроснабжения потребителей указанных ПС ЗЭР, в аналогичном положении находятся потребители ПС 110 кВ Магарассы, Бердигестях ЦЭР. Учитывая перспективную привлекательность соединения по ВЛ 220-110 кВ ЗЭР и ЦЭР по Северному направлению Сунтар – Нюрба – Вилуйск – Бердигестях – Якутск представляется целесообразной разработка Схемы развития электрических сетей 110-220 кВ Северной части Якутской энергосистемы для объединения ЗЭР и ЦЭР. Кроме того в предлагаемой работе следует рассмотреть целесообразность сооружения малой электростанции на газе в районе Вилуйска. Эта электростанция является актуальной в связи с появляющимся дефицитом электроэнергии в ЗЭР к 2017 г при маловодности.

#### **Выполнение проектных работ целевой программы противоаварийной автоматики, системных устройств релейной защиты, средств связи, автоматизированного учета электроэнергии**

В 2017 г. изолированно работающие ЗЭР, ЦЭР, ЮЯЭР будут объединены электрической сетью 220 кВ и присоединены к ОЭС Востока. В 2018 г. Якутская энергосистема по ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Кoryто – Сухой Лог – Мамакан объединится с ОЭС Сибири. В 2019 году со строительством ВЛ 220 кВ Рассоха – Пеледуй Якутская энергосистема объединится с Иркутской по сетям 220 кВ вдоль трассы нефтепровода ВСТО. Таким образом, Якутская энергосистема присоединится к ОЭС Сибири и ОЭС Востока по двум направлениям.

Для проведения указанных устройств и систем к современным требованиям и нормам, а также к работе в условиях объединения необходима разработка целевой программы с ее поэтапной реализацией в период до 2019 года.

Рекомендуемые сроки выполнения дополнительных исследований и предпроектных работ по развитию электрических сетей 110 кВ и выше Республики Саха (Якутия) приведены в таблице 4.12.4.



Таблица 4.12.4 – Сроки выполнения дополнительных исследований

№ п/п	Наименование работ	Сроки выполнения	Стоимость без НДС млн руб. в текущих ценах (I квартал 2016 г.)	Предполагаемый заказчик
1	Схема присоединение Талаканской ГТЭС к сетям ПАО «Якутскэнерго» (ЕНЭС)	2019	3	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Схема развития сети 110-220 кВ в узле Хандыга – Джебарики-Хая с перспективным объединением Якутской и Магаданской энергосистем	2018	4	ПАО «ФСК ЕЭС
3	Схема энергоснабжения восточных районов Республики Саха (Якутия) от Магаданской энергосистемы	2017	5	ОАО «Высочайший»
4	Схема развития электрической сети 110-220 кВ в узле Нюрба – Вилюйск – Якутск	2017	3	ПАО «ФСК ЕЭС
5	Целевая программа создания системной противоаварийной автоматики, системных устройств релейной защиты, средств связи, автоматизированного учета электроэнергии. Проектная документация	2017	15	ОАО «СО ЕЭС»

#### 4.13 Потребность электростанций и котельных в топливе

Потребление топлива на выработку электроэнергии на период с 2014-2020 гг. по варианту ОАО «СО ЕЭС» будет расти в среднем на 4,3% в год и в 2020 г. составит 2,97 млн т у.т., по варианту Правительства Республики Саха (Якутия) на 1,1% и составит 2,43 млн т у.т. Рост потребления топлива, в основном, обеспечивается за счет природного газа, который в структуре потребления займет в 2020 г. 50,2% по варианту ОАО «СО ЕЭС» и 39,5% по варианту Правительства. Потребление дизельного топлива на электростанциях вырастет в 2020 г. на 7,9%, что составит 234,9 тыс. т у.т. по варианту ОАО «СО ЕЭС» и на 9,7% (236,7 тыс. т у.т.) – по варианту Правительства республики (таблица 4.13.1, рисунки 4.13.1, 4.13.2). Доля угля в выработке электроэнергии тепловыми электростанциями по варианту ОАО «СО ЕЭС» снизится с 47,3% до 41,9%, по варианту Правительства республики увеличится до 50,8%.

Таблица 4.13.1 – Прогноз потребности в топливе для выработки электроэнергии, тыс. т у.т.

Вид топлива	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Вариант ОАО «СО ЕЭС»</b>							
каменный уголь	1077,3	1150,9	1368,2	1369,0	1369,0	1241,8	1241,8
природный газ (в т.ч. попутный)	988,4	1023,5	1146,2	1308,2	1471,1	1483,9	1488,2
дизельное топливо	259,5	258,4	262,4	230,8	232,0	233,0	234,9
<b>ВСЕГО</b>	<b>2325,3</b>	<b>2432,8</b>	<b>2776,8</b>	<b>2908,0</b>	<b>3072,2</b>	<b>2958,8</b>	<b>2965,0</b>
<b>Вариант Правительства Республики Саха (Якутия)</b>							
каменный уголь	1077,3	1150,9	1354,4	1363,2	1363,2	1236,0	1236,0
природный газ (в т.ч. попутный)	988,4	1023,5	1067,5	1267,4	1366,3	1061,7	960,2
дизельное топливо	259,5	258,4	271,4	232,6	233,8	234,8	236,7
<b>ВСЕГО</b>	<b>2325,3</b>	<b>2432,8</b>	<b>2693,3</b>	<b>2863,2</b>	<b>2963,3</b>	<b>2532,5</b>	<b>2433,0</b>



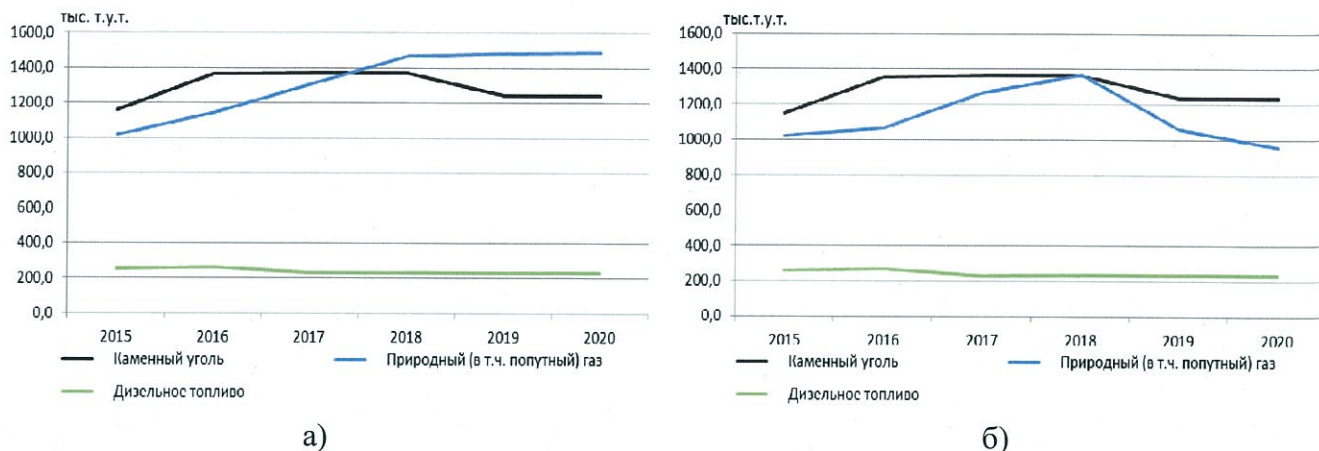


Рисунок 4.13.1 – Прогноз потребности в топливе для выработки электроэнергии (а) – вариант ОАО «СО ЕЭС», б) вариант Правительства республики, тыс. т у.т.

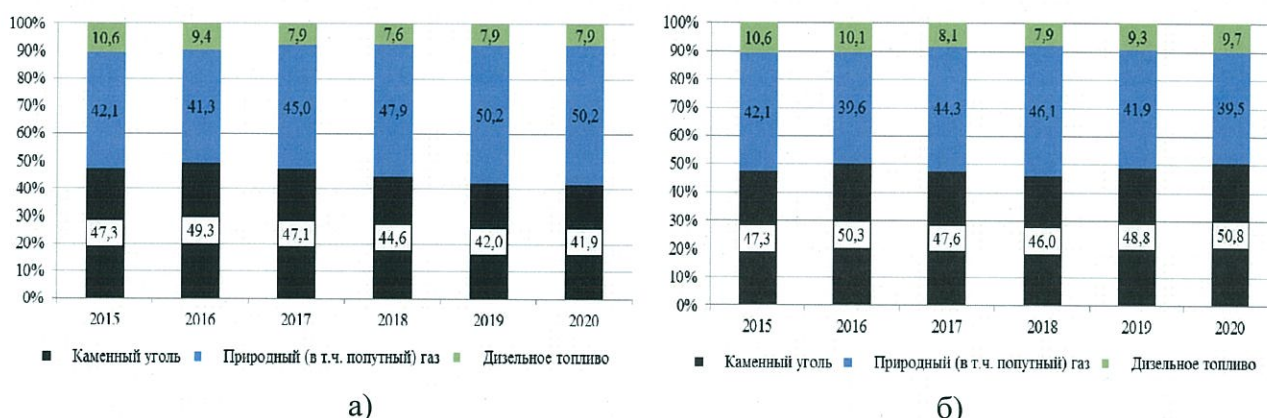


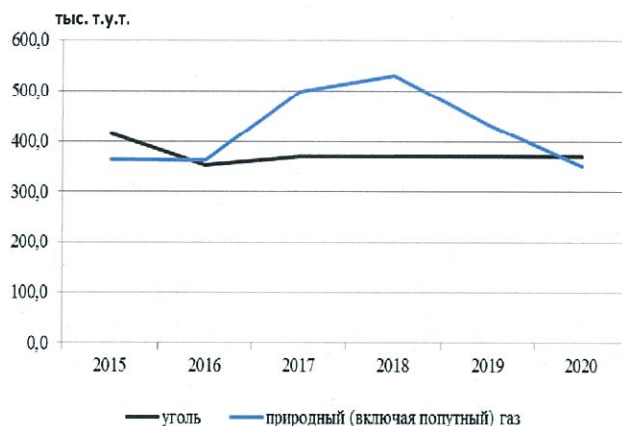
Рисунок 4.13.2 – Структура потребности в топливе для выработки электроэнергии (а) – вариант ОАО «СО ЕЭС», б) вариант Правительства республики, %

Потребление топлива для производства тепловой энергии также будет расти, но более низкими темпами. Среднегодовой прирост потребления к 2020 г. составит по варианту ОАО «СО ЕЭС» 44,9 тыс. т у.т. и по варианту Правительства республики – 66,9 тыс. т у.т. При этом по варианту ОАО «СО ЕЭС» по электростанциям произойдет снижение на 6,5 тыс. т у.т. в среднем в год, по котельным – увеличение на 51,4 тыс. т у.т.; по варианту Правительства республики увеличение на 12,5 и 54,4 тыс. т у.т. соответственно. К концу прогнозного периода ожидается снижение объема потребления жидкого топлива для производства теплоэнергии по обоим вариантам. Рост потребности в топливе также в значительной степени будет обеспечиваться увеличением потребления природного газа (таблица 4.13.2, рисунки 4.13.3-4.13.5). По варианту ОАО «СО ЕЭС» увеличится на 9,6%, по варианту Правительства Республики Саха (Якутия) – на 25,1%.

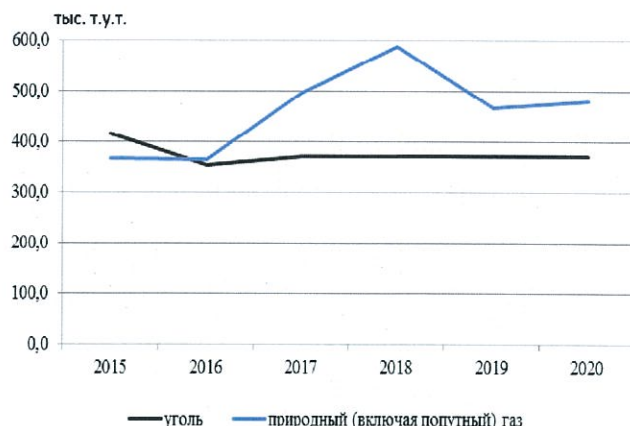
Таблица 4.13.2 – Прогноз потребности в топливе электростанций и котельных для производства тепловой энергии, тыс. т у.т

Вид топлива	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8
<b>Вариант ОАО «СО ЕЭС»</b>							
<i>Потребление топлива, всего</i>	2908, 2	2961, 4	3001, 8	3192, 0	3270, 3	3224, 8	3177, 7
в том числе:							
уголь	1767, 6	1834, 1	1861, 4	1917, 9	1941, 0	1964, 7	1984, 8
природный газ (включая попутный)	919,0	935,0	936,7	1086, 4	1145, 7	1078, 5	1007, 4
нефть (включая мазут и газоконденсат)	221,6	192,3	203,7	187,7	183,6	181,5	185,5
<i>Потребление электростанциями, всего, в том числе:</i>	776,1	782,8	732,3	869,1	916,7	820,4	737,2
уголь	386,2	414,7	370,1	370,1	386,1	386,1	386,1
природный газ (включая попутный)	390,0	368,2	362,1	498,9	530,5	434,3	351,0
<i>Потребление котельными, всего</i>	2132, 1	2178, 5	2269, 5	2322, 9	2353, 6	2404, 4	2440, 5
в том числе:							
уголь	1381, 4	1419, 4	1491, 3	1547, 7	1554, 9	1578, 6	1598, 7
природный газ (включая попутный)	529,1	566,8	574,5	587,5	615,2	644,3	656,3
нефть (включая мазут и газоконденсат)	221,6	192,3	203,7	187,7	183,6	181,5	185,5
<b>Вариант Правительства Республики Саха (Якутия)</b>							
<i>Потребление топлива, всего</i>	2908, 2	2961, 4	2999, 1	3204, 9	3335, 3	3254, 4	3309, 3
в том числе:							
<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8
уголь	1767, 6	1834, 1	1845, 4	1917, 9	1925, 0	1948, 7	1968, 8
природный газ (включая попутный)	919,0	935,0	944,7	1094, 1	1221, 4	1118, 9	1149, 7
нефть (включая мазут и газоконденсат)	221,6	192,3	209,0	192,9	188,8	186,8	190,8
<i>Потребление электростанциями, всего, в том числе:</i>	776,1	782,8	719,0	866,2	958,2	837,7	851,0
уголь	386,2	414,7	354,1	370,1	370,1	370,1	370,1
природный газ (включая попутный)	390,0	368,2	364,9	496,1	588,0	467,6	480,9
<i>Потребление котельными, всего</i>	2132, 1	2178, 5	2280, 1	2338, 7	2377, 1	2416, 7	2458, 3
в том числе:							
уголь	1381, 4	1419, 4	1491, 3	1547, 7	1554, 9	1578, 6	1598, 7
природный газ (включая попутный)	529,1	566,8	579,9	598,0	633,4	651,3	668,8
нефть (включая мазут и газоконденсат)	221,6	192,3	209,0	192,9	188,8	186,8	190,8





а)



б)

Рисунок 4.13.3 – Прогноз потребности в топливе для выработки тепловой энергии электростанциями (а) – вариант ОАО «СО ЕЭС», б) вариант Правительства республики, тыс. т у.т.



а)



б)

Рисунок 4.13.4 – Прогноз потребности в топливе котельными (а) – вариант ОАО «СО ЕЭС», б) вариант Правительства республики, тыс. т у.т.



а)



б)

Рисунок 4.13.5 – Прогноз потребности в топливе для выработки тепловой энергии (а) – вариант ОАО «СО ЕЭС», б) вариант Правительства республики, тыс. т у.т.

Прогноз суммарного потребления топлива электростанциями и котельными республики приведен в таблице 4.13.3. Среднегодовой темп прироста потребления в период 2014-2020гг. по варианту ОАО «СО ЕЭС» составит 2,8%, по варианту Правительства Республики Саха (Якутия) – 1,7%. В структуре топливного баланса ожидается постепенный рост доли природного газа с 35,7% в 2014 г. до 40,6% (вариант ОАО «СО ЕЭС») и 36,7% (вариант Правительства) в 2020 г. Доля угля увеличится с 49,5% до 52,5% (вариант ОАО «СО ЕЭС») и 55,8% (вариант Правительства). Доля жидкого топлива уменьшится с 9,0% до 6,9% по варианту ОАО «СО ЕЭС» и до 7,5% по варианту Правительства республики (см. таблицу 4.13.3, рисунок 4.13.6).

Таблица 4.13.3 – Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными, тыс. т у.т.

Вид топлива	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Вариант ОАО «СО ЕЭС»</b>							
<b>Потребление топлива на производство электро-, и теплоэнергии, всего</b>	<b>5233,5</b>	<b>5394,2</b>	<b>5778,6</b>	<b>6100,0</b>	<b>6342,4</b>	<b>6183,6</b>	<b>6142,7</b>
в том числе:							
уголь	2844,9	2985,0	3229,6	3286,9	3310,1	3206,6	3226,7
природный газ (включая попутный)	1907,4	1958,5	2082,9	2394,6	2616,8	2562,5	2495,6
нефть (включая мазут, газоконденсат, дизтопливо)	481,2	450,7	466,1	418,5	415,6	414,5	420,5
<b>Вариант Правительства Республики Саха (Якутия)</b>							
<b>Потребление топлива на производство электро-, и теплоэнергии, всего</b>	<b>5233,5</b>	<b>5394,2</b>	<b>5692,4</b>	<b>6068,1</b>	<b>6298,6</b>	<b>5786,9</b>	<b>5742,2</b>
в том числе:							
уголь	2844,9	2985,0	3199,9	3281,1	3288,2	3184,7	3204,8
природный газ (включая попутный)	1907,4	1958,5	2012,3	2361,5	2587,7	2180,5	2109,9
нефть (включая мазут, газоконденсат, дизтопливо)	481,2	450,7	480,3	425,5	422,6	421,6	427,5



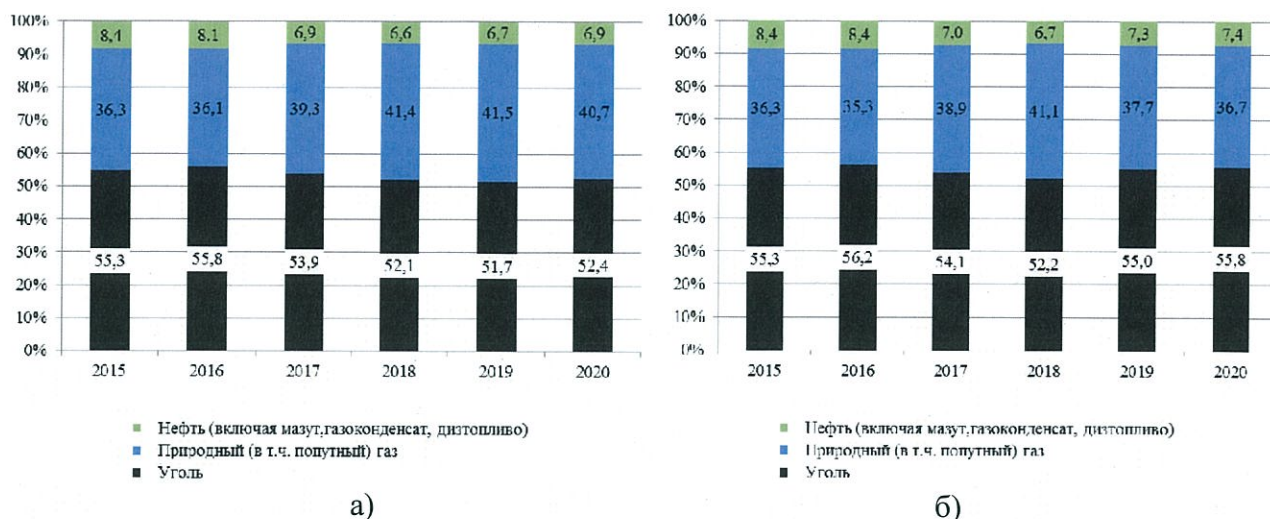


Рисунок 4.13.6 – Структура потребности в топливе электростанций и котельных (а) – вариант ОАО «СО ЕЭС», б) вариант Правительства республики, %

Различие в потреблении топлива обусловлено отличием сроков ввода ЯГРЭС-2 и ускоренными темпами вывода мощностей ЯГРЭС, имеющих значительно высокий удельный расход топлива.

#### 4.14 Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований

Схема теплоснабжения объекта согласно статье 2 Федерального закона «О теплоснабжении» – это документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В соответствии со статьей 29 Федерального закона «О теплоснабжении» наличие утвержденных схем теплоснабжения поселений, городских округов должно быть обязательно осуществлено до 31 декабря 2011 г.

По состоянию на 28 марта 2016 г. по данным министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) в 401 из 411 муниципальных образований республики схемы теплоснабжения разработаны и утверждены. На данный момент в разработке находятся схемы теплоснабжения муниципальных образований Абыйского, Аллаиховского, Алданского, Усть-Алданского и Хангаласского улусов (районов).

Общим для схем теплоснабжения муниципальных образований небольших населенных пунктов являются мероприятия по строительству/реконструкции тепловых сетей и в отдельных случаях реконструкция существующих источников тепловой энергии.

«Схемой теплоснабжения городского округа «Город Якутск» до 2032 года», утвержденной Постановлением окружной администрации города Якутска №34п от 03.03.14 г. и актуализированной версией на 2016 г. утвержденной постановлением Окружной администрации города Якутска №156п от 05.06.15 г., учитывается:

- строительство Якутской ГРЭС-2 тепловой мощностью 569,8 Гкал/ч;
- строительство пиковой водогрейной котельной на Якутской ГРЭС-1 мощностью 300 Гкал/ч;



- строительство квартальной котельной в Автодорожном округе (с выводом котельной «Чернышевского 60»);
- строительство блочно-модульной котельной «Пригород»;
- строительство блочно-модульной котельной 20,6 Гкал/ч «Дружба народов»;
- модернизация и оптимизация котельной «Лермонтова 200» (с выводом котельной «Гидромет», «Лермонтова 198»);
- модернизация котельной «Сергеляхское шоссе, 10 км»;
- модернизация котельной п. Табага;
- модернизация котельной 26 Гкал/ч «Покровский тракт 4 км»;
- реконструкция котельной «Абырал»;
- реконструкция котельной «Птицефабрика»;
- мероприятия по строительству и модернизации тепловых сетей и сетей ХГВС.

С учетом строительства Якутской ГРЭС-2 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.

При актуализации схемы теплоснабжения на 2017 г. будут рассмотрены предложения по изменению границ действия ЕТО в схеме теплоснабжения в связи с вводом новых тепловых источников Якутская ГРЭС-2 и ПВК на ЯГРЭС-1 и увеличением зоны покрытия от тепловых источников ПАО «Якутскэнерго».

Согласно Схеме теплоснабжения МО «Город Нерюнгри» Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия) на период до 2030 г., утвержденной 05.09.2014 г. постановлением Нерюнгринской городской администрацией, строительство или реконструкция новых источников тепловой энергии в городе не предусматривается, так как существующие источники имеют достаточно резерва мощности для подключения перспективной нагрузки.

Перспективная схема теплоснабжения МО «Город Мирный» Мирнинского района Республики Саха (Якутия), разработанная ООО «ЛЕКС-Консалтинг» в 2012 г., не предусматривает строительства новых источников тепловой энергии. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажа избыточных источников тепловой энергии (мощности) также не запланированы. Намечено строительство/реконструкция тепловых сетей и тепловых пунктов.

Согласно Схеме теплоснабжения МО «Город Алдан» Алданского района Республики Саха (Якутия) на период до 2029 г., утвержденной 26.10.2015 г. постановлением администрации муниципального образования «Алданский район» существующие источники теплоснабжения с учетом перспективного развития имеют резервы по тепловой мощности и покрывают присоединенные нагрузки с учетом перспективы. Вывод из эксплуатации источников тепловой энергии не планируется.

Согласно Схеме теплоснабжения МО «Город Томмот» Алданского района Республики Саха (Якутия) на период до 2029 г., утвержденной 17.09.2015 г. постановлением главы МО «Алданский район» источники теплоснабжения имеют



резервы тепловой мощности и покрывают нагрузки с учетом перспективы; вывод из эксплуатации источников тепловой энергии не планируется.

Согласно Схеме теплоснабжения МО «Город Ленск» Ленского района Республики Саха (Якутия) на период до 2029 г., утвержденной 27.05.2015 г. постановлением главы МО «Ленский район» строительство/реконструкция источников тепловой энергии не требуется, предусматривается вывод из эксплуатации котельной «Баня». Коэффициент использования установленной мощности при этом не будет превышать 65%.

Схема теплоснабжения МО «Город Удачный» Мирнинского района Республики Саха (Якутия), утвержденная 16.03.2015 г. постановлением администрации муниципального образования «Город Удачный» не предусматривает строительство новых источников тепловой энергии. Предлагается частичная реконструкция существующих электростанций с заменой котельных агрегатов с истекшим сроком эксплуатации.

#### **4.15 Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Республики Саха (Якутия)**

Теплоснабжение потребителей имеет высокую экономическую и социальную значимость. При этом суровые климатические условия накладывают повышенные требования к надежности и экономичности систем теплоснабжения.

Система теплоснабжения республики характеризуется высокой степенью износа оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей, сложностью доставки топлива, ненормативными потерями топлива при транспортировке, низкой надежностью теплоснабжения, а также низкой степенью использования установленной мощности, что показывает, с одной стороны, высокую степень резервирования источников теплоснабжения, а с другой, – неэффективность использования оборудования.

В соответствии с прогнозами по вводу мощностей, представленных ранее в параграфе 4.6, в Республике Саха (Якутия) планируется ввод новых мощностей на базе когенерационных источников энергии. В таблицах 4.15.1. и 4.15.2. приведены данные мероприятия.

Таблица 4.15.1 – Ввод и вывод тепловой мощности когенерационных установок, Гкал/ч (вариант ОАО «СО ЕЭС»)

Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ввод тепловой мощности на ТЭС</b>	<b>30</b>	<b>589</b>	<b>50</b>	<b>23,18</b>	<b>15,4</b>
Якутская ГРЭС-2		469			
Депутатская ТЭЦ				23,18	
ТЭЦ п. Зырянка		25			
ГТУ ТЭЦ Чаяндынское НГКМ	30		50		15,4
ГТУ-ТЭЦ Среднеботуобинское НГКМ		95			
<b>Вывод тепловой мощности на ТЭС</b>					



Таблица 4.15.2 – Ввод и вывод тепловой мощности когенерационных установок, Гкал/ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ввод тепловой мощности на ТЭС</b>	<b>30</b>	<b>589</b>	<b>50</b>	<b>128,18</b>	<b>15,4</b>
Якутская ГРЭС-2		469		105	
Депутатская ТЭЦ				23,18	
ТЭЦ п. Зырянка		25			
ГТУ ТЭЦ Чаяндынское НГКМ	30		50		15,4
ГТУ-ТЭЦ Среднеботуобинское НГКМ		95			
<b>Вывод тепловой мощности на ТЭС</b>		<b>50</b>	<b>50</b>	<b>389</b>	<b>137</b>
Якутская ГРЭС		50	50	224	137
Чульманская ТЭЦ				165	

Наибольший объем ввода новых тепловых мощностей электростанций 589 Гкал/ч планируется на 2017 г – ввод ЯГРЭС-2, мини-ТЭЦ п. Зырянка и ГТУ-ТЭЦ Среднеботуобинского НГКМ. В период до 2020 г. по варианту ОАО «СО ЕЭС» ввод второй очереди ЯГРЭС-2 не рассматривается. По варианту Правительства Республики Саха (Якутия) ввод второй очереди ЯГРЭС-2 запланирован в 2019 г. Полный ввод тепловых мощностей за 2016-2020 гг. по варианту ОАО «СО ЕЭС» составит 708 Гкал/ч, по варианту Правительства Республики Саха (Якутия) – 813 Гкал/ч. Выбытие тепловых мощностей по варианту Правительства РС (Я) планируется с постепенным выводом мощностей ЯГРЭС с 2017 г. по 2020 г., что суммарно составит 461 Гкал/ч.

В таблице 4.15.3. представлен перечень предусмотренных ПАО «Якутскэнерго» и АО «Якутская ГРЭС-2» мероприятий по строительству, реконструкции и демонтажу существующих когенерационных источников в г. Якутске на период до 2020 г.

Таблица 4.15.3 – Ввод и вывод тепловой мощности ПАО «Якутскэнерго» и АО «Якутская ГРЭС-2» г. Якутске, Гкал/ч

Показатель	Год			
	2017	2018	2019	2020
<b>Ввод тепловой мощности, всего</b>	<b>769</b>		<b>105</b>	
в том числе:				
<b>электростанции</b>	<b>769</b>		<b>105</b>	
Якутская ГРЭС-2	469		105	
ПВК ЯГРЭС-1	300			
<b>Вывод тепловой мощности, всего</b>	<b>110</b>	<b>98</b>	<b>224</b>	<b>137</b>
в том числе:				
<b>электростанции</b>	<b>50</b>	<b>98</b>	<b>224</b>	<b>137</b>
Якутская ГРЭС-1	50	50	224	137
<b>котельная ПАО «Якутскэнерго»</b>	<b>60</b>			



К 2030 г. рост теплопотребления в г. Якутске составит около 61,6 %, при этом он будет обеспечиваться за счет увеличения жилищного (рост ок. 70%) и общественного фонда, а также ростом численности населения<sup>10</sup>. Значительный объем ввода жилой площади в городе планируется в зоне теплоснабжения ЯГРЭС-1 (в т.ч. застройка ООО Инвестиционная компания “Экотехнологии строительства Чжода” 2, 4 и 17 кварталов). Таким образом, нагрузка на контуре ЯГРЭС-1 может достигнуть к 2021 г. 364 Гкал.

Для покрытия дефицита тепловой мощности, в связи с предполагаемым приростом нагрузки и выводом мощностей ЯГРЭС-1, к 2017 г. необходим ввод дополнительной тепловой мощности в объеме 300 Гкал/ч в узле ЯГРЭС-1 (пиковой котельной). Тепловая мощность станции к 2020 г. составит 87 Гкал/ч.

Ввод в эксплуатацию мощностей ЯГРЭС-2 планируется осуществить в два этапа, при этом в 2017 г. предполагается ввод 469 Гкал/ч., а в 2019 г. тепловая мощность станции составит 574 Гкал/ч.

Тепловую мощность ЯГРЭС-2 составят семь водогрейных котлов-утилизаторов (КУВ) единичной мощностью 42,9 Гкал/ч., а также три водогрейных пиковых котла единичной мощностью 100 Гкал/ч.

При увеличении тепловой мощности вновь вводимой Якутской ГРЭС-2 появляется возможность закрытия неэффективных котельных в зоне обслуживания станции. В связи с размещением Якутской ГРЭС-2 отдаленно от существующих электростанций предполагается строительство магистральных тепловых сетей протяженностью около 8,1 км.

Строительство мини-ТЭЦ на угле является альтернативой для децентрализованных районов, расположенных вдоль водных путей, что сокращает затраты на доставку топлива и, тем самым, себестоимость производства электрической и тепловой энергии. В настоящее время ведется строительство мини-ТЭЦ на угле в п. Зырянка. В 2015 г. объявлен аукцион по общестроительным работам главного корпуса и топливоподачи. Ввод в эксплуатацию этой станции установленной тепловой мощностью 25 Гкал/ч предполагается в 2017 г.

Наличие природного газа в топливном балансе республики предполагает возможность строительства газотурбинных станций или переоборудование в станции котельных путем газотурбинной надстройки. Строительство ГТУ-ТЭЦ может быть целесообразным в крупных поселках, расположенных вдоль трассы газопровода, в электроизолированных районах. Кроме того, можно рассмотреть сооружение распределенной генерации энергии у конечных потребителей распределительных электрических сетей для повышения надежности энергоснабжения. Целесообразность переоборудования котельных в ГТУ-ТЭЦ требует детальной проработки, а также будет зависеть от удаленности населенного пункта от газопровода, включения поселка в программу газификации, наличия электрических сетей, существующих электрических и тепловых нагрузок потребителей. В рассматриваемый период на территории республики планируется разработка новых и расширение добычных возможностей существующих нефтегазовых месторождений. В связи с этим потребуются строительство и расширение крупных источников энергоснабжения на Чаяндинском и Среднеботуобинском НГКМ.

<sup>10</sup> Схема теплоснабжения городского округа "город Якутск". Актуализация на 2016 г.



В период до 2020 г. при разработке Эльгинского угольного месторождения будут введены крупные объекты энергоснабжения. Проектом освоения месторождения для обеспечения надежного теплоснабжения промышленного производства планируется ввод в эксплуатацию котельной. В котельной устанавливаются 3 водогрейных котла теплопроизводительностью по 30 Гкал/ч каждый и 2 паровых котла теплопроизводительностью по 15 т/ч пара каждый. Суммарная установленная тепловая мощность составит 107 Гкал/ч.

Расширение существующих и разработка новых месторождений полезных ископаемых потребует также ввода в эксплуатацию новых промышленных котельных. В Южно-Якутском энергорайоне в рассматриваемый период планируется развитие крупных промышленных производств в связи с расположением в непосредственной близости угольных разрезов, теплоснабжение данных промышленных объектов предполагается осуществлять на базе угольных котельных. Теплоснабжение промышленных объектов, расположенных в децентрализованной зоне электроснабжения, будет обеспечено за счет установки котлов-утилизаторов на дизельные электростанции. Это связано с отдаленным расположением данных промышленных объектов, а также со сравнительно невысоким уровнем теплопотребления данного вида промышленных производств.

#### 4.16 Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований

Протяженность тепловых сетей в республике в 2014 г. составила 3,77 тыс. км, причем 82,2% из них распределительные сети диаметром до 200 мм. Согласно статистическим данным (формы Росстата 1-ТЕП) износ тепловых сетей в 2014 г. не превысил 21,1%, в действительности фактический уровень износа значительно выше. Основная доля эксплуатируемых тепловых сетей (около 65%) принадлежит АО «Теплоэнергосервис» и ГУП «ЖКХ РС (Я)», обеспечивающим теплоснабжение потребителей в различных районах республики. По данным ГУП «ЖКХ РС (Я)», в ведении которого находится более трети тепловых сетей республики, их износ составляет 57%.

Данные по протяженности тепловых сетей различной ведомственной принадлежности представлены в таблице 4.16.1.

Таблица 4.16.1 – Протяженность тепловых сетей (состояние 2014 г.)

Предприятие, ведомство	Протяженность тепловых сетей, км			Износ, %
	Всего	из них:		
		магистральные	внутриквартальные	
ПАО «Якутскэнерго»	416,3	156,6	290,6	38
АО «Сахаэнерго»	77,3		77,3	н/д
ОАО «ДГК»	152,9	94,9	58,3	н/д
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	1478,3			57
АО «Теплоэнергосервис»	959,2	464,4	494,8	н/д
АК «АЛРОСА» (ПАО)	548,3	94,2	451,2	53
Прочие ведомства	138,3	н/д	н/д	н/д
Всего	3770,6	614,8	3098,2	21,1

Источник: годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго» за 2014 г., годовые отчетные данные ОАО «ДГК», АО «Теплоэнергосервис», ГУП «ЖКХ РС (Я)», АК «АЛРОСА» (ПАО) за 2014 г.



Прокладка тепловых трасс во многих районах республики надземная, тепловая изоляция трубопроводов выполнена минватой, ПСХТ. Изоляция на некоторых участках находится в неудовлетворительном состоянии, что приводит к дополнительным тепловым потерям в сетях. Количество участков тепловых трасс, не утепленных надлежащим образом, составляет от 40 до 60%. 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 4.16.2.

Увеличение протяженности тепловых сетей к 2020 г. составит порядка 1%, однако данные приведены без учета их строительства для новых источников теплоснабжения промышленных предприятий. В связи с отсутствием достоверной информации о размещении источников теплоснабжения на промплощадках остается невозможным оценить примерную протяженность тепловых сетей. По предоставленной информации компаниями собственниками тепловых сетей (ПАО «Якутскэнерго», АО «Теплоэнергосервис», АО «Сахаэнерго», ГУП «ЖКХ РС (Я)», ПТВС АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «ДГК») в период с 2016 по 2020 гг. строительство новых тепловых сетей составит 36,5 км, модернизация существующих тепловых сетей – 511,0 км. В соответствии с представленной динамикой замены тепловых сетей уровень износа останется практически неизменным.

Таблица 4.16.2 – Прогноз развития теплосетевого хозяйства на 5-летний период

Показатель	Год						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Протяженность тепловых сетей, км, всего</b>	3770,6	3785,7	3791,2	3798,3	3802,2	3800,0	3801,1
<b>Строительство новых тепловых сетей, км</b>		10,5	12,2	11,1	2,8		
в том числе:							
ПАО "Якутскэнерго"			4,5	0,9	2,8		
АО "Теплоэнергосервис"		10,5	7,7	8			
ОАО «ДГК»				2,2			
<b>Модернизация существующих тепловых сетей, км</b>	174,0	89,0	86,2	104,6	105,8	114,2	11,2
в том числе:							
АО «Сахаэнерго»			2,7	3,5	3,5	4,0	4,9
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	174	89	74	96	97	104	
ПТВС АК «АЛРОСА» (ПАО)			3,6	3,8	3,7	3,6	3,7
ОАО «ДГК»			5,9	1,3	1,6	2,6	2,6
<b>Износ тепловых сетей, %</b>	21,1	20,0	21,2	21,9	22,1	21,9	21,4

Источник: ИПР ПАО «Якутскэнерго», АО «Теплоэнергосервис», АО «Сахаэнерго», ГУП «ЖКХ РС(Я)», ПТВС АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «ДГК».

В связи с этим необходимо рекомендовать энергоснабжающим предприятиям при разработке программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.



#### **4.17. Принципиальная схема и карта-схема размещения объектов электроэнергетики на 2016 – 2020 гг. и 2025 г.**

Приведенные в работе принципиальные схемы разработаны на основе принципиальных схем электрических соединений сетей 110 кВ и выше по состоянию на 01.01.2016 г. ЗЭР, ЦЭР, полученных от ПАО «Якутскэнерго», и ЮЯЭР республики Саха (Якутия), полученной от филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока.

При разработке перспективных принципиальных схем учтены мероприятия по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше Якутской энергосистемы в период 2016-2020 годы и 2025 г., в соответствии с данными раздела 4 настоящего тома.

Кроме того, для наглядного отображения электрических сетей 110 кВ и выше разработаны карты-схемы существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов Якутской энергосистемы в период 2016-2020 годы и в 2025 г., учитывающие географическое расположение электросетевых объектов (приложение 4.8 и приложение 4.9).

Принципиальные схемы с учетом существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов Якутской энергосистемы в период 2016-2020 годы и в 2025 г. приведены на чертежах в приложении 4.10, 4.11.

#### **Принципиальная схема и карта-схема размещения объектов электроэнергетики на 2016– 2020 гг.**

Развитие электрических сетей 220 кВ Якутской энергосистемы в период 2016-2020 года обусловлено в основном электроснабжением нефтепроводной системы ВСТО и газопроводной Сила Сибири.

Доведение до проектной мощности нефтепроводной системы ВСТО, реализация проекта газопроводной системы Сила Сибири, проходящих в значительной части по территории Республики Саха (Якутия) предопределило развитие электрических сетей, в основном 220 кВ, в Якутской энергосистеме.

Одним из крупных поставщиков природного газа в газопроводную систему Сила Сибири является вновь разрабатываемое месторождение на территории Республики Саха (Якутия) – Чаяндинское НГКМ. Электроснабжение Чаяндинское НГКМ будет осуществляется по двум ВЛ 220 кВ от ПС Пеледуй.

На месторождении предусматривается строительство двух собственных электростанций установленной мощности 17,5 и 72 МВт, работающих без выдачи электроэнергии в сеть Якутской энергосистемы. Электрическая нагрузка Чаяндинского НГКМ, присоединяемая к Якутской энергосистеме составляет 51 МВт, распределительные сети к электроприемникам месторождения выполняются на напряжении 110 кВ и ниже.

Принципиальная схема электрических сетей 110-220 кВ Чаяндинского месторождения приведена в приложении 4.15.

Для электроснабжения нефтепроводной системы ВСТО до 2020 года будет завершено строительство энергомоста напряжением 220 кВ вдоль трассы нефтепровода Усть-Кут – Пеледуй – Олекминск – Нижний Куранах –



Нерюнгринская ГРЭС – Тында. Практически на всех ПС 220 кВ при НПС увеличивается трансформаторная мощность.

Для электроснабжения компрессорных станций (КС) №№1-5 газопроводной системы Сила Сибири, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), предусмотрено строительство подстанций 220 кВ, подключаемых к указанному выше энергомосту 220 кВ.

Перечень ввода новых и реконструкции существующих объектов для электроснабжения нефтепроводной системы ВСТО и газопроводной Сила Сибири приведены в таблице 4.17.1.

Таблица 4.17.1 Перечень вводимых и реконструируемых объектов для электроснабжения нефтепроводной системы ВСТО и газопроводной Сила Сибири

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта
1	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-11	2х40 МВА	2019
2	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-12	2х40 МВА	2017
3	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-13	2х40 МВА	2017
4	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-14	2х40 МВА	2017
5	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-15	2х40 МВА	2017
6	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-16	2х32 МВА	2017
7	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-17	2х40 МВА	2018
8	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19	2х40 МВА	2019
9	ПС 220 кВ КС-1, две одноцепные ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 до ПС КС-1	2х10 МВА, 2х7,104 км	2019
10	ПС 220 кВ КС-3, две одноцепные ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ НПС-15 – Нижний Куранах до ПС КС-3	2х10 МВА, 2х7,254 км	2017
11	ПС 110 кВ КС-4, две одноцепные ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18 до ПС КС-4	2х10 МВА, 2х7,572 км	2019
12	ПС 220 кВ КС-5, две одноцепные ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында до ПС КС-5	2х10 МВА, 2х12,6 км	2019

Для объединения изолировано работающих энергорайонов Центральный и Южно-якутский в 2016 году планируется ввести в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Томмот – Майя с ПС Томмот и ПС Майя.

Для выдачи мощности Якутской ГРЭС-2 в Центральном энергорайоне предусмотрена реконструкция существующих ВЛ 110 кВ и строительство новых ВЛ 110 кВ.

Увеличение надежности электроснабжения потребителей в Айхальском районе выполняется реконструкция объектов 220 кВ, установка ИРМ.

Ликвидация «узкого места» в энергоснабжении Сунтаро – Олекминского района, где имеют место ограничения потребителей при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар предлагается данной работой строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба, второй цепи Районная – Сунтар и второй цепи ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная.

**Принципиальная схема и карта-схема размещения объектов электроэнергетики на 2025 г.**

Развитие электрических сетей Якутской энергосистемы на 2025 г. обусловлено присоединением Талаканской ГТЭС к электрическим сетям 220 кВ

ЕНЭС России, сооружением вставки несинхронной связи на ПС 220 кВ Пеледуй, развитием сетей 110-220 кВ в направлении Хандыга – Джебарики-Хая с дальнейшим объединением с Магаданской энергосистемой, развитием электрической сети 110-220 кВ в узле Нюрба – Вилуйск – Якутск и вводом других не менее значимых объектов.