



УКАЗ

ЫЙААХ

г. Якутск

Дьокуускай к.

**О схеме и программе развития электроэнергетики Республики
Саха (Якутия) на 2017-2021 годы**

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

1. Утвердить прилагаемые схему и программу развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2017-2021 годы согласно приложению к настоящему Указу (далее - Схема и Программа).

2. Признать утратившим силу Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 29 июня 2016 г. № 1248 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2016-2020 годы».

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

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

5. Контроль исполнения настоящего Указа возложить на Председателя Правительства Республики Саха (Якутия) Чекина Е.А.

6. Опубликовать настоящий Указ в официальных средствах массовой информации.

Глава
Республики Саха (Якутия)



Е.БОРИСОВ

г. Якутск

19 мая 2017 года

№ 1908



УТВЕРЖДЕНЫ

Указом Главы
Республики Саха (Якутия)
от 19 мая 2017 г. № 1908

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) НА 2017-2021 ГОДЫ

ВВЕДЕНИЕ

Цель научно-исследовательской работы определена техническим заданием и формулируется следующим образом:

- создание условий для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Республики Саха (Якутия);
- предотвращение возникновения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Саха (Якутия) наиболее эффективными способами с учетом максимальных и минимальных режимов работы, необходимого технологического резерва, основных технологических ограничений перетока электрической мощности;
- определение необходимости размещения новых и реконструкции существующих линий электропередачи и подстанций для обеспечения:
 - баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме;
 - выдачи мощности электрических станций;
 - предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности в Западном, Центральном и Южном энергорайонах энергосистемы Республики Саха (Якутия);
 - повышения пропускной способности электрических сетей в энергосистеме Республики Саха (Якутия);
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия);
- обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры и социально-экономического развития Республики Саха (Якутия).

Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2017-2021 годы выполнена с учетом требований «Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823), «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 281) и «Методических указаний по устойчивости энергосистем» (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 277).

В работе учтены следующие основные принципы согласно техническому

заданию:

- схема основной электрической сети Республики Саха (Якутия) должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие в условиях роста нагрузки и развития электростанций;
- схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь) (принцип «N-1»);
- схема и параметры системообразующих и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при нормальной схеме сети и при отключении одной ВЛ или трансформатора/автотрансформатора (принцип «N-1» для потребителей).

При выполнении работы учитывались следующие документы:

- Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг., утвержденная приказом Минэнерго России от 01.03.2016 № 147.
- Документы территориального планирования Республики Саха (Якутия) органов местного самоуправления и муниципальных районов;
- Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 29.06.2016 № 1248 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2016-2020 годы»;
- Методические рекомендации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, утвержденные протоколом совещания Министерства энергетики Российской Федерации от 09.11.2010 № АШ - 369пр.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

1.1. Географическое положение

Республика Саха (Якутия) является самым крупным субъектом Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа. Расстояние от Якутска до Москвы — 8468 км. В составе республики 445 муниципальных образований, в том числе 34 муниципальных района, 2 городских округа, 48 городских и 361 сельское поселение.

Общая площадь континентальной и островной частей составляет 3,1 млн км². Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Свыше 40 % территории находится за Северным полярным кругом и практически вся территория - в зоне вечной мерзлоты. Значительную часть Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Климат суровый, резко-континентальный.

Республика богата водными ресурсами: здесь расположены свыше 800 тыс. озер и почти 700 тыс. рек общей протяженностью около 2 млн км. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма.

1.2. Население

Численность населения в Республике Саха (Якутия) по состоянию на 1 января 2016 г. составляла 959,7 тыс. чел., что незначительно (на 0,15%) превысило показатель 2011 г. Последнее время 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).

Территория республики характеризуется малой заселенностью: средняя плотность населения на 01.01.2016 составила 0,31 чел./кв. км, что в десятки раз ниже, чем в среднем по России.

Основная часть населения (65,4 %) проживает в городах, количество городских жителей постоянно растет. В Республике Саха (Якутия) насчитывается 13 городов: Якутск, Мирный, Нерюнгри, Нюрба, Покровск, Алдан, Томмот, Верхоянск, Вилюйск, Ленск, Удачный, Олекминск, Среднеколымск. Численность населения самого крупного г. Якутска составляет более 303 тыс. чел., суммарная численность населения остальных городов республики – свыше 199 тыс. чел.

Распределение населения республики по муниципальным районам приведено в таблице П.1.1 приложения 1.1.

1.3. Экономика

В течение 2015 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 2015 г. составляла 20,2 % (2 место после Сахалинской области).

По уровню производства ВРП на душу населения в 2015 г. (782,6 тыс. руб.) республика занимала четвертое место по ДФО после Сахалинской, Магаданской областей и Чукотского автономного округа и девятое место в России.

В период с 2011-2015 гг. объем валового регионального продукта в текущих ценах увеличился в 1,5 раза и составил 752,0 млрд руб. В сопоставимых ценах 2011 г. его рост за этот же период составил 109,4 % (таблица 1.3.1, рисунок 1.3.1).

В структуре валового регионального продукта в 2015 г. наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 53,0 %. Основной отраслью, характеризующей специализацию республики, остается горнодобывающая промышленность (добыча алмазов, золота и угля), доля остальных отраслей в 2015 г. сократилась на 2 - 5 пунктов по сравнению с 2010 г. (рисунок 1.3.2).

Таблица 1.3.1 – Динамика валового регионального продукта

Показатель	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Валовой региональный продукт, в текущих ценах, млрд руб.	486,8	541,3	569,1	660,2	752,0
Темп роста ВРП, % к предыдущему году, в сопоставимых ценах	107,1	103,2	100,9	103,2	101,8
Валовой региональный продукт, в сопоставимых ценах 2011 г., млрд руб.	486,8	502,4	506,9	523,1	532,5
Темп роста ВРП, % к 2011 г., в сопоставимых ценах	100,0	103,2	104,1	107,5	109,4

Источник: Экономика Якутии 2010-2015 гг. Министерство экономики РС(Я)

Сальдированный финансовый результат (прибыль минус убыток) деятельности организаций составил 24,8 млрд руб. В объеме инвестиций в основной капитал собственные средства заняли 56,3%, привлеченные средства – 43,7%. Объем финансовых вложений, поступивших в экономику республики, составил 966,3 млрд руб.

Сальдо прямых иностранных инвестиций по данным Банка России составило 439 млн долл. США. Внешнеторговый оборот республики - 3972,6 млн долл. США, в том числе экспорт – 3785,6 млн долл. США или 75 % к уровню 2014 г., импорт – 187 млн долл. США, что в 2,5 раза выше уровня 2014 г.

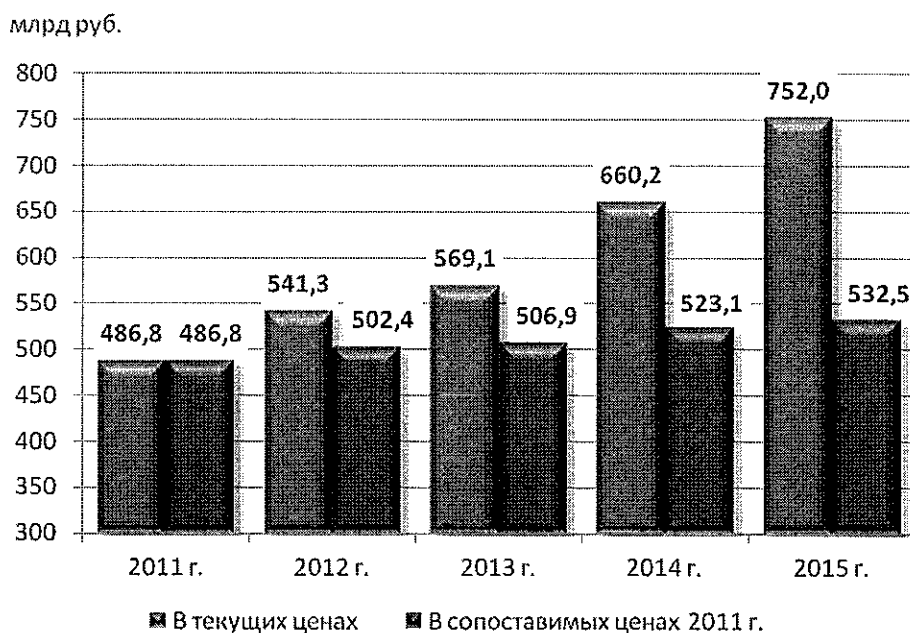


Рисунок 1.3.1 – Производство ВРП в текущих и сопоставимых ценах, млрд руб.¹

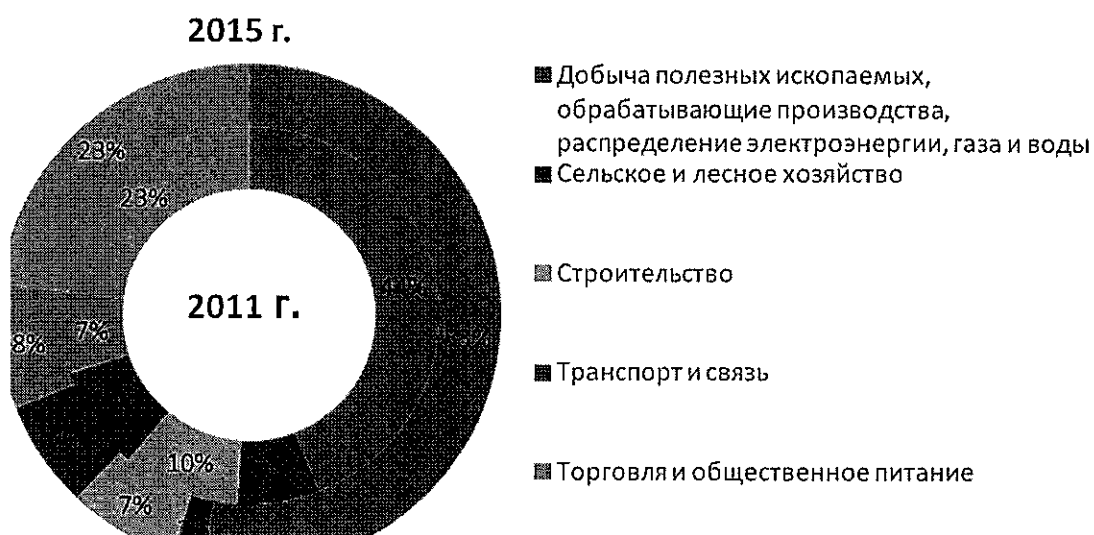


Рисунок 1.3.2 – Отраслевая структура ВРП в 2011 г. и 2015 г., %²

¹ Экономика Якутии 2011-2015 гг. Министерство экономики РС(Я)

² Экономика Якутии 2010-2015 гг. Министерство экономики РС(Я)

(1) Промышленность

В 2015 г. на территории Республики Саха (Якутия) промышленное производство осуществляли 2500 организаций и территориально-обособленных структурных подразделений. Объем отгруженных товаров по сравнению с 2011 г. увеличился в 1,72 раза. В этот период по объему отгруженной продукции в промышленном производстве Дальневосточного федерального округа республика находится на втором месте после Сахалинской области.

Стоимость основных фондов в промышленности за 2011-2015 гг. увеличилась в 1,78 раза, среднегодовая численность работников возросла на 1,3 %. Наблюдается спад рентабельности предприятий по добыче полезных ископаемых на 15,5 пунктов в 2015 г. по сравнению с 2011 г. Нерентабельной остается сфера производства и распределения электроэнергии, газа и воды (таблица 1.3.2).

Индекс промышленного производства республики составил 103,8%, рост в основном обеспечен значительной положительной динамикой по добыче нефти (108,5%) и алмазов (105%). За 2015 г. в республиканский и местные бюджеты от алмазодобывающих предприятий поступило около 38,5 млрд рублей налоговых платежей, что составляет 35,7% налоговых доходов консолидированного бюджета республики. В отрасли занято более 29,6 тыс. человек, что составляет 6,3% от общего числа занятых в Республике Саха (Якутия).

В структуре промышленного производства в 2015 г. по объему отгруженных товаров на добычу сырой нефти и природного газа приходится 29,3% (рисунок 1.3.3). В этот же год предприятия нефтяной отрасли республики добыли 9450,6 тыс. т нефти, включая газовый конденсат, обеспечив рост на 8,6% к уровню 2014 г. и на 71,4% к уровню 2011 г. (рисунок 1.3.4). Более 88% всей добываемой нефти на территории Республики Саха (Якутия) добывается с месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». Обустройство центрального блока Среднеботуобинского НГКМ находится в начальной стадии.

В 2015 г. добыто 1955 млн куб. м газа, динамика изменений объемов добычи газа не превышает 5% с 2011 г. Сетевой газ поставляется в 90 населенных пунктов в девяти улусах (районах): (Верхневилуйский, Вилуйский, Горный, Кобяйский, Намский, Хангаласский, Мегино-Кангаласский, Мирнинский, Ленский) и г. Якутск с пригородами. Роль республики в производстве и потреблении топливно-энергетических ресурсов в Дальневосточном федеральном округе показана в Приложении 1.2.

В Западной Якутии с учетом начала формирования Якутского центра газодобычи (началом эксплуатации Чаяндынского НГКМ и вводом в эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири») для двух существующих газотранспортных систем Западной Якутии (от Северного блока Среднеботуобинского месторождения и от Отраднинского месторождения) после 2019 г. появится возможность присоединения к газотранспортной системе «Сила Сибири» и выхода на внешние рынки поставки природного газа.

Таблица 1.3.2 – Основные показатели промышленности

Показатель	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Число действующих организаций (на конец года), ед.	2150	2414	2526	2496	2500
Объем отгруженных товаров собственного производства, млрд руб., в том числе:	356,6	391,0	416,6	497,5	599,3
– добыча полезных ископаемых	285,8	317,1	338,7	407,1	501,4
– обрабатывающие производства	28,0	28,0	27,8	33,7	32,5
– производство и распределение электроэнергии, газа и воды	42,8	45,9	50,1	56,7	65,4
Индекс промышленного производства, % к предыдущему году	116,1	109,0	106,2	104,9	103,8
Основные фонды (по полной учетной стоимости, на конец года), млрд руб.	452,1	484,7	566,8	657,6	804,2
Среднегодовая численность занятых, тыс. чел.	93,7	93,7	93,6	93,6	94,9
Инвестиции в основной капитал, млрд руб.	73,6	99,5	92,6	91,1	101,6
Рентабельность проданных товаров, %, в том числе:					
– добыча полезных ископаемых	74,6	59,8	42,2	49,8	59,1
– обрабатывающие производства	-1,2	1,7	0,1	3,2	2,5
– производство и распределение электроэнергии, газа и воды	-6,8	-14,9	-16,0	-12,0	-12,7

Источник: ДСП: Промышленное производство в РС (Я). 2016: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2016.

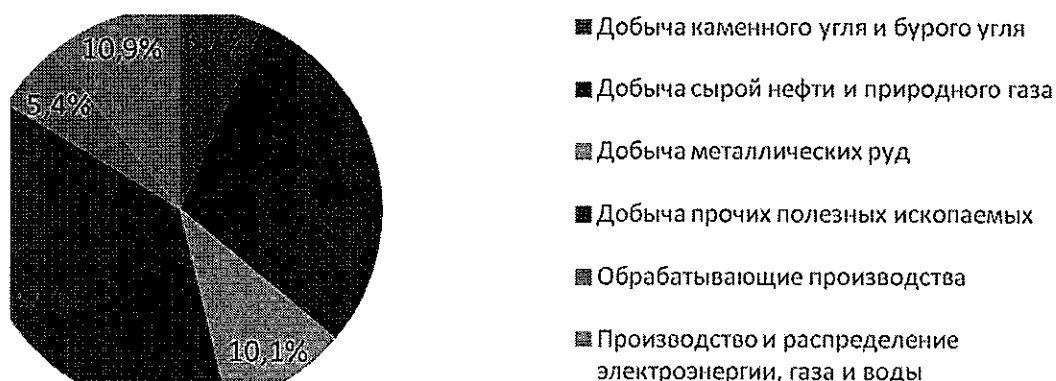


Рисунок 1.3.3 – Структура производства промышленной продукции (состояние 2015 г.), %³

³ ДСП: Промышленное производство в РС(Я). 2016: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2016.

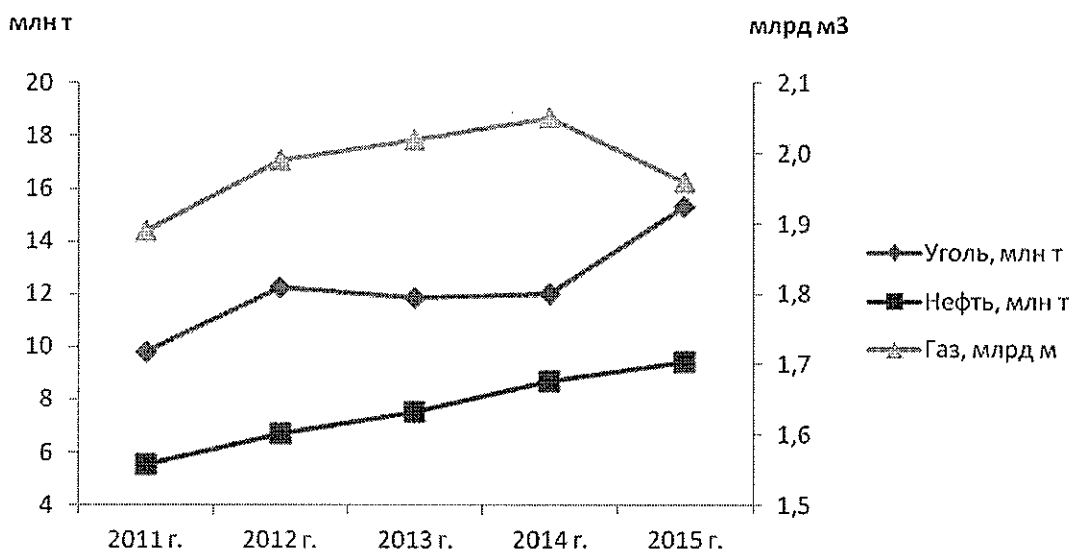


Рисунок 1.3.4 – Динамика добычи энергоресурсов⁴

(2) Транспорт

Всеми видами транспорта за 2015 г. перевезено 29,2 млн т груза или 109,9 % к 2014 г. (без учета трубопроводного транспорта). Рост показателя наблюдается на автомобильном транспорте на 9,7 %, железнодорожном - на 35,7 %. Грузооборот всех видов транспорта составил 5 088,1 млн т км или 100,5 % к 2014 г. (без учета трубопроводного транспорта). Отмечается снижение показателя на воздушном транспорте на 14,9 % и водном транспорте на 9,6 %. В структуре грузооборота существенную долю занимают автомобильный (42 %) и водный транспорт (49 %). Объем перевозок пассажиров составил 94,1 млн человек (99,8 % к 2014 г.), пассажирооборот транспорта составил 3 098,4 млн пассажиро·км (80,8 % к 2014 г.).

По итогам 2015 г. среди 9 регионов Дальневосточного федерального округа по объему грузоперевозок и пассажирообороту Республика Саха (Якутия) занимает третье место после Хабаровского и Приморского краев и второе место по объемам грузооборота пассажироперевозок после Хабаровского края.

По состоянию на 1 января 2016 г. протяженность автодорог общего пользования на территории республики составляет 36,9 тыс. км, из них с твердым покрытием 9,5 тыс. км (25,8 %), грунтовых и автозимников - 27,4 тыс. км (74,1 %). По территории Республики Саха (Якутия) проходят три федеральные автодороги протяженностью общего пользования 3,6 тыс. км: «Лена» (Большой Невер-Томмот-Якутск), «Колыма» (Якутск-Магадан) и «Вилуй» (строящаяся от автомагистрали «Байкал» до Якутска). В основу сети автомобильных дорог общего пользования регионального значения входят автодороги «Амга», «Кобяй», «Умнас», «Анабар», «Яна» и другие протяженностью 12,5 тыс. км, из них с твердым покрытием – 3,4 тыс. км (27,2 %), автозимников – 9,1 тыс. км (72,4 %). Протяженность дорог муниципального значения составила 20,8 тыс. км, из них грунтовых 7,3 тыс. км (35 %) и автозимников 8 тыс. км. (38,5%). Введено в эксплуатацию по строительству и реконструкции – 98,4 км автодорог и 1 036,6 п.м искусственных

⁴ ДСП: Промышленное производство в РС(Я). 2016: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2016.

сооружений, по капитальному ремонту – 155,1 км автодорог и 174,8 п.м искусственных сооружений, отремонтировано – 210,3 км автодорог и улиц и 2311,9 п.м искусственных сооружений.

Объемы перевозок водным транспортом в 2015 г. снизились относительно 2014 г. и составили: грузов - 2708,4 тыс. т н. (93 %), грузооборот - 2482,9 млн т·км (90 %), пассажиров - 310,4 тыс. чел. (87 %), пассажирооборот – 22,3 млн пассажиро·км (85 %). Продолжено субсидирование социально значимых речных перевозок: выполнено 277 рейса, перевезено 14,2 тыс. пассажиров по 15 линиям с охватом около 87 населенных пунктов, освоено 48,4 млн рублей. В 2015 г. в перечень социально значимых линий включены новые маршруты: Нижнеянск – Усть-Янск – Казачье - Усть-Куйга – Нижнеянск. Всего в навигацию 2015 г. введено в эксплуатацию 692 ед. флота, перегрузочной техники, вспомогательных и путейских судов, в том числе 231 ед. судов технического флота, 379 ед. грузового флота, 35 ед. порталных кранов и 47 ед. пассажирских судов. В процессе завоза грузов участвовало 461 ед. флота.

География полетов республиканских авиакомпаний насчитывает порядка 50 магистральных маршрутов, при этом маршрутная сеть авиаперевозок, выполняемых из аэропортов республики Якутск, Мирный, Полярный, сформирована из 180 местных воздушных линий, из которых 157 (88 %) субсидируется из государственного бюджета Республики Саха (Якутия). На местных направлениях перевозится в среднем 277 тыс. пассажиров в год, что составляет 24 % от общего объема авиаперевозок. Отмечается ежегодный рост пассажирских авиаперевозок на местных линиях, что обусловлено реализацией мер государственной поддержки путем субсидирования данных направлений. Республиканскими авиакомпаниями с учетом ПАНХ перевезено 1 195,3 тыс. пассажиров (76,7 % к 2014 г.), 28,3 тыс. т грузов (86 %).

Увеличение объемов перевозок грузов (на 762,15 тыс. т или 135,2 %) связано с ростом объемов перевозок угля на юг угледобывающими предприятиями республики. В 2015 г. относительно 2014 г. наблюдается: снижение объемов перевозок грузов по нефтепродуктам – 257,6 тыс. т (-10,7 %), по продовольствию – 60,2 тыс. т (-15,1 %), рост объемов перевозок отмечен по строительным грузам – 297,6 тыс. т (+16,7 %), прочим грузам – 212,1 тыс. т (+7,5 %) и грузам в контейнерах – 179,8 тыс. т (+5,3 %). Объем перевозок пассажиров составил 81,6 тыс. чел. (91,9%), пассажирооборот – 35,8 млн пассажиро·км (134,8 %).

(3) Строительство

Строительство жилья в Республике Саха (Якутия) имеет относительно высокие темпы роста. В 2015 г. введено 2672 здания общей площадью 802,8 тыс. м², из них жилых домов и общежитий 2508 зданий жилой площадью 672,1 тыс. м², что на 58,9 % больше показателя общей площади и на 82,3 % больше жилищной площади в 2011 г. Всего в 2015 г. построено 8746 квартир со средней площадью 62,5 м². На 1000 жителей в среднем по республике введено 570 м² общей площади.

Общий жилищный фонд на конец 2015 г. составил 20629,7 тыс. м², из них городской фонд занимает 64 %. Площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя, составила 21,5 м². На долю деревянного жилищного фонда приходится 58,2 %.

Удельный вес ветхого и аварийного жилья по состоянию на 2015 г. составляет 16,6 % от общего фонда жилья, что больше на 3 % показателя 2011 г. В этом же году улучшили жилищные условия 2712 семей, что составило 9,5 % от общего числа семей, состоявших на учете в качестве нуждающихся в жилых помещениях.

За счет всех источников в 2015 г. введено 69 социальных объектов, в том числе 12 школ, 23 детских сада, 8 объектов здравоохранения, 5 объектов физкультуры и спорта, 18 объектов культуры, 3 объекта соцобслуживания.

(4) Сфера обслуживания

В 2015 г. населению республики оказано платных услуг на 70,8 млрд руб., что соответствует уровню 2011 г. в сопоставимых ценах к 2011 г. (таблица 1.3.3). Сохраняется значительная дифференциация объема платных услуг населению по районам республики. Удельный вес оказанных платных услуг жителям города Якутска составляет 69% в общем объеме услуг Республики Саха (Якутия) за 2015 г., что является отражением дифференциации в доходах сельского и городского населения. В Дальневосточном федеральном округе доля объема платных услуг республики на протяжении значительного периода лет составляет около 15 % и является третьим показателем после Приморского и Хабаровского краев.

Таблица 1.3.3 – Динамика объема платных услуг

Показатель	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Объем платных услуг населению, в текущих ценах, млрд руб.	52,0	55,1	62,2	67,7	70,8
Темп роста объема платных услуг населению, % к предыдущему году, в сопоставимых ценах	101,8	103,1	100,8	100,1	96,1
Объем платных услуг населению, в сопоставимых ценах 2011 г., млрд руб.	52,0	53,6	54,1	54,1	52,0
Темп роста ВРП, % к 2011 г., в сопоставимых ценах	100,0	103,1	103,9	104,0	100,0

Источник: Экономика Якутии 2010-2015 гг. Министерство экономики РС(Я)

В структуре расходов населения на оплату услуг в 2015 г., как и в предыдущие годы, первые четыре места занимали такие виды как жилищно-коммунальные, транспортные услуги, услуги связи и бытовые услуги. Доля данных услуг составляет более 80 % в структуре расходов населения на оплату услуг (рисунок 1.3.5).

В структуре платных бытовых услуг населению удельный вес ремонта и строительства жилья и других построек составил 31 %, услуги парикмахерских – 13 %, техническое обслуживание и ремонт транспортных средств, машин и оборудования – 12 %, ремонт и техническое обслуживание бытовой радиоэлектронной аппаратуры, бытовых машин и приборов, ремонт и изготовление металлоизделий – 10 %.

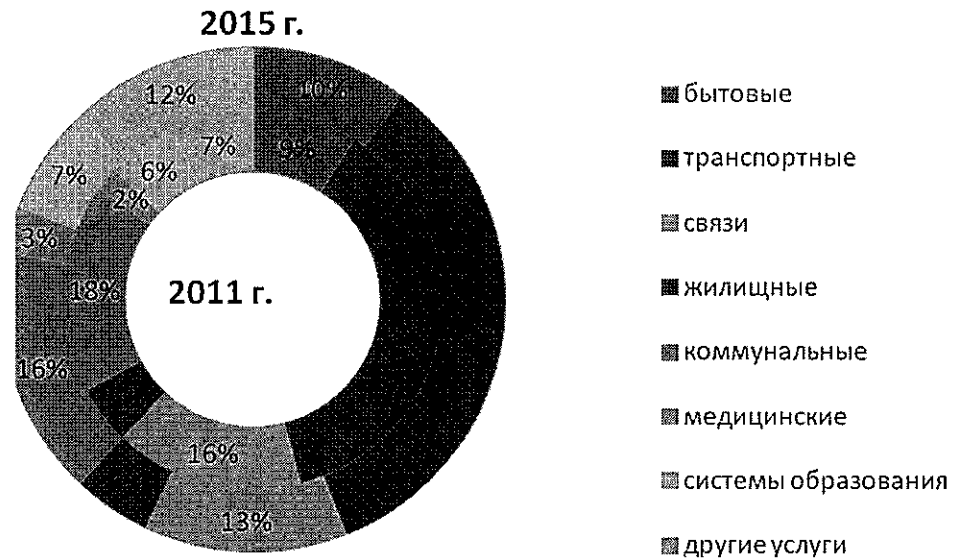


Рисунок 1.3.5 – Отраслевая структура платных услуг населению в 2011 г. и 2015 г., %⁵

1.4. Арктическая зона Республики Саха (Якутия)

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

Численность населения арктических территорий республики на 1 января 2016 г. насчитывает 68,9 тыс. человек (7,2% населения республики). Плотность населения - 0,04 человека на 1 км². Для сравнения: в целом по республике – 0,31, по РФ – 8,5 человека на км².

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

За последние годы наметился ряд позитивных тенденций социально-экономического развития: сокращение безработицы, снижение уровня бедности, рост среднемесячной номинальной заработной платы, рост рождаемости и ожидаемой продолжительности жизни (таблица 1.4.1). Тем не менее сохраняются проблемы оттока населения в трудоспособном возрасте, низкого уровня здоровья и качества жизни населения, несоответствия социальной инфраструктуры современным требованиям.

⁵ Данные статистики ТОГС по РС(Я)

Таблица 1.4.1 – Основные социально-экономические показатели Арктической зоны Республики Саха (Якутия)

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Численность населения на конец года, тыс. человек	72,8	71,2	69,4	68,9	68,9
Естественный прирост, убыль (-) населения на 1000 человек населения	5,5	7	6,5	9,5	6,9
Миграционный прирост, убыль (-) населения на 1000 человек населения	-20,7	-29,3	-31,8	-17,2	-10,2
Уровень общей безработицы на начало года, %	11,2	10,6	9,1	8,5	8,7
Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций, тыс. руб.	27,5	31,7	39,9	45,6	52,0
Доля в общем объеме введенных в действие жилых домов, %	3,6	4,1	4,7	4,3	3,2
Общая площадь жилых помещений, приходящая в среднем на одного жителя, м ²	21,1	21,2	23,3	23,0	22,8
Удельный вес ветхого и аварийного жилья во всем жилищном фонде, %	72,8	71,2	69,4	68,9	68,9

Источник: ДСП: Промышленное производство в РС (Я). 2016: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2016.

Инвестиции в основной капитал в арктических и северных районах за 2015 г. увеличились на 30,2 %, и составили 4,7 млрд руб. или 3% в общих инвестициях республики. Объем отгруженных товаров и услуг арктических и северных районов составил 21,1 млрд руб. (97,8% к уровню 2014 г.).

В 2015 г. объем добычи полезных ископаемых на территории арктических и северных районов снизился на 13,9 %, а удельный вес в республике - с 3,8 % до 2,7 %. Объем обрабатывающего производства также снизился на 2,4 %. Вместе с тем, в 2015 г. наблюдается увеличение производства и распределения электроэнергии, газа и воды на 14 %.

Северное (домашнее) оленеводство имеет принципиальное значение для сохранения социально-экономической стабильности в местах компактного проживания коренных народов Севера. На долю арктических и северных районов в общем поголовье оленей в республике приходится 70 %. По итогам 2015 г. поголовье оленей насчитывает 109,6 тыс. голов, что составляет 96,5 % к уровню 2014 г. Более 80 % мяса оленей производится в арктических и северных районах. Объем производства мяса в живом весе в 2015 г. незначительно (на 0,9 %) увеличился относительно предыдущего года, при этом производство мяса оленей сократилось на 26,4 %. Численность занятых в оленеводстве в арктических и северных районах составляет 829 человек (61,5 % от общей численности занятых в данной отрасли).

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ЗА ПЕРИОД 2011-2015 ГОДЫ

2.1. Общая характеристика энергосистемы республики

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

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

Западный энергорайон (установленная мощность на 01.01.2016 с учетом резервных электростанций ПАО «Якутскэнерго» и ПАО «Транснефть» составляет 1127,6 МВт) объединяет Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы, группу вилюйских сельскохозяйственных улусов (районов) и Олекминский район. Основным источником электроснабжения потребителей Западного энергорайона является Каскад Вилюйских ГЭС-1,2 с установленной мощностью 680 МВт. Светлинская ГЭС (ОАО «Вилюйская ГЭС-3») с установленной мощностью 277,5 МВт введена в эксплуатацию в 2008 г. 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.

Западный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 №1 с отпайкой на ПС НПС-14 и ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14. В настоящее время Западный энергорайон работает изолированно.

Кроме того, на территории Западного энергорайона изолированно функционируют электростанции ОАО «Сургутнефтегаз» (Талаканская ГТЭС, ГПЭС и ДЭС) с суммарной установленной мощностью 152,7 МВт. Талаканская ГТЭС, помимо электроснабжения Талаканского НГКМ, осуществляет электроснабжение двух объектов нефтепровода ВСТО (НПС-8 и НПС-10) по двум одноцепным ВЛ 110 кВ. По имеющимся инвестиционным программам сетевых организаций и ОАО «Сургутнефтегаз» и «Схеме и программе развития электроэнергетики Российской Федерации на 2016-2022 годы», присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС не планируется.

В 2016 г. введена в эксплуатацию ВЛ 110 кВ (в габ.220) Пеледуй – Полнос, предназначенная для передачи электрической энергии и мощности золотодобывающим предприятиям Бодайбинского района Иркутской области от сетей Западного энергорайона республики. Согласно действующей заявке на присоединение, поданной ЗАО «Витимэнерго», предусматривается передача до 51 МВт электрической мощности.

Центральный энергорайон (установленная мощность на 01.01.2016 с учетом резервных электростанций составляет 468,1 МВт) обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных улусов (районов), в том

числе заречных. Они связаны с левобережьем построенной через р. Лену линией электропередачи в габаритах 220 кВ. В настоящее время Центральный энергорайон работает изолированно. Основным источником электроснабжения потребителей энергорайона является Якутская ГРЭС с установленной мощностью 368 МВт.

Южно-Якутский энергорайон (установленная мощность на 01.01.2016 составляет 618 МВт) обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Основным источников электроснабжения потребителей энергорайона является Нерюнгринская ГРЭС с установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». В настоящее время Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока: связь осуществляется посредством двух ЛЭП 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында.

Зона децентрализованного электроснабжения включает в себя обширную территорию республики с большим количеством автономных электростанций, которые снабжают отдельные поселки и горнодобывающие предприятия. Зона действия автономной энергетики охватывает площадь 2,2 млн км² (64%) с 15% проживающего в республике населения. Основная часть мощности автономных электростанций (более 200 МВт) расположена на территории так называемого Северного энергорайона.

Кроме того, электроснабжение административного центра Нижнеколымского улуса п. Черский и ряда населенных пунктов Оймяконского улуса, крупнейшим из которых является п. Усть-Нера в восточной части республики, осуществляется от чукотской и магаданской энергосистем соответственно.

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

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

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

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

2.1.1. Характеристика генерирующих компаний

Основными генерирующими компаниями на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Дальневосточная генерирующая компания», АК «АЛРОСА» (ПАО) (включая АО «Вилуйская ГЭС-3»), ОАО «Сургутнефтегаз», АО «Сахаэнерго». Суммарная установленная мощность электростанций этих компаний на 01.01.2016 составляла 2513,3 МВт. По итогам 2015 г. они обеспечивают более 97% общей выработки электроэнергии и свыше 30% тепловой энергии в республике.

На территории республики расположено довольно большое количество автономных энергоисточников, принадлежащих АО «Алмазы Анабара» (34 МВт),

ООО «Бурение» (25,8 МВт), ООО «Газпром Бурение» (23 МВт), ООО «Таас-Юрх Нефтегаздобыча» (20 МВт), ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (15 МВт), ООО «Эльгауголь» (11,5 МВт), ОАО «ЮВГК» Группы «Полюс» (3 МВт) и другим горнодобывающим и геологоразведочным компаниям. Их суммарная установленная мощность оценивается более чем в 220 МВт.

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»⁶.

В 2015 г. суммарная установленная тепловая мощность электростанций в республике составляла 2106,4 Гкал/ч, котельных крупных энергокомпаний – 4770,6 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 16 резервных электростанций, суммарная мощность которых в 2015 г. составляла 166,2 МВт (таблица 2.1.1).

Установленная электрическая мощность электростанций компании на конец 2015 г. составляла 1226,2 МВт. Установленная тепловая мощность Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ в 2015 г. составляла 1045 Гкал/ч. Основными потребителями тепловой энергии ПАО «Якутскэнерго» являются население и коммунально-бытовой сектор (образовательные, лечебные учреждения и т.д.) (см. приложение 2.1).

Таблица 2.1.1 – Установленная мощность электростанций и котельных ПАО «Якутскэнерго» (состояние 2015 г.)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Каскад Вилюйских ГЭС-1-2	680	-
Якутская ГРЭС	368	548
Якутская ТЭЦ	12	497
Западные электрические сети	78,1*	15,8**
Центральные электрические сети	88,1	44,2**

⁶ 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)

Котельные	-	70,7
Всего	1226,2	1175,7

Примечание – * включая резервную Мирнинскую ГРЭС; ** с учетом котельных
Источник: составлено по формам Росстата 6-ТП и отчетным данным ПАО «Якутскэнерго» за 2015 г.

Изменение мощности электростанций ПАО «Якутскэнерго» в 2016 г. связано в основном с выводом из эксплуатации двух агрегатов на Мирнинской ГРЭС (24 МВт). Суммарная мощность электростанций компании на 01.12.2016 составила 1192,3 МВт, из них Западные электросети – 52,2 МВт, Центральные электросети – 80,1 МВт⁷.

(2) АО «Дальневосточная генерирующая компания»

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

В состав филиала входят две электростанции (Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ) и Нерюнгринская водогрейная котельная. Их общая установленная мощность: электрическая – 618 МВт; тепловая – 1385 Гкал/час (таблица 2.1.2, см. Приложение 2.2).

Таблица 2.1.2 – Установленная мощность электростанций и котельных филиала АО «ДГК» (состояние 2015 г.)

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

Примечание – * включая Нерюнгринскую водогрейную котельную
Источник: составлено по формам Росстата 6-ТП и отчетным данным АО «ДГК» за 2015 г.

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

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

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

(3) АО «Сахаэнерго»

АО «Сахаэнерго», являющееся 100% дочерним предприятием ПАО «Якутскэнерго», обеспечивает электрической и тепловой энергией самые труднодоступные и отдаленные населенные пункты – 17 улусов, занимающих

⁷ Согласно приказа ПАО «Якутскэнерго» «О корректировке установленной мощности ПАО «Якутскэнерго» от 30.11.2016 г.

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 2015 г. в состав АО «Сахаэнерго» входило 159 электростанций, в основном дизельные. На некоторых электростанциях установлены газопоршневые и газотурбинные агрегаты. В ведении компании находятся мини-ТЭЦ в п. Депутатский (электрической мощностью 7,5 МВт), 1 ветровая (ВЭС) в п. Быков Мыс Булунского улуса и 13 солнечных (СЭС) электростанций. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов АО «Сахаэнерго» в 2015 г. составляла 188,2 МВт, из них возобновляемых источников энергии – 378 кВт (таблица 2.1.3). Более 83 % мощности (156,4 МВт) электростанций АО «Сахаэнерго» эксплуатируется в арктических районах республики.

Таблица 2.1.3 – Установленная мощность электростанций и котельных АО «Сахаэнерго» (состояние 2015 г.)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
ДЭС	180,3	33,1*
ВИЭ	0,4	
мини-ТЭЦ	7,5	76,4
Котельные	-	8,2
Всего	188,2	117,7

Примечание – * теплоутилизационные установки

Источник: составлено по формам Росстата 6-ТП и отчетным данным АО «Сахаэнерго» за 2015 г.

Установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в 2015 г. составляла 117,7 Гкал/ч, из них мини-ТЭЦ в п. Депутатский 76,4 Гкал/ч. Компании принадлежат четыре котельные суммарной тепловой мощностью 8,2 Гкал/ч, расположенные в г. Олекминске, пп. Депутатский, Куйдусун, Ситта. Кроме того, производство тепловой энергии осуществляется теплоутилизационными установками дизельных электростанций, их суммарная мощность оценивается в 33,1 Гкал/ч (Приложение 2.3.). В связи с тем, что источники тепловой и электрической энергии компании расположены в небольших населенных пунктах, где отсутствуют промышленные потребители, и, соответственно, имеют небольшую установленную мощность, основными потребителями тепловой энергии являются население и коммунально-бытовой сектор.

(4) АК «АЛРОСА» (ПАО)

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

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 30 МВт.

Потребность в тепловой энергии на объектах АК «АЛРОСА» (ПАО) обеспечивается собственными источниками тепловой энергии с установленной мощностью 780,1 Гкал/ч. (см. приложение 2.4)

(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, НПС-8 и НПС-10 нефтепроводной системы ВСТО функционирует Талаканская ГТЭС с установленной мощностью 135 МВт. Суммарная установленная мощность электростанций ОАО «Сургутнефтегаз» в 2015 г. составляла 152,7 МВт (с учетом Талаканской ГТЭС, ГПЭС и ДЭС в г. Мирный, г. Олекминск и с. Сунтары)⁸.

Потребность в тепловой энергии на промышленных объектах ОАО «Сургутнефтегаз» обеспечивается собственными источниками: утилизаторами тепловой энергии на Талаканской ГТЭС и котельными. (см. Приложение 2.5)

2.1.2. Характеристика электросетевых компаний

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

Общая протяженность линий электропередачи всех уровней напряжения – более 27 тыс. км, из них находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго» – 22270,2 км, АО «Сахаэнерго» – 2003,9 км, АО «ДРСК» – 1774,5 км.

(1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является и генерирующей, и электросетевой компанией. В качестве электросетевой компания обслуживает электрические сети напряжением 0,4-220 кВ. Общая протяжённость на территории Западного и Центрального энергорайонов находящихся на балансе компании высоковольтных линий электропередачи по состоянию на 2015 г. составляет по цепям 22270,2 км, в том числе: ВЛ 220 кВ – 1763,7 км, ВЛ 110 кВ – 2971,1 км, ВЛ 35 кВ – 3406,9 км, ВЛ 0,4-10 кВ – 14127,9 км⁹. Основная часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах: общая протяженность по трассе составляет 20628,4 км. Длина одноцепных ЛЭП на металлических опорах – 654,8 км, двухцепных – 355,4 км. Длина одноцепных ЛЭП на железобетонных опорах – 60,9 км.

⁸ По данным ОАО «Сургутнефтегаз», включая Талаканскую ГТЭС, ГПЭС и ДЭС.

⁹ Данные из годового отчета ПАО «Якутскэнерго» за 2015 г.



Рисунок 2.1.1 – Схема электроснабжения потребителей основными электросетевыми компаниями

(2) АО «Сахаэнерго»

По состоянию на 2015 г. в ведении АО «Сахаэнерго» находятся электрические сети различных классов напряжения общей протяженностью 2003,9 км, в том числе:

– 1853,5 км воздушных линий электропередачи, из них: ВЛ 10кВ – 235,7 км, ВЛ 6 кВ – 469,4 км, ВЛ 0,4 кВ – 1148,4 км;

– 150,4 км кабельных линий, из них: КЛ 0,4 кВ – 87,4 км, КЛ 6 кВ – 61,8 км, КЛ 10 кВ – 1,2 км¹⁰.

Воздушные линии электропередачи выполнены в одноцепном исполнении на деревянных опорах. Основная доля кабельных линий приходится на п. Тикси Булунского улуса: всего 69,2 км, из них: КЛ 0,4 кВ – 35,2 км, КЛ 6 кВ – 34 км.

(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 км¹¹.

¹⁰ Данные из годового отчета АО «Сахаэнерго» за 2015 г.

¹¹ Данные АК «АЛРОСА» (ОАО) за 2012 г.

(4) АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

В Южно-Якутском энергорайоне электрические сети напряжением 6-110 кВ (за исключением сетей, принадлежащих территориальным сетевым организациям) находятся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. АО «ДРСК» является дочерним предприятием АО «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 1774,5 км, из них ВЛ 110 кВ – 570,2 км, ВЛ 35 кВ – 298,0 км, ВЛ 0,4-10 кВ – 906,3 км¹². Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (78,5% опор ВЛ 110 кВ, 89,7% опор ВЛ 35 кВ). (см. Приложение 2.6)

(5) ОАО «Сургутнефтегаз»

С 2009 г. компания ОАО «Сургутнефтегаз» кроме собственных потребностей обеспечивает электроснабжение потребителей ПАО «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 547,1 МВА. Линии электропередачи 35 кВ протяженностью 256,7 км выполнены в одноцепном исполнении.

(6) АО «ДВЭУК»

В Западном энергорайоне Республики Саха (Якутия) на балансе АО «ДВЭУК» находятся ПС 220 кВ Городская, ПС 220 кВ Пеледуй, ПС 220 кВ Олекминск, ПС 220 кВ НПС-12 и ПС 220 кВ НПС-13 общей трансформаторной мощностью 402 МВА, а также линии электропередач напряжением 220 кВ общей протяженностью 1789,2 км (см. Приложение 2.19).

¹² Данные филиала «ЮЯЭС» АО «ДРСК» на 01.01.2016 г.

2.2. Отчетная динамика и структура электропотребления за 2011-2015 гг.

В ретроспективном анализе электроэнергетики Республики Саха (Якутия) можно выделить три динамических периода: 1928–1960 гг. – низкие темпы роста, 1961–1991 гг. – высокие и 1992–2015 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) с 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 в 2014 г. и 7102,7 млн кВт·ч в 2015 г. (рисунок 2.2.1).

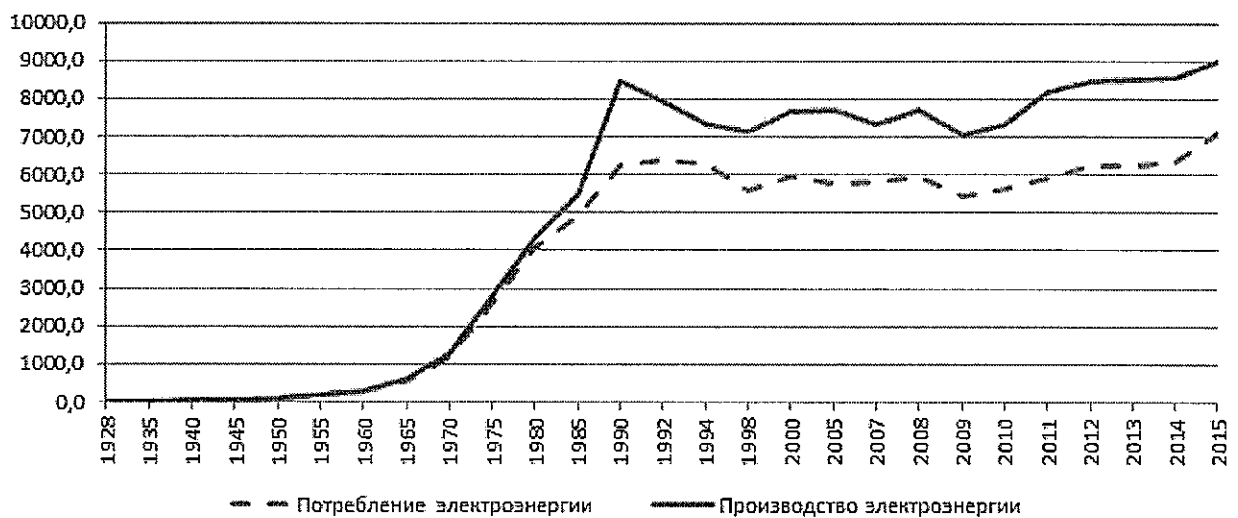


Рисунок 2.2.1 – Динамика производства и потребления электроэнергии, млн кВт·ч¹³

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) до 2008 г. оставалось практически на одном уровне с небольшими колебаниями, в 2009 г. произошло падение электропотребления, что объясняется мировым экономическим кризисом, поскольку республика относится к экспортно-ориентированным регионам. С 2009 г. наблюдается рост электропотребления с небольшим замедлением темпа роста в 2013 и 2014 г. (рисунок 2.2.2).

Основное потребление электроэнергии сосредоточено в таких отраслях экономики, как добыча полезных ископаемых (34,1% в 2015 г.), производство и распределение электроэнергии, газа и воды (18,8%), транспорт и связь (7,8%). Доля населения в структуре потребления электроэнергии составляет около 11,1%. Сопоставима с этим показателем и доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования (рисунок 2.2.3).

¹³ По данным ИФТПС СО РАН без учета потерь электроэнергии в сетях общего пользования

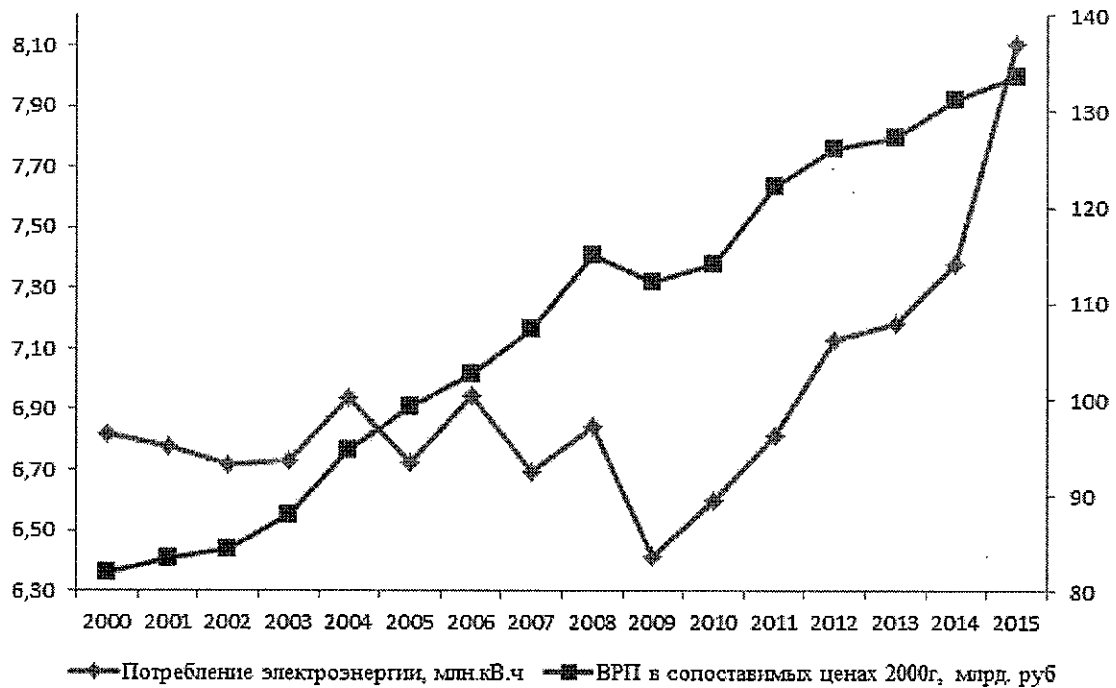


Рисунок 2.2.2 – Динамика изменения валового регионального продукта и электропотребления

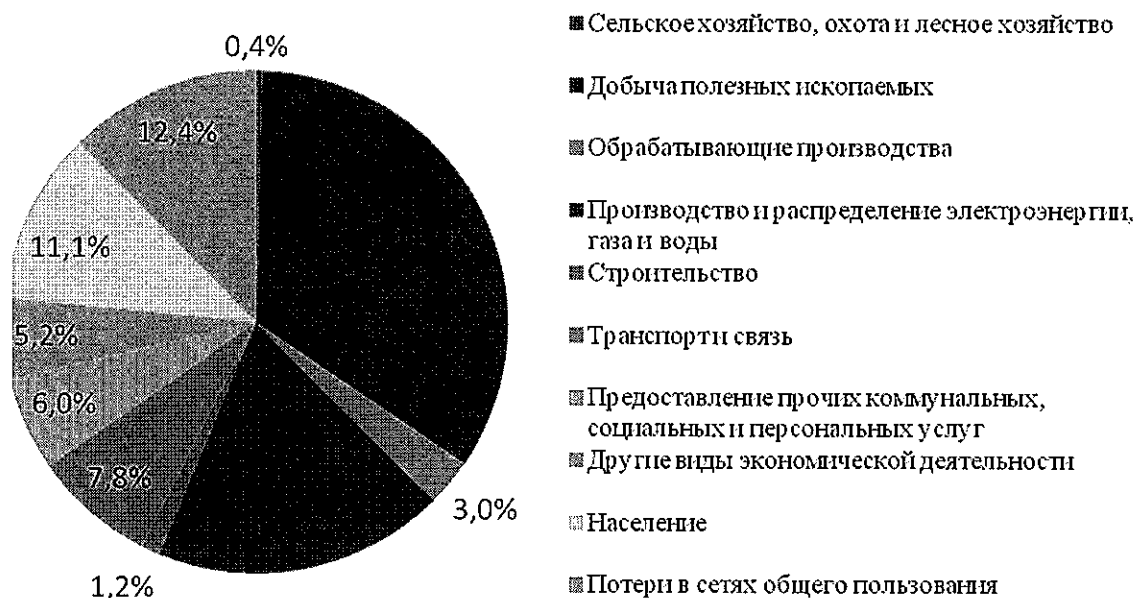


Рисунок 2.2.3 – Структура потребления электроэнергии (состояние 2015 г.), %

За период 2011–2015 гг. электропотребление в республике характеризуется положительной динамикой роста: абсолютный прирост составил 1290,5 млн кВт·ч, а среднегодовой темп прироста за 5 лет – 4,4 % (таблица 2.2.1).

В 2013 и 2014 г. рост электропотребления в целом по республике значительно замедлился, его темпы роста снизились до 100,8–102,7 % за год, что связано с неблагоприятной конъюнктурой мирового рынка для экспортной продукции и санкционным режимом, введенным западными странами в отношении России. Это привело к падению темпов роста производства в таких отраслях, как добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, строительство и др.,

и, соответственно, к снижению темпов роста электропотребления. Динамика электропотребления по основным группам потребителей представлена в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.1 – Динамика электропотребления за 2011–2015 гг.

Показатель	Год					Пятилетний отчетный период
	2011	2012	2013	2014	2015	
Электропотребление*, млн кВт·ч	6813,1	7125,4	7182,6	7378,2	8103,6	-
Абсолютный прирост, млн кВт·ч		312,3	57,2	195,6	725,4	1290,5
Среднегодовые темпы прироста, %		104,6	100,8	102,7	109	104,4

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

Источник: Форма Росстата Электробаланс за 2011-2015 гг., Статистические бюллетени Росстата по РС(Я) / Топливо-энергетический баланс за 2011-2015 гг.

Таблица 2.2.2 – Электропотребление по основным группам потребителей за 2011–2015 гг.

Потребитель	2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.			
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	потребление		прирост	
									млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
<i>Электропотребление по видам экономической деятельности, всего, в том числе:</i>	5032	73,9	5420,9	76,1	5243,1	73	5434,4	73,7	6201,7	76,5	767,3	100
- сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	60,1	0,9	30,5	0,4	30,4	0,4	29,9	0,4	33,2	0,4	3,3	0,4
- добыча полезных ископаемых	2425,4	35,6	2798,8	39,3	2526,2	35,2	2694,7	36,5	2765,2	34,1	70,5	9,2
- обрабатывающие производства	503,9	7,4	268,9	3,8	232,9	3,2	236,5	3,2	241,9	3,0	5,4	0,7
- производство и распределение электроэнергии	860	12,6	1029,3	14,4	1228,9	17,1	1242,3	16,8	1524,1	18,8	281,8	36,7
- строительство	79,8	1,2	94,9	1,3	88,9	1,2	90,3	1,2	99,5	1,2	9,2	1,2
- транспорт и связь	391	5,7	382,7	5,4	391,9	5,5	510,8	6,9	631,7	7,8	120,9	15,8
- предоставление прочих коммунальных и социальных услуг	419,2	6,2	370,4	5,2	338,1	4,7	318,2	4,3	487,2	6,0	169	22,0
- другие виды экономической деятельности	292,6	4,3	445,4	6,3	405,8	5,6	311,7	4,2	418,9	5,2	107,2	14,0
<i>Население</i>	860,5	12,6	833,3	11,7	1012,9	14,1	899,1	12,2	901,0	11,1	1,9	-
<i>Потери в сетях общего пользования</i>	920,6	13,5	871,2	12,2	926,7	12,9	1044,8	14,2	1000,9	12,4	-43,9	-
ИТОГО	6813,1	100	7125,4	100	7182,7	100	7378,3	100	8103,6	100	725,3	-

Источник: Форма Росстата Электробаланс за 2011-2015 гг., Статистические бюллетени Росстата по РС(Я) / Топливо-энергетический баланс за 2011-2015 гг.

В 2015 г. по сравнению с 2014 г. произошло значительное повышение электропотребления: прирост составил 725,4 млн кВт·ч, а темп роста 109%. При этом прирост производства электроэнергии в республике за этот год составил 428,1 млн кВт·ч, что не позволило обеспечить полностью всю потребность собственной выработкой электроэнергии и потребовало увеличить объём ее поставок из-за пределов республики.

В последние годы в республике наблюдается стабильный рост электропотребления по основным видам экономической деятельности: с 2013 г. к 2015 г. потребление электроэнергии в промышленности увеличилось на 543,2 млн кВт·ч, в том числе в добыче полезных ископаемых – на 239 млн кВт·ч, в производстве и передаче электро- и теплоэнергии – на 295,2 млн кВт·ч, из которых наибольшая доля приходилась на производство и отпуск тепловой энергии. В обрабатывающих производствах электропотребление за этот период выросло незначительно, всего на 9 млн кВт·ч, что связано с задержками в реализации электроемких проектов в черной и цветной металлургии, а также и в других видах производственной деятельности. Значительный скачок электропотребления произошёл на транспорте: почти в 2 раза за 2013–2015 гг. – с 392 млн кВт·ч до 631,7 млн кВт·ч, т. е. на 239,8 млн кВт·ч, где рост электропотребления был связан в основном с развитием нефтепроводного транспорта.

Намечаемая в республике в период до 2025 г. реализация целого ряда крупных и энергоёмких проектов в алмазо- и золотодобыче, нефтедобыче, газопереработке и газохимии, черной металлургии, нефтепроводном и железнодорожном транспорте, в строительстве и других отраслях будет влиять на формирование спроса на электроэнергию во всё возрастающих объёмах и, соответственно, на развитие электроэнергетики в целом.

В децентрализованной зоне республики, обслуживаемой разными энергоснабжающими организациями, в 2014–2015 гг. было потреблено 940 и 1050 млн кВт·ч электроэнергии соответственно. При этом 517 млн кВт·ч (50%) электроэнергии в децентрализованной зоне в 2015 г. было израсходовано на технологические нужды ОАО «Сургутнефтегаз» по добыче нефти на Талаканском месторождении (Приложение 2.5).

Более четверти электроэнергии децентрализованной зоны – 270 млн кВт·ч потреблялось коммунально-бытовым сектором в северных и труднодоступных районах республики от электростанций АО «Сахаэнерго».

Почти 16% электроэнергии децентрализованной зоны приходилось на небольшие предприятия добывающей промышленности, изолированные от энергосистемы горно-обогатительные комбинаты АК «АЛРОСА» (ПАО) – 72 млн кВт·ч (7%) (Приложение 2.4), АО «Алмазы Анабара» – 32 млн кВт·ч (3%), нефтедобывающее предприятие ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» – 42 млн кВт·ч (4%), ООО «Эльгауголь» – 20 млн кВт·ч (2%) (Приложение 2.7).

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности

(1) Потребление электрической энергии

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

Таблица 2.3.1 – Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2011	2012	2013	2014	2015
<i>Центральный энергорайон</i>						
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	54,2	53,8	50,9	53,8	53,3
МУП "Теплоэнергия"	Теплоснабжение	26,8	29,5	28,2	31,3	н.д.
АО «Водоканал» г.Якутск	Водоснабжение	45,8	46,0	45,6	41,9	38,3
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	9,2	9,8	11	8,7	8,4
ФКП «Аэропорты Севера»	Транспорт	15,3	16,3	15,6	19,5	14,6
АО «Тарынская золоторудная компания»	Цветная металлургия					3,9
<i>Западный энергорайон</i>						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазо-добывающая промышленность	1597,8	1626,5	1601,3	1581,1	1557,9
ОАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	289,9	346,8	405,2	449,6	516,8
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	154,3	163,9	180,3	240,5	447,0
НПС-10		82,1	78,6	89,0	98,5	100,7
НПС-11		-	-	-	8,5	50,0
НПС-12		-	-	7,8	29,5	63,9
НПС-13		-	15,0	26,8	34,0	70,5
НПС-14		72,2	70,3	56,7	57,9	86,2
НПС-15		-	-	-	12,1	75,6
ОАО «ЯТЭК»	Добыча газа	13,9	13,9	15,5	14,1	15,9
<i>Южно-Якутский энергорайон</i>						
АО ХК «Якутуголь» (г.Нерюнгри)	Угольная промышленность	287,3	317,3	319	299,1	280,8
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	87,7	87,0	174,4	208,1	279,7
НПС-16		-	-	56,7	66,0	85,1
НПС-17		87,7	87,0	64,6	71,6	88,3
НПС-18		-	-	53,1	60,1	53,9
НПС-19		-	-	-	10,4	52,4
АО «Алданзолото» ГРК»	Цветная металлургия	137,8	146,2	140,5	143,6	141,4
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	41,0	38,4	37,2	35,7	н.д.
ПАО «Селигдар» (ОАО «Селигдар»+ОАО «Золото Селигдара»+ООО «Алданвзрывпром» (без учета ДЭС)	Цветная металлургия	45,5	43,6	41,3	34,8	39,3
<i>Северный энергорайон</i>						
ОАО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	16,2	17,7	20,2	33,7	35,5

Центральный энергорайон. Основным промышленным потребителем энергорайона является АО ПО «Якутцемент». Неустойчивая динамика электропотребления производственного объединения связана с нестабильными заказами со стороны потребителей продукции.

Ежегодное снижение электропотребления АО «Водоканал» обусловлено снижением объема потребления воды вследствие установки потребителями приборов учета (Приложение 2.8).

Снижение объемов электропотребления на разрезе Кангаласский и шахте Джебарики-Хая (АО ХК «Якутуголь») в 2014–2015 гг. было вызвано переходом с подземного на открытый способ добычи угля. С 2016 г. подземная добыча угля на шахте Джебарики-Хая полностью прекращена (Приложение 2.9).

Западный энергорайон. Основным потребителем Западного энергорайона являются предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), объемы потребления электроэнергии которых относительно стабильны (Приложение 2.4).

Устойчивый рост потребления электроэнергии ОАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Транснефть» обусловлен ежегодным ростом добычи нефти и, соответственно, увеличением объемов ее транспортировки (Приложения 2.5, 2.10).

Южно-Якутский энергорайон. Как отмечалось выше, неуклонный рост электропотребления в нефтепроводном транспорте связан с ростом добычи нефти и её транспортировки.

Значительное повышение электропотребления АО ХК «Якутуголь» в 2012–2013 гг. связано с вводом новых мощностей и увеличением добычи на Эльгинском месторождении, а последующее падение – со снижением объемов добычи угля.

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

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

Северный энергорайон. Рост электропотребления ОАО «Алмазы Анабара» связан с развитием предприятия и наращиванием объемов добычи алмазов.

(2) Электрические нагрузки

Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии по энергорайонам республики представлены в таблице 2.3.2.

Приведенные в таблице максимальные нагрузки увязаны с объемами потребления электроэнергии, представленными в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.2 – Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6	7
<i>Центральный энергорайон</i>						
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	12	12	12	12	12
МУП "Теплоэнергия"	Теплоснабжение	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.

Окончание таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7
ОАО «Водоканал» г.Якутск	Водоснабжение	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая)*	Угольная промышленность	1,1	1,2	1,3	1,0	1,0
ФКП «Аэропорты Севера»*	Транспорт	2	2	2	2,4	1,8
<i>Западный энергорайон</i>						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	310,0	315,0	320,0	320,0	363,1
ОАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	43,3	48,7	53,4	59,3	69,1
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	27,4	42,5	44,7	60,3	57,3
НПС-10		13,2	18,6	14,0	12,9	12,9
НПС-11		-	-	-	8,2	6,4
НПС-12		-	-	6,4	8,5	8,2
НПС-13		-	4,9	8,8	9,9	9,0
НПС-14		14,2	19,0	15,6	11,0	11,1
НПС-15		-	-	-	9,7	9,7
<i>Южно-Якутский энергорайон</i>						
АО ХК «Якутуголь» (г.Нерюнгри)*	Угольная промышленность	34,5	38	38	36	33,5
ОАО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.
ПАО «Селигдар» (ОАО «Селигдар»+ОАО «Золото Селигдара»+ООО «Алданвзрывпром» (без учета ДЭС)	Цветная металлургия	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	13,3	38,0	35,4	51,2	35,9
НПС-16		-	11,0	10,9	12,5	10,9
НПС-17		13,3	14,5	12,2	15,4	11,3
НПС-18		-	12,4	12,3	12,5	6,9
НПС-19		-	-	-	10,8	6,7
АО «Алданзолото» ГРК»	Цветная металлургия	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
<i>Северный энергорайон</i>						
ОАО «Алмазы Анабара»*	Добыча алмазов	3,5	3,5	4	7	7

Примечание - * оценка исполнителей

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки

2.4.1. Динамика изменения максимума нагрузки

(1) Западный энергорайон

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.

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в Западном энергорайоне за 2011–2015 гг. приведена в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Западном энергорайоне

Показатель	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Максимум нагрузки, МВт	567	552	570	589	599
Годовое изменение, %		-2,65	+3,26	+3,33	+1,61
Электропотребление, млн кВт·ч	2689	2796	2793	2872	2994
Годовое изменение, %		+3,97	-0,11	+2,83	+4,23
Число часов использования максимума нагрузки, час.	4743	5065	4900	4876	5002

Источник: Годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго» за 2011-2015 гг.

Как следует из таблицы 2.4.1 в период 2011–2015 гг. в Западном энергорайоне наблюдалась тенденция небольшого роста как максимума нагрузки (рисунок 2.4.1 а), так и электропотребления (рисунок 2.4.1 б).

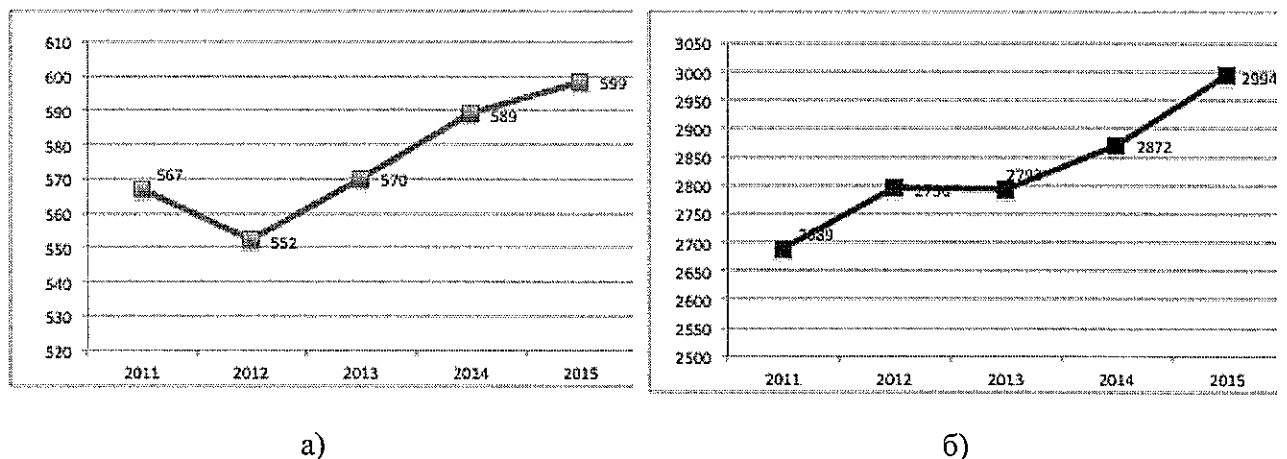


Рисунок 2.4.1 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Западном энергорайоне

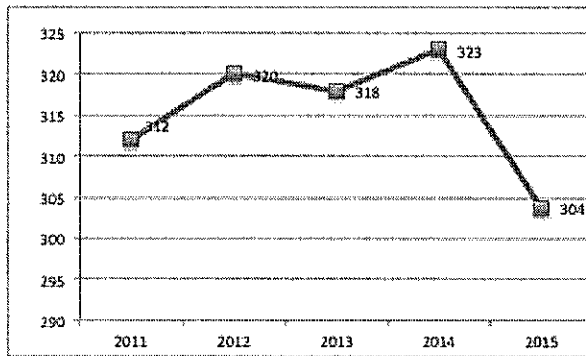
(2) Центральный энергорайон

Динамика электропотребления и максимальных электрических нагрузок потребителей в Центральном энергорайоне за период 2011–2015 гг. приведена в таблице 2.4.2. Анализ приведенной динамики показывает, что в Центральном энергорайоне за период 2011–2014 гг. наблюдалась тенденция роста электропотребления (рисунок 2.4.2 б), а в 2015 г. произошел спад. При этом максимум нагрузки практически не изменялся с незначительным снижением в 2011 г. (рисунок 2.4.2 а).

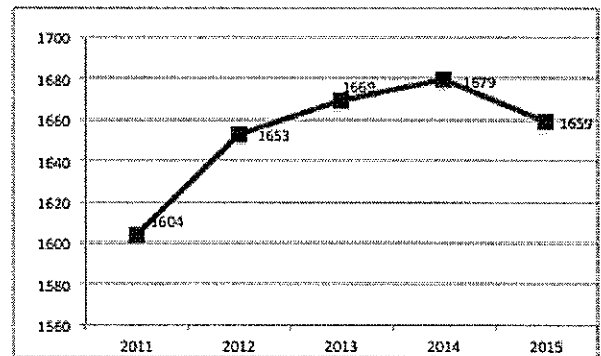
Таблица 2.4.2 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Центральном энергорайоне

Показатель	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Максимум нагрузки, МВт	312	320	318	323	304
Годовое изменение, %		2,56	-0,62	1,57	-5,94
Электропотребление, млн кВт·ч	1604	1653	1669	1679	1659
Годовое изменение, %		+3,05	+0,97	+0,62	-1,19
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5141	5166	5249	5199	5462

Источник: Годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго» за 2011–2015 гг.



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 период 2011–2015 гг. приведена в таблице 2.4.3. Максимум нагрузки (рисунок 2.4.3 а) в энергорайоне 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				
	2011	2012	2013	2014	2015
Максимум нагрузки, МВт	259	269	271	276	279
Годовое изменение, %		3,86	0,74	1,85	1,09
Электропотребление, млн кВт·ч	1592	1675	1705	1667	1721
Годовое изменение, %		5,21	1,79	-2,23	3,24
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6147	6227	6292	6040	6168

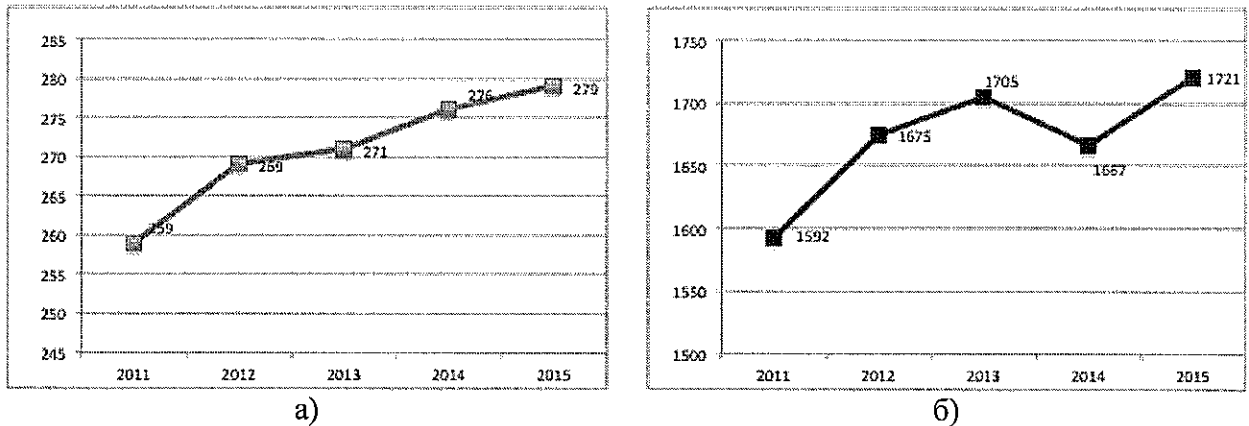


Рисунок 2.4.3 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Южно-Якутском энергорайоне

2.4.2. Наличие резервов мощности крупных энергоузлов по состоянию на 2015 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 598,5 МВт была зафиксирована 23 декабря 2015 г. и покрывалась следующими станциями:

- Вилюйские ГЭС-1,2 – 462,8 МВт;
- Светлинская ГЭС – 135,7 МВт.

Суммарный резерв мощности по энергорайону составил 349,6 МВт, в том числе: вращающийся – 113,5 МВт, холодный – 236,1 МВт.

(2) Центральный энергорайон

Максимальная нагрузка 303,8 МВт зафиксирована 21 декабря 2015 г. и покрывалась следующими станциями:

- Якутская ГРЭС – 297,8 МВт;
- Якутская ТЭЦ – 6,0 МВт.

Суммарный резерв мощности по энергорайону составил 148,9 МВт, в том числе: вращающийся 0,4 МВт, холодный – 148,5 МВт.

(3) Южно-Якутский энергорайон

Собственный максимум нагрузки в энергорайоне в 2015 г. составил 279 МВт и покрывался Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ.

Таким образом, во всех энергорайонах Республики в 2015 г. были достаточные резервы мощности.

2.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

Потребление тепловой энергии в 2015 г. в республике составило 11,1 млн Гкал, что на 4,4% ниже показателя предыдущего года. В таблице 2.5.1 представлена динамика изменения теплоснабжения за период 2011–2015 гг.

Таблица 2.5.1 – Динамика потребления тепловой энергии в республике

Показатель	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Потребление теплотенергии, тыс. Гкал	12210,6	11968,0	11757,6	11661,6	11143,0
Абсолютный прирост теплоснабжения, тыс. Гкал		-242,6	-210,4	-96,0	-518,6
Средние темпы прироста, %		-2,0%	-1,8%	-0,8%	-4,4%

Источник: Форма статистической отчетности 4-топливо за 2011-2015 гг.; ТЭБ Республика Саха (Якутия) за 2011-2015 гг.

За период 2011–2015 гг. суммарная доля теплоснабжения промышленными производствами (включая производство и распределение электроэнергии, газа и воды) несколько снизилась с 28,9% в 2011 г. до 23,3% в 2015 г. Внутри данной группы потребителей за рассматриваемый период времени произошло заметное перераспределение. Так доля теплоснабжения предприятиями, осуществляющими производство и распределение электроэнергии, газа и воды, в 2011 г. составляла 10,5%, тогда как в 2015 г. составила 7,3% от общего теплоснабжения в республике. В то же время доля остальных отраслей промышленности сократилась на 2,4% за рассматриваемый период.

Доля населения в структуре теплоснабжения в период с 2011 по 2015 г. увеличилась на 4,4% и в 2015 г. составила 48,6%, доля сферы услуг и прочих видов деятельности за рассматриваемый период практически не изменилась и составляет 22,1% от общего теплоснабжения (таблица 2.5.2, рисунок 2.5.1)

Таблица 2.5.2 – Динамика теплоснабжения по основным группам потребителей

Показатель	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Потребление всего, в том числе:	12210,6	11968,0	11757,6	11661,6	11143,0
Промышленность всего, в том числе:	3534,6	3051,1	3002,5	2696,9	2600,9
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>1955,3</i>	<i>1396,2</i>	<i>1671,9</i>	<i>1662,3</i>	<i>1558,7</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>293,0</i>	<i>431,6</i>	<i>277,0</i>	<i>244,3</i>	<i>229,7</i>
<i>производство и распределение электроэнергии, газа и воды</i>	<i>1286,3</i>	<i>1223,3</i>	<i>1053,6</i>	<i>790,3</i>	<i>812,5</i>
Сельское хозяйство, рыболовство, рыбоводство	48,0	48,3	46,0	44,6	49,3
Строительство	235,7	245,0	165,0	173,7	200,9
Транспорт и связь	292,7	305,0	347,7	290,3	417,1
Сфера услуг и прочие виды деятельности	2707,2	2946,6	2828,6	3070,2	2463,4
Население	5392,4	5372,0	5367,8	5385,6	5411,5

Источник: Формы статистической отчетности 4-топливо и I-ТЭП за 2011-2015 гг.; ТЭБ Республики Саха (Якутия) за 2011-2015 гг.

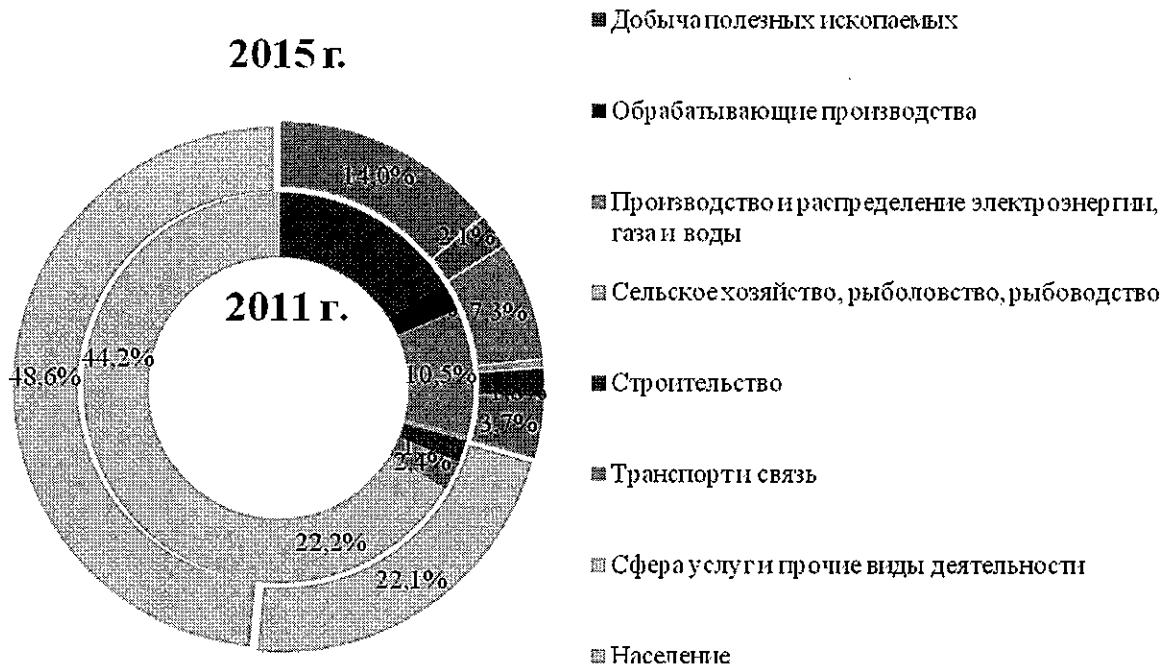


Рисунок 2.5.1 – Структура потребления тепловой энергии в республике в 2011 и 2015 г.

Суммарная установленная тепловая мощность электростанций в 2015 г. составила 2106,4 Гкал/ч. На электростанциях установлено 34 энергетические установки различных типов, 8 паровых и 12 водогрейных котлов.

Теплоснабжение потребителей также осуществляется от многочисленных котельных. Суммарная установленная мощность котельных крупных энергокомпаний оценивается в 4770,6 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 130,7 Гкал/ч, АО «Теплоэнергосервис» – 761,2 Гкал/ч, ГУП «ЖКХ РС(Я)» – 2502,2 Гкал/ч, АО «ДГК» – 400 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 8,2 Гкал/ч (таблица 2.5.3.). Более подробная информация об установленной тепловой мощности энергоисточников представлена в Приложении 2.13.

Таблица 2.5.3 – Установленная тепловая мощность электростанций и котельных крупных энергокомпаний (состояние 2015 г.)

Энергокомпания	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПАО «Якутскэнерго»	1175,7
АО «Сахаэнерго»	117,7
Филиал АО «ДГК»	1385,0
АО «Теплоэнергосервис»	761,2
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	2502,2
АК «АЛРОСА» (ПАО)	1335,6
Итого	7277,4

Источник: годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», АО «Дальневосточная генерирующая компания» за 2015 г., данные АО «Теплоэнергосервис», ГУП «ЖКХ РС(Я)» (Приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.12).

Производство тепловой энергии в республике в 2015 г. составило 14,4 млн Гкал. Структура производства тепловой энергии в 2015 г. представлена в таблице 2.5.4.

Таблица 2.5.4 – Структура производства тепловой энергии (состояние 2015 г.)

№ п/п	Энергокомпания, энергоисточник	Производство тепловой энергии, тыс. Гкал	Вид топлива
Электростанции			
Всего от ТЭС, в том числе:		4429,7	
1	ПАО «Якутскэнерго», всего, в том числе:	2278,9	
	Якутская ГРЭС	1355,6	природный газ
	Якутская ТЭЦ	923,3	природный газ
2	Филиал АО «ДГК», всего, в том числе:	2075,7	
	Нерюнгринская ГРЭС	1762,1	каменный уголь
	Чульманская ТЭЦ	313,6	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго», всего, в том числе:	75,1	
	Депутатская ТЭЦ	75,1	каменный уголь
Котельные			
Всего от котельных, из них:		9173,8	
1	ПАО «Якутскэнерго»	135,7	природный газ, дизельное топливо, дрова
2	Филиал АО «ДГК»	15,8	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго»	5,8	природный газ, дизельное топливо, уголь
4	АО «Теплоэнергосервис»	1280,0	природный газ, дизельное топливо, уголь
5	АК «АЛРОСА» (ПАО)	н/д	природный газ, дизельное топливо, уголь
6	ГУП «ЖКХ РС(Я)»	н/д	природный газ, дизельное топливо, уголь
Электробойлерные			
Всего от электробойлерных, из них:		486,5	
1	ПАО «Якутскэнерго»	23,0	
2	АО «Теплоэнергосервис»	103,6	
3	АК «АЛРОСА» (ПАО)	369,9	
Вторичные энергоносители			
Всего от вторичных энергоносителей, из них:		84,3	
1	АО «Сахаэнерго»	18,7	

Источник: годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», АО «Дальневосточная генерирующая компания», АО «Теплоэнергосервис» за 2015 г.; формы статистической отчетности 11-ТЭР и 6-ТП за 2015 г.

Основную долю в структуре производства тепловой энергии в республике занимают котельные. За рассматриваемый период с 2011 по 2015 г. доля котельных в общей структуре производства тепла сократилась на 0,6% и в 2015 г. составляет 64,7%. Доля электростанций в производстве тепловой энергии несколько увеличилась с 30,0% в 2011 г. до 31,3% в 2015 г. Доля электробойлерных

сократилась с 4,1% в 2011 г. до 3,5% в 2015 г. Доля тепловой энергии, производимой вторичными энергоносителями, за рассматриваемый период не изменилась и составляет 0,6% (рисунок 2.5.2).

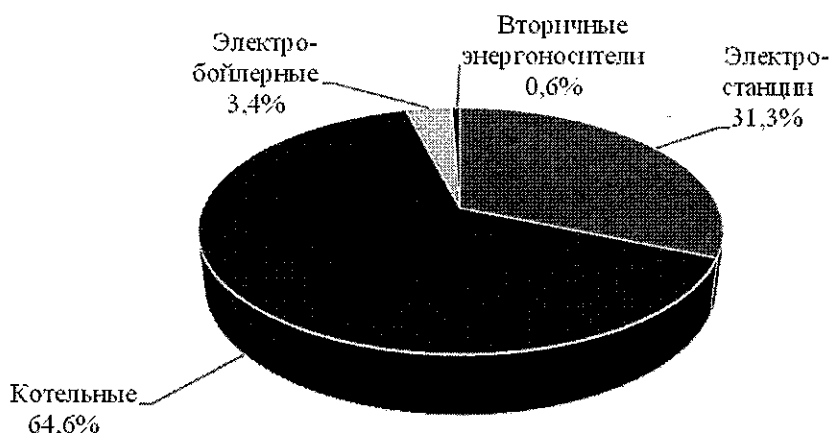


Рисунок 2.5.2 – Структура производства тепловой энергии (состояние 2015 г.)

Баланс производства и потребления тепловой энергии выполнен по уточненным данным согласно годовым отчетам энергокомпаний (ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», АО «ДГК»). Кроме того, в структуру производства тепловой энергии включен объем тепловой энергии, произведенной с помощью вторичных энергоносителей. Баланс тепловой энергии республики за период 2011–2015 гг. приведен в таблице 2.5.5.

Таблица 2.5.5 – Баланс тепловой энергии, тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Производство тепловой энергии, всего</i>	<i>15231,8</i>	<i>15094,5</i>	<i>15112,9</i>	<i>15014,9</i>	<i>14174,3</i>
в том числе:					
Электростанции, в том числе:	4571,6	4716,4	4754,4	4600	4429,7
ПАО «Якутскэнерго»	2291,8	2334,6	2471,2	2348,9	2278,9
АО «Сахаэнерго»	102,8	75,1	74,7	70,8	75,1
АО «ДГК»	2177,0	2306,7	2208,5	2180,3	2075,7
Котельные, из них:	9952,4	9770,8	9764,7	9853,2	9173,8
ПАО «Якутскэнерго»	142,1	137,4	135,1	144,6	135,7
АО «Сахаэнерго»	4,1	6,4	7,4	5,7	5,8
АО «ДГК»	1,8	12,5	4,7	8,9	15,8
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3381,7	3372,5	3399,6	3613,3	н/д
АО «Теплоэнергосервис»	825,1	1278,6	1298,9	1318,6	1280,0
Электробойлерные, в том числе:	624,0	517,4	503,9	471,8	486,5
ПАО «Якутскэнерго»	32,5	31,7	26,0	24,9	23,0
АО «Теплоэнергосервис»	118,1	99,3	89,2	90,8	103,6
АК «АЛРОСА» (ПАО)	473,4	386,4	388,7	356,1	359,9
Вторичные энергоносители	83,8	89,9	89,9	89,9	84,3
<i>Потери тепловой энергии, всего</i>	<i>3021,2</i>	<i>3126,5</i>	<i>3355,3</i>	<i>3353,3</i>	<i>3031,3</i>
<i>Потребление тепловой энергии, всего</i>	<i>12210,6</i>	<i>11968,0</i>	<i>11757,6</i>	<i>11661,6</i>	<i>11143,0</i>

Источник: формы статистической отчетности 6-ТП, 11-ТЭР за 2011-2015 гг.; годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», АО «ДГК», АО «Теплоэнергосервис» за 2011-2015 гг., ТЭБ Республики Саха (Якутия) за 2011-2015 гг.

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 2015 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
АО «Водоканал»	677000, г. Якутск ул. Б. Чижика, 19	Забор, очистка и распределение воды	23,0	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	4,7	1937 1970
МВД по РС(Я)	677000, г. Якутск ул. Дзержинского, 10	Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное страхование	21,7	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	5,2	1937 1970
ГУ ПНПЦ «Фтизиатрия»	677015, г. Якутск ул. П.Алексеева, 93	Здравоохранение	15,2	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	2,5	1937 1970
ОАО «ЯКСМК»	677009, г. Якутск ул. Дзержинского, 56	Строительство	11,2	Якутская ТЭЦ Якутская ГРЭС	5,2	1937 1970
Филиал «Аэропорт Нерюнгри» ФКП «Аэропорты Севера»	677904, пос. Маган, ул. 40 лет Победы, 1	Транспорт и связь	4,5	Чульманская ТЭЦ	0,72	1962
ООО «Нерюнгринская автобаза»	678960, г. Нерюнгри, ул. Разрезовская, 1	Транспорт и связь	10,4	Нерюнгринская ГРЭС	1,6	1983
ООО «Мечел-Ремсервис»	678960, г. Нерюнгри, ул. Заводская, 10	Промышленность	39,5	Нерюнгринская ГРЭС	12,3	1983
ОАО «Нерюнгринская птицефабрика»	678960, г. Нерюнгри, тер Птицефабрика	Сельское хозяйство	12,4	Нерюнгринская ГРЭС	4,4	1983
ОАО «Российские железные дороги»	107174, Москва, Новая Басманная ул., д. 2	Транспорт и связь	15,0	Нерюнгринская ГРЭС	5,4	1983
ОАО Холдинговая компания «Якутуголь»	678960, г. Нерюнгри пр. Ленина, 3/1	Добыча полезных ископаемых	200,6	Нерюнгринская ГРЭС	79,8	1983
ООО «Транснефть-Восток»	665734, г. Братск, ж.р. Энергетик, ул. Олимпийская 14	Транспорт и связь	5,7	Нерюнгринская ГРЭС	2,8	1983

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
ООО «Айгуль»	678960, г Нерюнгри, тер База ППС	Оптовая и розничная торговля	10,0	Нерюнгринская ГРЭС	2,9	1983
ГБУ РС(Я) «Алданская центральная районная больница»	678900, г. Алдан, ул. Комарова 27	Здравоохранение	5,5	АО «Теплоэнергосервис»	1,6	
ФГАОУ ВПО «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова»	677007, г. Якутск ул. Белинского, 58	Образование	38,2	МУП «Теплоэнергия»	13,0	
АО «ДСК»	677007, г. Якутск ш. Покровское 6 км	Строительство	67,6	Котельная АО «ДСК»	33,2	1988
ООО «ЖилРемСтрой»	678900, г. Алдан, ул. Ленина, 30	Управление эксплуатацией жилищного фонда	115,5	АО «Теплоэнергосервис»	34,2	
ООО «Жилсервис»	678960, г. Нерюнгри, ул. Ленина 21, к. 1	Управление эксплуатацией жилищного фонда	73,0	АО «Теплоэнергосервис»	9,0	
ООО УК «Жилсервис»	678954, г. Томмот, ул. Березовая, 6	Управление эксплуатацией жилищного фонда	29,2	АО «Теплоэнергосервис»	7,0	
ООО УК «Теплоэнергия»	677010, г. Якутск, ул. Шевченко, д.8	ЖКХ	8,4	МУП «Теплоэнергия»		
ООО УК ОЖФ «ЖКХ Губинский»	677000, г. Якутск, ул. Богатырева, 11/3	ЖКХ	36,0	МУП «Теплоэнергия»		
ООО «Прометей+»	677008, г. Якутск, ул. Чехова, д.35	ЖКХ	7,6	МУП «Теплоэнергия»		

Источник: годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» за 2015 г.; данные МУП «Теплоэнергия» за 2016 г, данные компаний – см. приложения 2.1, 2.2, 2.4, 2.14

2.7. Структура установленной электрической мощности

Суммарная установленная мощность электростанций на территории республики на конец 2015 г. составляет 2853,3 МВт, по сравнению с 2014 г. она незначительно снизилась – на 8,3 МВт. Основу электроэнергетики республики составляют тепловые и гидроэлектростанции (таблица 2.7.1). Их доля в суммарной мощности электростанций республики оценивается в 42% и 34% соответственно (рисунок 2.7.1). Дизельные электростанции (стационарные и передвижные) в структуре установленной мощности занимают 24%. На возобновляемые источники энергии приходится незначительная доля – 0,05%.

Таблица 2.7.1 – Изменение установленной мощности по типам электростанций, МВт

Тип электростанции	Год	
	2014	2015
Установленная мощность, всего	2861,6	2853,3
в том числе:		
ГЭС	957,5	957,5
ТЭС	1246,2	1201,2
ДЭС	657,4	693,3
ВЭС	0,25	0,04
СЭС	0,225	1,34

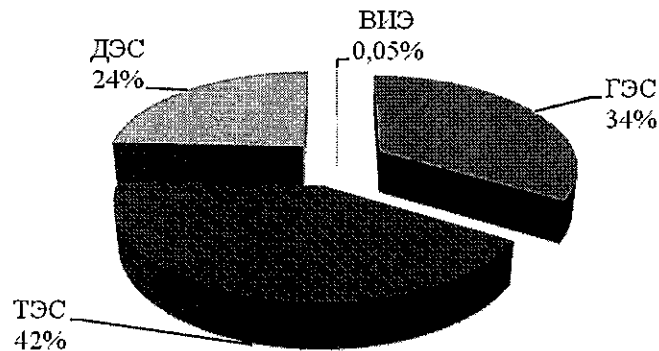


Рисунок 2.7.1 – Структура установленной мощности по типам электростанций (состояние 2015 г.)

Основной электроснабжающей компанией в республике является ПАО «Якутскэнерго» (таблица 2.7.2). На ее долю приходится 43% установленной мощности электростанций (рисунок 2.7.2). АО «Дальневосточная генерирующая компания» в структуре генерирующих мощностей занимает 22%, АО «Виллюйская ГЭС-3» – 10%.

Более 77% мощности электростанций республики функционирует в составе Центрального, Западного и Южно-Якутского энергорайонов. В 2015 г. их мощность снизилась по сравнению с 2014 г. – на 60,7 МВт.

Остальные электростанции эксплуатируются в зоне децентрализованного электроснабжения в северных и труднодоступных районах республики. Их

суммарная установленная мощность на конец 2015 г. оценивается в 639,6 МВт (таблица 2.7.3). Основная часть автономных электростанций находится в ведении АО «Сахаэнерго» – 188,2 МВт, ОАО «Сургутнефтегаз» – 152,7 МВт, АК «АЛРОСА» (ПАО) и АО «Алмазы Анабара».

Таблица 2.7.2 – Изменение установленной мощности электростанций генерирующих компаний, МВт

Генерирующая компания	Год	
	2014	2015
Установленная мощность, всего, в том числе:	2861,6	2853,3
ПАО «Якутскэнерго»	1286,9	1226,2
АО «ДГК»	618,0	618,0
АО «Виллойская ГЭС-3»	277,5	277,5
АО «Сахаэнерго»	186,2	188,2
ОАО «Сургутнефтегаз»*	162,4	152,7
ПАО «Транснефть»	92,0	92,0
АК «АЛРОСА» (ПАО)	54,5	50,7
АО «Алмазы Анабара»	33,9	33,9
ООО «Бурэнерго»	22,5	25,8
ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	20	20
ООО «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ»	-	23
ОАО «ЯТЭК»	16,2	15
ООО «Эльгауголь»	11,5	11,5
ПАО «Селигдар»	4,7	4,7
Прочие	75,3	114,1

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

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», отчетные данные АО «ДГК», АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», АО «Алмазы Анабара», ОАО «ЯТЭК», ООО «Эльгауголь», ПАО «Селигдар» за 2014-2015 гг. – см. приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.7, 2.10, 2.15.

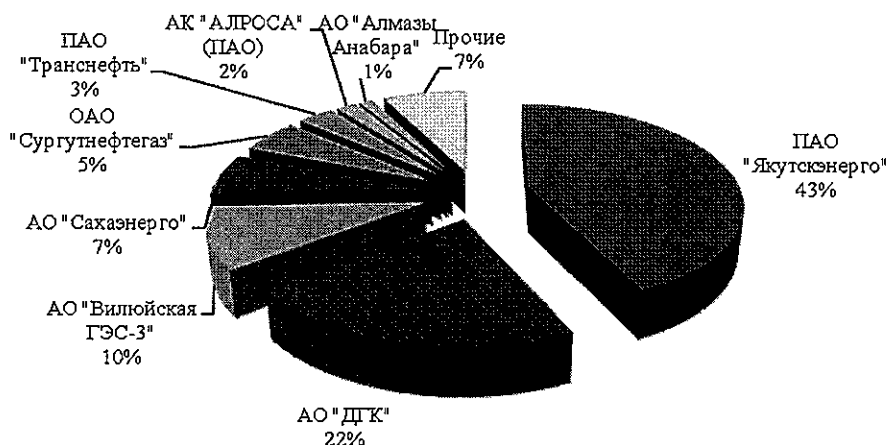


Рисунок 2.7.2 – Структура установленной мощности электростанций генерирующих компаний (состояние 2015 г.)

Суммарная мощность дизельных электростанций АК «АЛРОСА» (ПАО) оценивается в 50,7 МВт, из них порядка 20 МВт составляют ДЭС резервного и аварийного электроснабжения. Наиболее крупная из автономных электростанция

мощностью 21,6 МВт¹⁴ обеспечивает электроэнергией Нюрбинский ГОК в п. Накын.

Суммарная мощность электростанций в зоне децентрализованного электроснабжения в 2015 г. возросла по сравнению с 2014 г. на 52,4 МВт (7,7%). В основном это связано с ростом количества и мощности электростанций, эксплуатируемых в этой зоне и принадлежащих различным компаниям, например, АО «Сахаэнерго», ООО «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ», ООО «Бурэнерго» и др.

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

Зона электроснабжения, генерирующая компания	Год	
	2014	2015
Установленная мощность, всего, в том числе:	2861,6	2853,3
в зоне централизованного электроснабжения, всего	2274,4	2213,7
в том числе:		
ПАО «Якутскэнерго»	1286,9	1226,2
АО «ДГК»	618,0	618,0
АО «Виллюйская ГЭС-3»	277,5	277,5
ПАО «Транснефть»	92,0	92,0
в зоне децентрализованного электроснабжения, всего	587,2	639,6
в том числе:		
АО «Сахаэнерго»	186,2	188,2
ОАО «Сургутнефтегаз»*	162,4	152,7
АК «АЛРОСА» (ПАО)	54,5	50,7
АО «Алмазы Анабара»	33,9	33,9
ООО "Бурэнерго"	22,5	25,8
ООО "Таас-Юрях Нефтегаздобыча"	20	20
ООО "ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ"	-	23
ОАО "ЯТЭК"	16,2	15
ООО "Эльгауголь"	11,5	11,5
ПАО "Селигдар"	4,7	4,7
Прочие	75,3	114,1

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

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», отчетные данные АО «ДГК», АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», АО «Алмазы Анабара», ОАО «ЯТЭК», ООО «Эльгауголь», ПАО «Селигдар» за 2014-2015 гг. – см. приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.7, 2.10, 2.15.

Изменение установленной электрической мощности электростанций ПАО «Якутскэнерго» в 2015 г. обусловлены:

1. Выводом из эксплуатации:

ГТЭС «Ленск» (24 МВт), ДЭС «Юбилейная» (1,5 МВт), ДЭС «Охнино» (1,89 МВт),

ДЭС «Олекминск» (15,8 МВт), ДЭС «Северная Нюя» (0,2 МВт), ДЭС «Пеледуй» (5,0 МВт);

2. Демонтажем генерирующего оборудования:

¹⁴ По данным АК «АЛРОСА (ПАО)

ГТУ ст.№7 (12 МВт) на Мирнинской ГРЭС, ДЭУ-60 ст.№3 (0,06 МВт) на ДЭС «Белькачи», Etalon-5, ст.№2 (0,005 МВт); ГТС-11, ст.№ 3 (0,011 МВт) на ДЭС «Юрэн»;

3. Монтажом генерирующего оборудования:

ДЭУ-100 (0,1 МВт) на ДЭС «Белькачи», ДЭУ-4,2, ст.№ 2 (0,0042 МВт) на ДЭС «Юрэн»;

4. В связи с фактической выдаваемой мощностью ДЭУ-75 ст. № 2 на ДЭС «Белькачи» 0,06 МВт.

Изменение установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго», составляющей в начале 2015 г. 185,783 МВт, произошло за счет ввода мощности в размере 3,585 МВт, из них 0,15 МВт – возобновляемых источников энергии, новых ДЭС – 0,55 МВт, установки новых и замене старых дизель-генераторов, а также демонтажа основного оборудования – 1,13 МВт.

2.8. Состав генерирующего оборудования

Перечень электростанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, с указанием установленной мощности в 2014–2015 гг. приведен в таблице 2.8.1.

Состав основного генерирующего оборудования по электростанциям с установленной мощностью более 5 МВт приведен в Приложении 2.16.

Таблица 2.8.1 – Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Год	
		2014	2015
1	2	3	4
ПАО «Якутскэнерго», всего		1286,9	1226,2
в том числе:	Якутская ГРЭС	368	368
	Якутская ТЭЦ	12	12
	Каскад Вилюйских ГЭС-1,2	680	680
	Западные электрические сети, всего	138,5	78,1
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	109,6	73,6
	Мирнинская ГРЭС (резервная)	60	48
	Ленская ГТЭС (резервная)	24	-
	Нюрбинская ДЭС (резервная)	6,5	6,5
	Вилюйская ДЭС (резервная)	10,7	10,7
	Верхне-Вилюйская ДЭС (резервная)	8,4	8,4
	Центральные электрические сети, всего	88,4	88,1
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт	68,8	68,8
	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
АО «Дальневосточная генерирующая компания»	Нерюнгринская ГРЭС(включая Чульманскую ТЭЦ)	618	618
АО «Вилюйская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	277,5	277,5

АК «АЛРОСА» (ПАО), всего		54,5	50,7
из них:	ДЭС Нюрбинского ГОКа	20,2	21,6
АО «Сахаэнерго», всего		186,2	188,2
в том числе: электростанции мощностью > 5 МВт		105,1	92,2
	ДЭС п.Тикси	10,3	10,1
	ДЭС п. Батагай	11,7	11,1
	ДЭС п. Жиганск	7,4	7,4
	ДЭС п. Зырянка	7,7	7,1
	ДЭС п. Угольное	5,8	5,8
	ДЭС п. Сангар	10,5	10,5
	ДЭС п. Мома	5,8	4,2*
	ДЭС п. Черский	6	5,7
	ДЭС г. Среднеколымск	6,6	6,3
	ДЭС п. Чокурдах	7,8	7,8
	ДЭС п. Депутатский**	11,6	6,5
	ТЭЦ п. Депутатский	7,5	7,5
	ДЭС п. Усть-Куйга	6,4	6,4
	электростанции мощностью ≤ 5 МВт	81,1	96
	из них: возобновляемые источники энергии, всего	0,475	0,375
ОАО «Сургутнефтегаз»		162,4	152,7
в том числе:	Талаканская ГТЭС	144	135
	Талаканская ГПЭС	12,7	12,7
	ДЭС	5,7	5,0
ПАО «Транснефть»	ДЭС	92,0	92,0
АО «Алмазы Анабара»	ДЭС	33,9	33,9
ООО "Бурэнерго"	ДЭС	22,5	25,8
ООО "Таас-Юрях Нефтегаздобыча"	ДЭС	20	20
ООО "ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ"	ДЭС	-	23
ОАО "ЯТЭК"	ДЭС	16,2	15
ООО "Эльгауголь"	ДЭС	11,5	11,5
ПАО "Селигдар"	ДЭС	4,7	4,7
Прочие компании	ведомственные электростанции	75,3	114,1
ИТОГО по республике		2861,6	2853,3

Примечание – * в 2015 г. мощность ДЭС в п. Мома в суммирующей графе «мощностью > 5 МВт» не учитывалась; ** консервация

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», отчетные данные АО «ДГК», «АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», АО «Алмазы Анабара», ОАО «ЯТЭК», ООО «Эльгауголь», ПАО «Селигдар» за 2014 -2015 гг. – см. приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.7, 2.10, 2.15.

2.9 Структура выработки электроэнергии

Выработка электроэнергии всеми электростанциями на территории республики в 2015 г. увеличилась на 5% и составила 9006 млн кВт·ч. При этом электростанции, работающие в составе якутской энергосистемы, включая резервные энергоисточники, выработали 7942 млн кВт·ч электроэнергии, что составляет 88,2% от суммарной выработки по республике (таблица 2.9.1).

Прирост выработки электроэнергии в республике в 2015 г. по сравнению с 2014 г. в основном обусловлен ростом производства на Нерюнгринской ГРЭС, Виллойских ГЭС и децентрализованных электростанциях.

Изменение выработки электроэнергии по типам генерирующих источников представлено в таблице 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 2015 г. по сравнению с 2014 г. наблюдался во всех генерирующих компаниях, функционирующих на территории республики, за исключением филиала ПАО «Транснефть» и незначительного снижения ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО) и АО «Сахаэнерго» (таблица 2.9.3). Основными генерирующими компаниями республики являются ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС: на их долю в структуре выработки электроэнергии приходится 43% и 36% соответственно (рисунок 2.9.1 б).

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

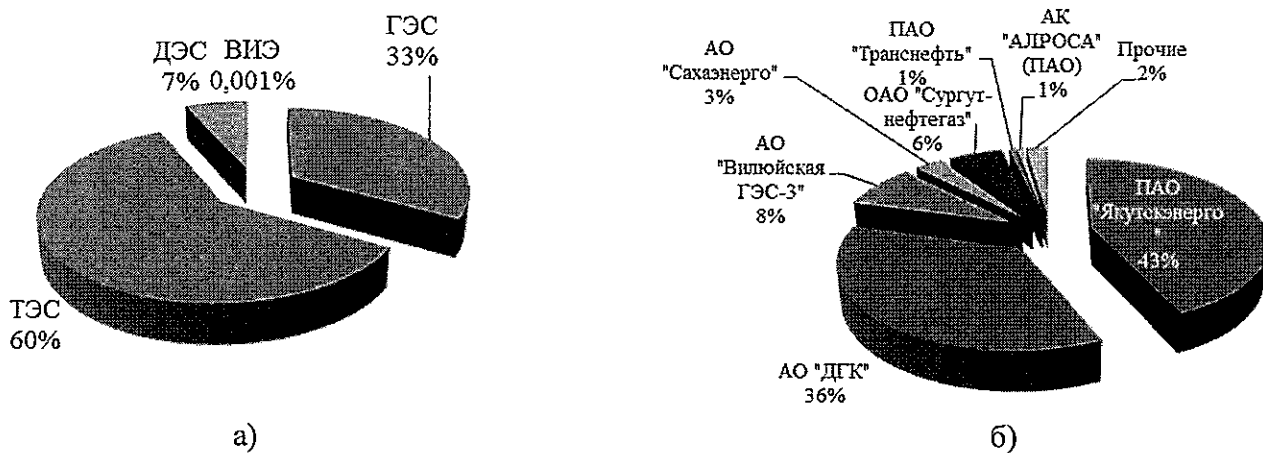
Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч		Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
	2014	2015		
Электростанции, работающие в энергосистеме, всего,	7627	7942,3	88,2	104,1
в том числе:				
Якутская ГРЭС	1608,1	1591,8	17,7	99,0
Якутская ТЭЦ	56,9	52,8	0,6	92,8
Нерюнгринская ГРЭС + Чульманская ТЭЦ	2998,8	3231,1	35,9	107,7
Вилуйские ГЭС-1,2	2131,8	2236,0	24,8	104,9
Светлинская ГЭС	734,4	753,8	8,4	102,6
Центральные электросети	14,4	14,8	0,2	102,8
Западные электросети	5,7	3,8	0,0	66,7
ДЭС ПАО «Транснефть»*	76,9	58,2	0,6	75,7
Децентрализованные электростанции, всего	951	1063,8	11,8	111,9
в том числе:				
ДЭС АО «Сахаэнерго»	270,7	270,0	3,0	99,7
ГТЭС, ГПЭС, ДЭС ОАО «Сургутнефтегаз»	461,4	527,6	5,9	114,3
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	74,1	73,9	0,8	99,7
ДЭС АО «Алмазы Анабара»	30,9	32,5	0,4	105,2
ДЭС ООО «Бурэнерго»	16,2	16,8	0,2	103,7
ДЭС ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	41,4	43,6	0,5	105,3
ДЭС ООО «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ»	-	18,6	0,2	-
ДЭС ОАО «ЯТЭК»	14,0	15,9	0,2	113,6
ДЭС ООО «Эльгауголь»	20,0	20,3	0,2	101,5
ДЭС ПАО «Селигдар»	8,0	8,6	0,1	107,5
Прочие электростанции	14,3	36,0	0,4	251,7
ИТОГО	8578,0	9006,1	100	105

Примечание - * ДЭС для собственных нужд НПС-12,13,14, подключенных к энергосистеме

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», АО «ДГК», отчетные данные АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», АО «Алмазы Анабара», ОАО «ЯТЭК», ООО «Эльгауголь», ПАО «Селигдар» за 2014-2015 гг. – см. приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.7, 2.10, 2.15.

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

Электростанция	Год	
	2014	2015
Выработка электроэнергии, всего	8578	9006,1
в том числе:		
ГЭС	2866,2	2989,8
ТЭС	5120,5	5399,1
ДЭС	591,2	617,2
ВИЭ	0,1	0,2



а) по типам электростанций, б) по генерирующим компаниям (состояние 2015 г.)

Рисунок 2.9.1 – Структура выработки электроэнергии:

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

Генерирующая компания	Год	
	2014	2015
Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	8578,0	9006,1
ПАО «Якутскэнерго»	3816,9	3899,2
АО «ДГК»	2998,8	3231,1
АО «Виллойская ГЭС-3»	734,4	753,8
АК «АЛРОСА» (ПАО)	73,9	72,1
АО «Сахаэнерго»	270,7	270,0
ОАО «Сургутнефтегаз»*	461,4	527,6
ПАО «Транснефть»	76,9	58,2
АО «Алмазы Анабара»	30,9	32,5
ООО «Бурэнерго»	16,2	16,8
ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	41,4	43,6
ООО «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ»	-	18,6
ОАО «ЯТЭК»	14,0	15,9
ООО «Эльгауголь»	20,0	20,3
ПАО «Селигдар»	8,0	8,6
Прочие	14,3	36,0

Примечание - * включая Талаканскую ГТЭС, Талаканскую ГПЭС и ДЭС

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», АО «ДГК», отчетные данные АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», АО «Алмазы Анабара», ОАО «ЯТЭК», ООО «Эльгауголь», ПАО «Селигдар» за 2014-2015 гг. – см. приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.7, 2.10, 2.15.

2.10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Производство электроэнергии в республике за период 2011–2015 гг. имеет положительную динамику и возросло на 10% – с 8,2 млрд кВт·ч в 2011 г. до 9,0 млрд кВт·ч в 2015 г. (таблица 2.10.1).

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

Статья баланса	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Производство электроэнергии, всего, в том числе:	8169	8452	8509	8578	9006
- ПАО «Якутскэнерго»	3722	3799	3734	3817	3899
- Нерюнгринская ГРЭС (ОАО «ДГК»)	3105	3164	3129	2999	3231
- ОАО «Вилуйская ГЭС-3»	571	650	730	734	754
- АО «Сахаэнерго»	266	261	266	271	270
- ОАО «Сургутнефтегаз»	302	359	414	461	528
- Прочие электростанции	203	219	236	296	324
Поступление электроэнергии, всего, в том числе:	158	162	162	159	607*
- Магаданская область	142	146	147	143	147
- Чукотский АО	15	16	15	15	15
- статистическое расхождение*					444
Отпуск за пределы республики	1513	1489	1489	1358	1510
Потребление, всего, в том числе:	6813	7125	7183	7378	8104
- собственные нужды электростанций	471	488	486	474	481
- потери в электросетях	921	871	927	1045	1001
- полезное потребление	5422	5766	5770	5859	6622

Источник: формы Росстата Электробаланс и 6-ТП за 2011-2015 гг.

Примечание: * требует уточнения величина поступления электроэнергии в республику в 2015 г., приведенная в форме Росстата Электробаланс

Темпы роста внутреннего потребления электроэнергии значительно выше по сравнению с ее производством: за прошедший пятилетний период потребление электроэнергии в республике увеличилось на 19% – с 6,8 млрд кВт·ч в 2011 г. до 8,1 млрд кВт·ч в 2015 г. (рисунок 2.10.1).

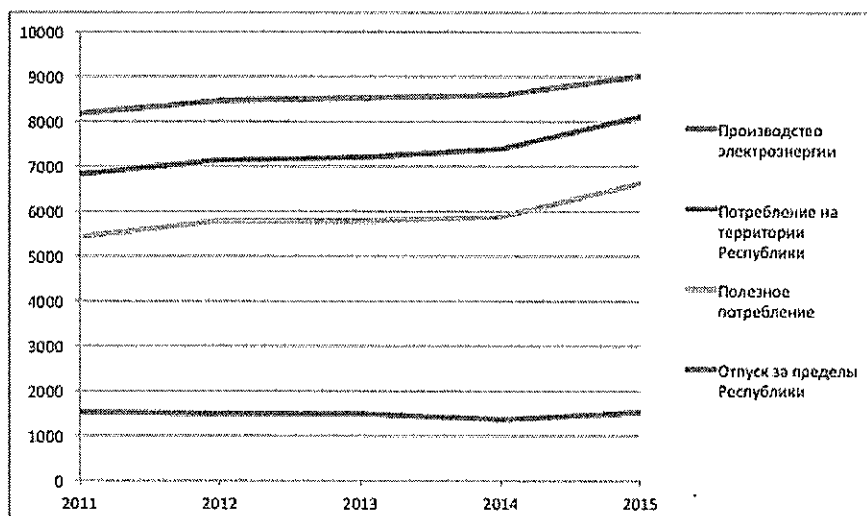


Рисунок 2.10.1 – Динамика производства и потребления электроэнергии, млрд. кВт·ч

Доля потерь в электрических сетях общего пользования в 2011–2015 гг. составляла 12–13%.

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

(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 2011–2015 гг. Западный энергорайон оставался избыточным по электрической мощности. Мирнинская ГРЭС находилась в холодном резерве.

Таблица 2.10.2 – Балансы мощности Западного энергорайона, МВт

Статья баланса	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	567	552	570	589	599
Резерв	90	90	90	90	90
<i>Итого</i>	<i>657</i>	<i>642</i>	<i>660</i>	<i>679</i>	<i>689</i>
ПОКРЫТИЕ					
<i>Установленная мощность, всего</i>	<i>1108</i>	<i>1109</i>	<i>1108</i>	<i>1096</i>	<i>1036</i>
<i>ГЭС, всего, в том числе:</i>	<i>958</i>	<i>958</i>	<i>958</i>	<i>958</i>	<i>958</i>
Вилуйские ГЭС 1-2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	278	278	278	278	278
<i>Прочие источники, всего, в том числе:</i>	<i>150</i>	<i>151</i>	<i>151</i>	<i>139</i>	<i>78</i>
Мирнинская ГРЭС	72	72	72	60	48
Западные электросети	78	79	79	79	30
<i>Располагаемая мощность, всего</i>	<i>1055</i>	<i>1056</i>	<i>1056</i>	<i>1044</i>	<i>960</i>
<i>ГЭС, всего, в том числе:</i>	<i>905</i>	<i>905</i>	<i>905</i>	<i>905</i>	<i>882</i>
Вилуйские ГЭС 1-2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	225	225	225	225	202
<i>Прочие источники, всего, в том числе:</i>	<i>150</i>	<i>151</i>	<i>151</i>	<i>139</i>	<i>78</i>
Мирнинская ГРЭС	72	72	72	60	48
Западные электросети	78	79	79	79	30
<i>Дефицит (-)/ Избыток (+)</i>	<i>398</i>	<i>414</i>	<i>396</i>	<i>365</i>	<i>272</i>

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

Статья баланса	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Выработка всего, в том числе:</i>	<i>2689</i>	<i>2796</i>	<i>2796</i>	<i>2872</i>	<i>2994</i>
<i>ГЭС, всего, в том числе:</i>	<i>2681</i>	<i>2790</i>	<i>2787</i>	<i>2866</i>	<i>2990</i>
Вилуйские ГЭС 1-2	2110	2140	2057	2132	2236
Светлинская ГЭС	571	650	730	734	754
<i>Прочие источники</i>	<i>8</i>	<i>6</i>	<i>9</i>	<i>6</i>	<i>4</i>
<i>Проектная среднесрочная</i>	<i>3969</i>	<i>3969</i>	<i>3969</i>	<i>3969</i>	<i>3969</i>

<i>выработка ГЭС, в том числе:</i>					
Вилуйские ГЭС 1-2	2857	2857	2857	2857	2857
Светлинская ГЭС	1112	1112	1112	1112	1112

Продолжение таблицы 2.10.3

<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	2689	2796	2793	2872	2994
- собственные нужды	36	39	38	38	33
- потери в сетях	366	355	399	401	417
- полезное потребление	2287	2402	2356	2432	2544
<i>Избыток (+)/дефицит (-) к проектной среднесуточной выработке</i>	1280	1173	1176	1097	975

(1) Центральный энергорайон

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

Таблица 2.10.4 – Балансы мощности Центрального энергорайона, МВт

Статья баланса	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	312	320	318	323	304
Резерв	45	45	45	45	45
<i>Итого</i>	<i>357</i>	<i>365</i>	<i>363</i>	<i>368</i>	<i>349</i>
ПОКРЫТИЕ					
<i>Установленная мощность, всего</i>	<i>420</i>	<i>468</i>	<i>468</i>	<i>468</i>	<i>468</i>
Центральные электросети	88	88	88	88	88
Якутская ГРЭС	320	368	368	368	368
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
<i>Располагаемая мощность, всего</i>	<i>469</i>	<i>517</i>	<i>526</i>	<i>519</i>	<i>492</i>
Центральные электросети	88	88	88	88	88
Якутская ГРЭС	368	416	426	419	392
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
<i>Дефицит (-)/ Избыток (+)</i>	<i>112</i>	<i>152</i>	<i>163</i>	<i>151</i>	<i>144</i>

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

Статья баланса	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Выработка, всего, в том числе:</i>	<i>1604</i>	<i>1653</i>	<i>1669</i>	<i>1679</i>	<i>1660</i>
<i>ТЭС, всего, в том числе:</i>	<i>1585</i>	<i>1636</i>	<i>1653</i>	<i>1665</i>	<i>1645</i>
Якутская ГРЭС	1528	1581	1601	1608	1592
Якутская ТЭС	57	55	52	57	53
Прочие источники	19	17	16	14	15
<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	<i>1604</i>	<i>1653</i>	<i>1669</i>	<i>1679</i>	<i>1660</i>
- собственные нужды	71	71	71	68	69
- потери в сетях	348	343	344	341	324
- полезное потребление	1185	1239	1253	1270	1267

В период 2011–2015 гг. Центральный энергорайон остается избыточным по электрической мощности.

(2) 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 2011–2015 гг. Южно-Якутский энергорайон остается избыточным по электрической мощности.

Таблица 2.10.6 – Балансы мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт

Статья баланса	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	259	269	271	276	279
ПОКРЫТИЕ					
<i>Установленная мощность, всего</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>
<i>Располагаемая мощность, всего</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48
<i>Ремонтное снижение</i>	<i>0</i>	<i>38</i>	<i>0</i>	<i>208</i>	<i>0</i>
<i>Дефицит (-)/ Избыток (+)</i>	<i>359</i>	<i>311</i>	<i>347</i>	<i>134</i>	<i>339</i>

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

Статья баланса	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Выработка, всего, в том числе:</i>	<i>3105</i>	<i>3164</i>	<i>3129</i>	<i>2999</i>	<i>3231</i>
ТЭС, всего, в том числе:	3105	3164	3129	2999	3231
Нерюнгринская ГРЭС	3008	3078	3129*	2999*	3231*
Чульманская ТЭЦ	97	86			
<i>Передача в энергосистему Амурской области</i>	<i>1513</i>	<i>1488</i>	<i>1424</i>	<i>1332</i>	<i>1509</i>
<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	<i>1592</i>	<i>1675</i>	<i>1705</i>	<i>1667</i>	<i>1722</i>
- собственные нужды	354	368	368	354	370
- потери в сетях	25	46	33	40	37
- полезное потребление	1213	1261	1304	1273	1315

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 2011–2015 гг. приведена в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1 – Исходные данные и основные показатели энергоэффективности в республике

Показатель	Ед. изм.	Год					Среднегодовой темп роста, %
		2011	2012	2013	2014	2015	
ВРП в сопоставимых ценах (2011 г.)	млрд руб.	486,8	502,4	506,9	523,1	532,5	102,3
Численность населения на конец года	тыс. чел.	955,9	955,6	954,8	956,9	959,7	100,1
Среднегодовая численность занятого населения	тыс. чел.	483,2	482,9	482,1	482,1	482,1	99,94
Энергопотребление	тыс. т у.т.	7740	8131	7964	7977	8114	101,2
Электропотребление	млн кВт·ч	6813,1	7125,4	7182,6	7378,2	8103,6	104,4
Энергоемкость ВРП	кг у.т. / тыс. руб.	15,90	16,18	15,71	15,25	15,24	98,96
Электроёмкость ВРП	кВт·ч / тыс. руб.	14,00	14,18	14,17	14,10	15,22	102,2
Потребление электроэнергии на душу населения	тыс. кВт·ч / чел	7,13	7,46	7,52	7,71	8,44	104,3
Электровооружённость труда	тыс. кВт·ч / чел	14,10	14,76	14,90	15,30	16,81	104,5

Источник: Электробалансы Республики Саха (Якутия) за 2011-2015 гг.; Регионы России. Социально-экономические показатели. 2016: Р32 Стат. сб. / Росстат. – М., 2016. – 1326 с.

(1) Энергоемкость

Среднегодовой темп роста энергопотребления в республике за 2011–2015 гг. составил 101,2 %. На фоне более высоких среднегодовых темпов роста экономики (102,3%) энергоемкость ВРП к концу периода по сравнению с 2011 г. снизилась на 4,2% и составила 15,24 кг у.т./тыс. руб. Среднегодовой темп снижения энергоемкости ВРП составил 1,04%, хотя по отдельным годам периода наблюдался рост этого показателя (рисунок 2.11.1).

Наиболее энергоемким видом деятельности являются обрабатывающие производства. На фоне кризисных явлений с 2011 по 2015 г. вклады обрабатывающих производств в ВРП и в энергопотребление уменьшились на

14,0% и 12,1 % соответственно. Вследствие этого энергоёмкость обрабатывающей промышленности увеличилась на 2,2 % от уровня 2011 г.

Снижение энергоёмкости добывающей промышленности за рассматриваемый период обусловлено ростом вклада в ВРП в размере 30,8% при снижении объема энергопотребления на 14,4%.

Энергопотребление в строительстве увеличилось за период на 5,3%, при этом вклад в ВРП – на 3,0%, вследствие чего энергоёмкость производства в данной отрасли увеличилась на 2,24%.

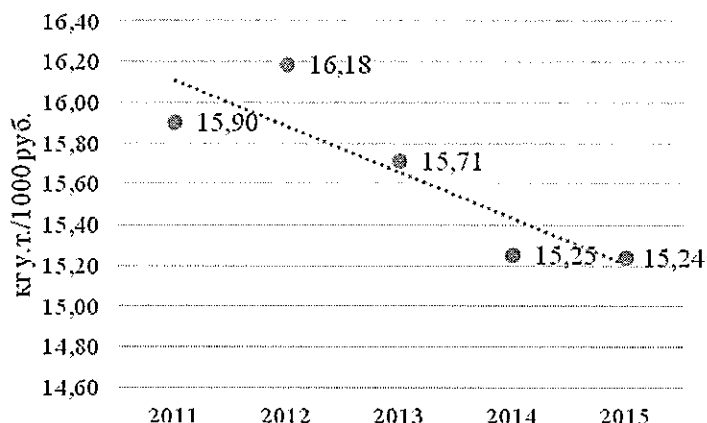


Рисунок 2.11.1 – Динамика энергоёмкости ВРП республики, кг у.т. на 1000 руб.

В сельском хозяйстве энергоёмкость в зависимости от структуры производства и сезонных факторов характеризуется высокой неустойчивостью её динамики: в отдельные годы наблюдается то снижение, то рост (рисунок 2.11.2).

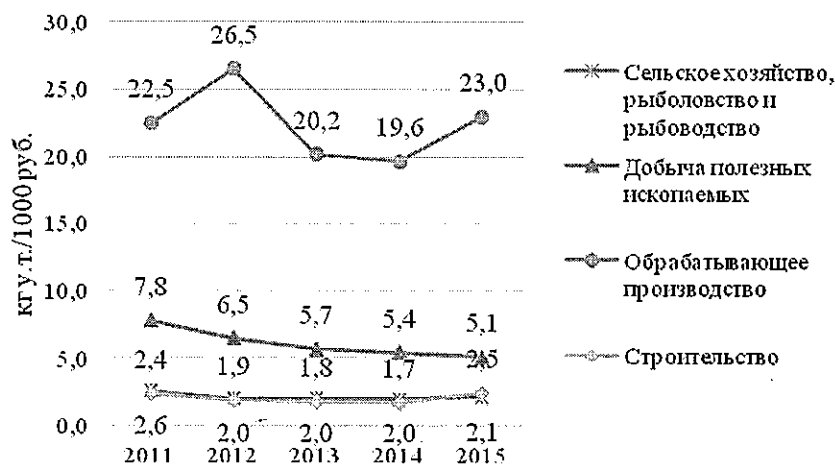


Рисунок 2.11.2 – Энергоёмкость по видам экономической деятельности конечного потребления, кг у.т. на 1000 руб.

(2) Электроёмкость

Уровень электроёмкости производства валового регионального продукта в целом по республике за период 2011–2014 гг. оставался относительно стабильным, примерно 14,0–14,2 кВт·ч на 1000 руб. Значительный её рост произошёл в 2015 г. (до 15,2 кВт·ч на 1000 руб.), что было связано с расширением производственной

деятельности и услуг в таких электроёмких отраслях, как нефтепроводный транспорт, производство теплоэнергии с использованием электроотопления, жилищно-коммунальное хозяйство и др. (рисунок 2.11.3).

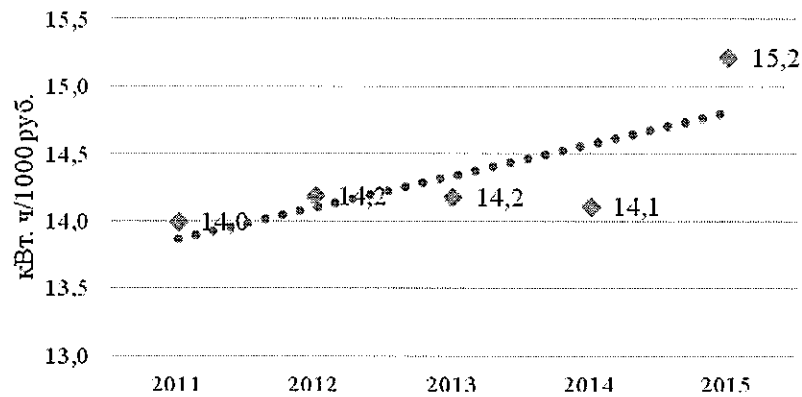


Рисунок 2.11.3 – Динамика изменения электроёмкости ВРП, кВт·ч на 1000 руб.

Среди отраслей промышленности наиболее электроёмкими являются обрабатывающие производства, если с 2011 по 2013 г. электроёмкость этой отрасли неуклонно снижалась, то с 2014 г. стала заметно расти. Рост электроёмкости в обрабатывающих производствах за последние два года рассматриваемого периода связан с низкими темпами роста производства в них ВРП (валовой добавленной стоимости), как следствие нестабильности спроса и неустойчивой динамики производства продукции при сохранении и незначительном росте уровня электропотребления. Если же рассматривать период в целом, то с 2011 г. электроёмкость по обрабатывающим производствам снизилась с 34,6 до 30,1 кВт·ч на 1000 руб., т.е. почти на 13% (рисунок 2.11.4).

В добывающей отрасли рост её вклада в ВРП опережал рост электропотребления, в результате чего происходило снижение электроёмкости: с 2012 по 2015 г. она снизилась с 12 до 10 кВт·ч на 1000 руб., или на 16,7%.

Электроёмкость сельского хозяйства постоянно снижается за счет спада производства и электропотребления. Исключение составляет 2015 г., когда рост электропотребления по сравнению с предыдущим годом составил 11,0% (вклад в ВРП снизился на 2,1%), что привело к росту электроёмкости на 13,4%.

Электроёмкость производства в строительной отрасли в рассматриваемом периоде имела тенденцию к росту и с 2011 по 2015 г. увеличилась на 21,1%.

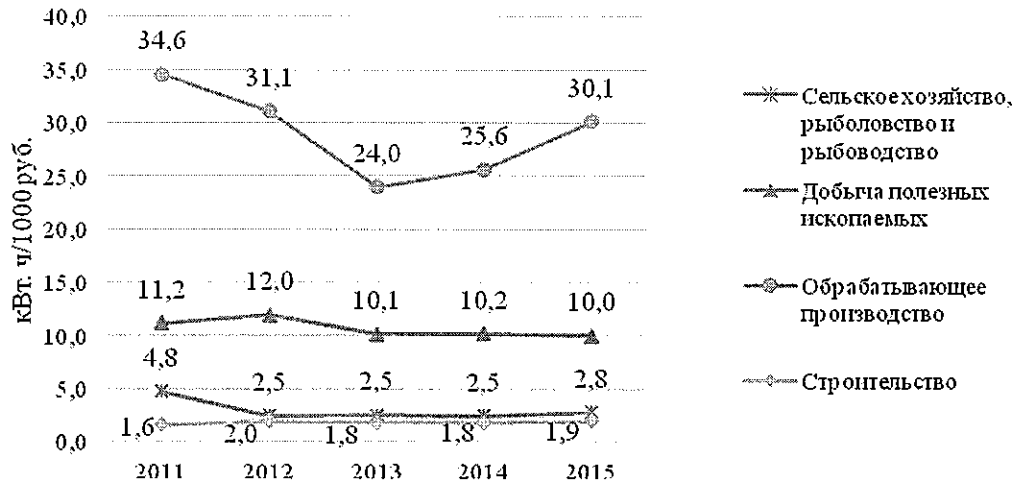


Рисунок 2.11.4 – Динамика изменения электроемкости по видам экономической деятельности, кВт·ч на 1000 руб.

(3) Потребление электроэнергии на душу населения

За рассматриваемый период рост населения составил 100,4% (3,8 тыс. чел). Если на начало периода на одного человека приходилось 7,13 тыс. кВт·ч в год, то к концу периода это значение повысилось на 18,4% и составило 8,44 тыс. кВт·ч в год. На фоне медленного прироста населения электропотребление в целом по республике в 2015 г. по сравнению с 2014 г. значительно выросло, примерно, на 19%. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии на душу населения составил 104,6% (рисунок 2.11.5).

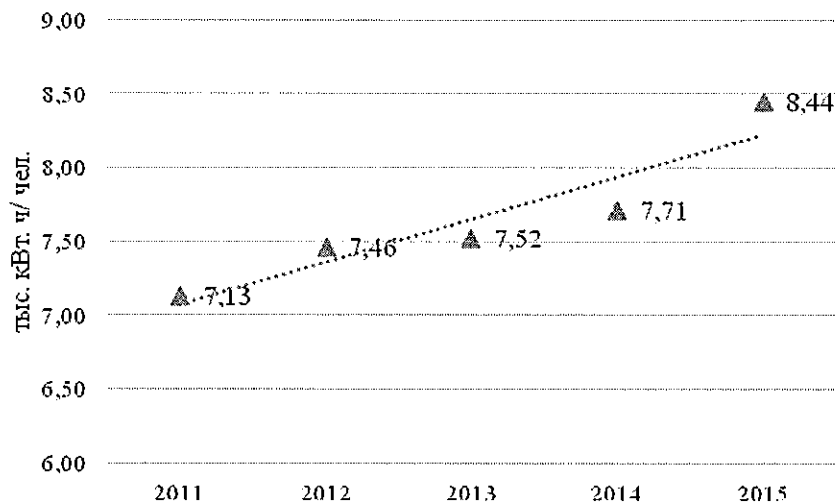


Рисунок 2.11.5 – Динамика потребления электроэнергии на душу населения, тыс. кВт·ч / чел.

(4) Электровооруженность труда в экономике

Электровооруженность труда в экономике растет за счет увеличения роста электропотребления при относительно неизменном количестве среднесписочной численности занятых в экономике. За рассматриваемый период рост электровооруженности составил 19,2% и достиг 16,81 тыс. кВт·ч на одного занятого в экономике (рисунок 2.11.6).

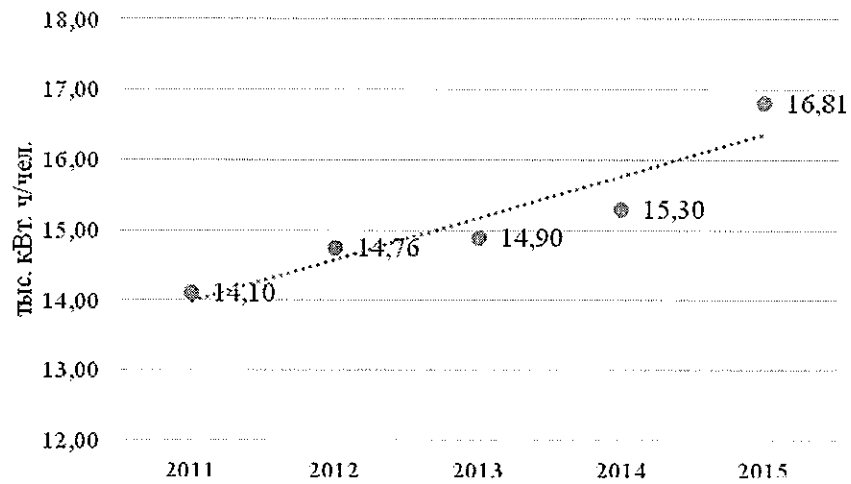


Рисунок 2.11.6 – Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч на 1 занятого в экономике

По видам экономической деятельности наиболее высокая электровооруженность наблюдается в добывающей промышленности. За период этот показатель вырос до 60,8 тыс. кВт·ч на одного занятого. Тем самым, электровооруженность добычи полезных ископаемых стала выше аналогичного показателя в обрабатывающей промышленности в 4,5 раза.

В строительстве и сельском хозяйстве электровооруженность труда в последние три года рассматриваемого периода оставалась стабильной: примерно, на уровне 2,3 и 0,7 тыс. кВт·ч на одного занятого (рисунок 2.11.7).

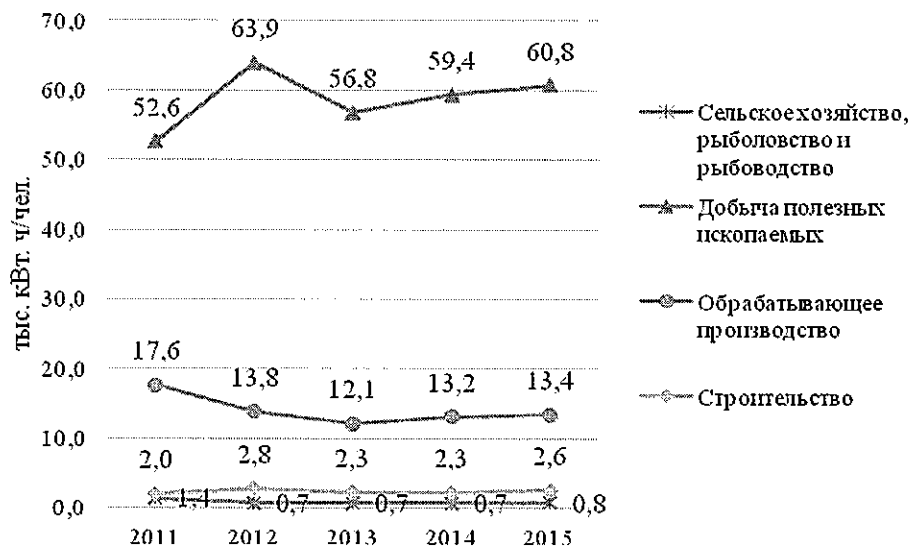


Рисунок 2.11.7 – Электровооруженность труда по видам экономической деятельности, тыс. кВт·ч на 1 занятого в экономике

2.12. Основные характеристики электросетевого хозяйства 35 кВ и выше

Общая протяженность линий электропередачи 35 кВ и выше в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 13258,3 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 35 кВ и выше составляет 10156,92 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 01.01.2016)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
220 кВ	6012,1	2155
110 кВ	3541,3	3071,9
35 кВ	3704,9	630,5

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

Перечень ЛЭП 35-220 кВ энергосистемы республики с указанием сводных данных по ним приведен в Приложении 2.17.

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» (состояние на 01.01.2016 г.)

ПАО «Якутскэнерго»		0,4-6-10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС, км		9490,3	1967,9	1417,2	422,5	13297,9
% износа	Факт.	40	30	10	10	34
	Бух.	56	73	50	61	61
ЗЭС, км		4637,6	1439,0	1554,5	1341,2	8972,3
% износа	Факт.	30	40	25	55	34
	Бух.	63	73	63	63	65
Итого по «Якутскэнерго»		14127,9	3406,9	2971,1	1763,7	22270,2
% износа	Факт.	37	34	18	44	34
	Бух.	60	72	57	62	63

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

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

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%.

Таблица 2.12.3 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (состояние на 01.01.2016 г.)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		0,4-6-10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км		906,3	298,0	570,2	-	1774,5
% износа	Факт.	70	75,7	79,2	-	75,0

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

Процент износа ВЛ и ПС «Южно-Якутских электрических сетей» составляет:

- линии электропередачи 110 кВ – 79,2%;
- линии электропередачи 35 кВ – 75,7%;

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

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

- ВЛ 220 кВ Вилюйская 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.

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

- длительное время ремонтно-восстановительных работ;
- дополнительные затраты на ремонт и восстановление линий электропередачи;
- значительные объемы потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях (16,93% в электрических сетях ПАО «Якутскэнерго» в 2015 г).

Перечень подстанций 35-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием сводных данных по ним приведен в Приложении 2.14.

В таблице 2.12.4 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

В таблице 2.12.5 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.12.4 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Якутскэнерго» (состояние на 01.01.2016 г.)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10) кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС	мощность, МВА	839,17	240,4	754,5		1834,07
	количество	2895	87	29		3011
% износа фактический		40	35	35		37
ЗЭС	мощность, МВА	430,45	272,0	1763	999,0	3464,45
	количество	1 398	46	40	5	1489
% износа фактический		45	40	35	40	38
Итого ЯЭ	мощность, МВА	1269,62	512,4	2517,5	999,0	5298,52
	количество	4 293	133	69	5	4500
% износа фактический		40	38	35	40	38

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

Таблица 2.12.5 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (состояние на 01.01.2016)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		6(10) кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
	мощность, МВА	127,6	118,1	554,4	-	800,1
	количество	281	17	19	-	317
% износа фактический		38,5	62,8	76,6	-	59,3

Подстанции и энергооборудование ПАО «Якутскэнерго» имеют высокий процент износа – около 40 %. На территории Южно-Якутского энергорайона (АО «ДРСК») износ подстанций также значителен (59,3 %).

Вводы новых и расширение существующих электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше за последние 5 лет

Вводы новых и расширяемых электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше за период 2011–2015 гг. с разбивкой по классам напряжений представлены в таблице 2.12.6.

Таблица 2.12.6 – Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 35 кВ и выше

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
Западный энергорайон					
1.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 ПС 220 кВ НПС-13	АО «ДВЭУК»	2011	147 км 2х25 МВА
2.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-18	ПАО «ФСК ЕЭС»	2012	Заходы 2х2 км, 2х63 МВА
3.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Чернышевский – Мирный – Ленск – НПС-	АО «ДВЭУК»	2012	2х336 км 2х25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		12, ПС 220 кВ НПС-12			
4.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Районная – Городская – НПС-12	АО «ДВЭУК»	2013	2х265,5 км
5.	220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13	АО «ДВЭУК»	2013	167 км
6.	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
7.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-11 с отп. от ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА 2х1,85 км
8.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА
9.	220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск с отп. на НПС-14 №1 и №2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	95,57 км 95,62 км
10.	110 кВ	ПС 110/35/10 кВ Тойбохой	ПАО «Якутскэнерго»	2011	6,3 МВА
11.	110 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 110/10 кВ Шея	ПАО «Якутскэнерго»	2012	6,3 МВА
12.	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ (Л-103) Мирный – Сунтар	ПАО «Якутскэнерго»	2012	10,5 км
13.	110 кВ	ПС 110 кВ Северная Нюя	ПАО «Якутскэнерго»	2013	6,3 МВА
14.	110 кВ	Внешнее электрообеспечение подземного рудника "Удачный" 1-ый этап: ВЛ 110 кВ, реконструкция ОРУ 110 кВ, ПС 110 кВ «Электрокалорифер», ПС 110 кВ ГПП-2 2-ой этап: ПС 110/6 кВ ГПП-1 ВЛ 110 кВ ГПП-6 – ГПП-1	ПАО «Якутскэнерго»	2012 2014	2х25 МВА 5,34 км 4х25 МВА 2х16 МВА
15.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Нюрба	ПАО «Якутскэнерго»	2015	25 МВА
16.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Хатынг-Юрях	ПАО «Якутскэнерго»	2015	25 МВА
17.	35 кВ	ВЛ 10 (35) кВ Мурья – Южная Нюя	ПАО «Якутскэнерго»	2011	74,56 км
18.	35 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Тосу	ПАО «Якутскэнерго»	2013	1 МВА
19.	35 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Сунтар-2	ПАО «Якутскэнерго»	2013	4 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
Центральный энергорайон					
20.	220 кВ	ПС 220 кВ Майя	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2x125 МВА 2x16 МВА
21.	110 кВ	ВЛ 110 кВ Эльдикан – Солнечный	ПАО «Якутскэнерго»	2011	51,4 км
22.	110 кВ	Реконструкция ПС 110/10 кВ Набережная	ПАО «Якутскэнерго»	2012	50 МВА
23.	110 кВ	Реконструкция ПС 110/10 кВ Центральная	ПАО «Якутскэнерго»	2012	80 МВА
24.	110 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 110/35/10 кВ Радиоцентр	ПАО «Якутскэнерго»	2012	10 МВА
25.	110 кВ	ПС 110 кВ Нижний Бестях	ПАО «Якутскэнерго»	2013	2x25 МВА
26.	110 кВ	ВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях	ПАО «Якутскэнерго»	2013	2x28,4 км
27.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Чурапча	ПАО «Якутскэнерго»	2014	16 МВА
28.	35 кВ	ПС 35/6 кВ Покровка	ПАО «Якутскэнерго»	2011	1,6 МВА
29.	35 кВ	ПС 35/6 кВ Харбалах	ПАО «Якутскэнерго»	2011	2,5 МВА
30.	35 кВ	ВЛ 35кВ Майя – ГНС	ПАО «Якутскэнерго»	2011	52,541 км
31.	35 кВ	ПС 35 кВ Ж/д станция Нижний Бестях	ПАО «Якутскэнерго»	2013	12,6 МВА
32.	35 кВ	ПС 35 кВ Куохора	ПАО «Якутскэнерго»	2013	8 МВА
33.	35 кВ	ВЛ 35 кВ Нижний Бестях – Ж/д станция	ПАО «Якутскэнерго»	2013	13,23 км
34.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ Павловск	ПАО «Якутскэнерго»	2015	1 МВА
35.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ Михайловка	ПАО «Якутскэнерго»	2015	1 МВА
Южно-Якутский энергорайон					
36.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-16	ПАО «ФСК ЕЭС»	2012	2x128 км 2x25 МВА
37.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2013	168,3 км
38.	220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отп. на НПС-17	ПАО «ФСК ЕЭС»	2013	113,4 км
39.	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
40.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-19 с отп. ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС –	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2x25 МВА 2x4,3 км

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		Тында			
41.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ ЗИФ	АО «ДРСК»	2015	2,5 МВА
42.	110 кВ	ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	2x16 МВА
43.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимыр с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	7,5 км
44.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	7,5 км
45.	110 кВ	замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	16 МВА
46.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимыр до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км
47.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км

Основными проблемами, характерными для энергосистемы республики, являются:

- технологическая изолированность;
- отсутствие магистральных межрегиональных электрических сетей;
- наличие большого количества энергоисточников (изолированных в рамках одной энергосистемы) и ДЭС малой мощности;
- энергоснабжение отдаленных районов за счет строительства ЛЭП неэффективно, а строительство генерирующих мощностей не обеспечивается существующей потребностью в электроэнергии;
- значительная часть оборудования введена в строй более 30-40 лет назад;
- 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 (16,93% в электрических сетях ПАО «Якутскэнерго» в 2015 г);
- существуют ограничения в возможности осуществления технологического присоединения новых потребителей;
- неразвитость сетевой инфраструктуры, низкий территориальный охват, несоответствие пропускной способности сетей потребностям в электрической мощности вновь подключаемых объектов и потенциальных, перспективных потребителей.

2.13. Основные внешние электрические связи энергосистемы республики

Южно-Якутский энергорайон имеет связь с ОЭС Востока по ВЛ 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 123 МВт по данным контрольных замеров 2015 г. (21,5% 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 в амурскую энергосистему ОЭС Востока в рассматриваемый период приведена в таблице 2.13.1.

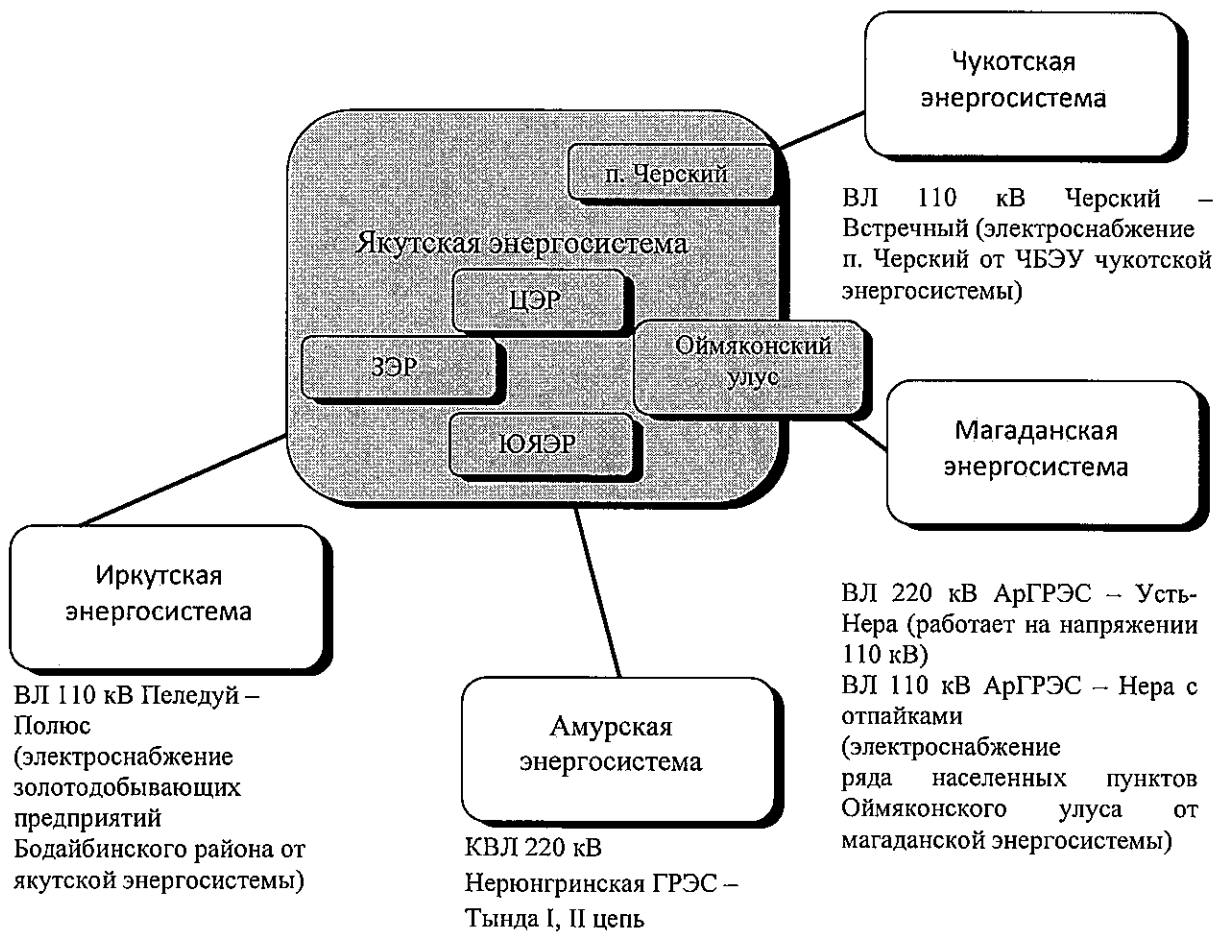


Рисунок 2.13.1 – Блок-схема внешних электрических связей якутской энергосистемы

С 2011 по 2014 г. ежегодно происходило незначительное снижение объемов поставок электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона в ОЭС Востока (в 2012 г. – на 1,6%, в 2013 г. – на 6,3%, в 2014 г. – на 4,4%). Прирост передачи в 2015 г. составил 176 млн кВт·ч или 13,2%, таким образом, объемы поставок в 2015 г. вернулись на уровень 2011 г.

В 2014 г. 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.

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

Показатель	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Передача в ОЭС Востока, млн кВт·ч	1513	1488	1424	1333	1509
Прирост передачи, млн кВт·ч	617	-24,9	-64	-62	176
Годовые темпы прироста, %	68,8	-1,6	-6,3	-4,3	13,2

Завершение строительства двухцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя с ПС 220 кВ Майя, предназначенных для объединения Центрального и Южно-Якутского энергорайонов планируется в 2017 г. После завершения строительства заходов ВЛ 35, 110 кВ на ПС 220 кВ Майя для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО «Якутскэнерго», планируемый срок ввода заходов – IV квартал 2018 г., намечается 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.

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

После ввода в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 в 2019 г. и линий Усть-Кут – НПС-6 – НПС-7 – НПС-8 образуется новая связь энергосистемы республики с ОЭС Сибири.

Электроснабжение п. Черский на крайнем северо-востоке Республики Саха (Якутия) осуществляется от ПС 110 кВ Черский (110/6 кВ) по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский протяженностью 225 км от Чаун-Билибинского энергоузла

Чукотского автономного округа. Эксплуатацию вышеуказанных объектов осуществляет собственник – АО «Чукотэнерго» (рисунок 2.13.1).

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 п. 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 2015 г.)

Суммарный объем потребления топлива электростанциями и котельными в 2015 г. составил 4,7 млн т у.т., в том числе угля 2,2 млн т у.т., природного и попутного газа – 2,1 млн т у.т. (таблица 2.14.1). В структуре потребления топлива 46 % приходится на уголь, 44 % – на природный газ.

Таблица 2.14.1 – Потребление топлива электростанциями и котельными, тыс. т у.т. (состояние 2015 г.)

Топливо	Итого	в том числе:	
		ТЭС	котельные
Уголь	2169,8	1324,4	785,4
Нефть и газоконденсат (включая мазут)	254,8	12,0	242,8
Дизельное топливо	178,1	167,4	10,7
Природный и попутный газ	2060,5	1392,0	668,5
Древесина	8,3	-	8,3
Всего	4671,5	2955,8	1715,7

Источник: по данным формы Росстата 11-ТЭР за 2015 г.

На тепловых электростанциях в 2015 г. потреблено 2955,8 тыс. т у.т. топлива, из которых 47 % приходится на уголь, 47 % – на газ. Нефтепродукты и прочие виды топлива в структуре потребления топлива электростанциями занимают 6 % (рисунок 2.14.1).

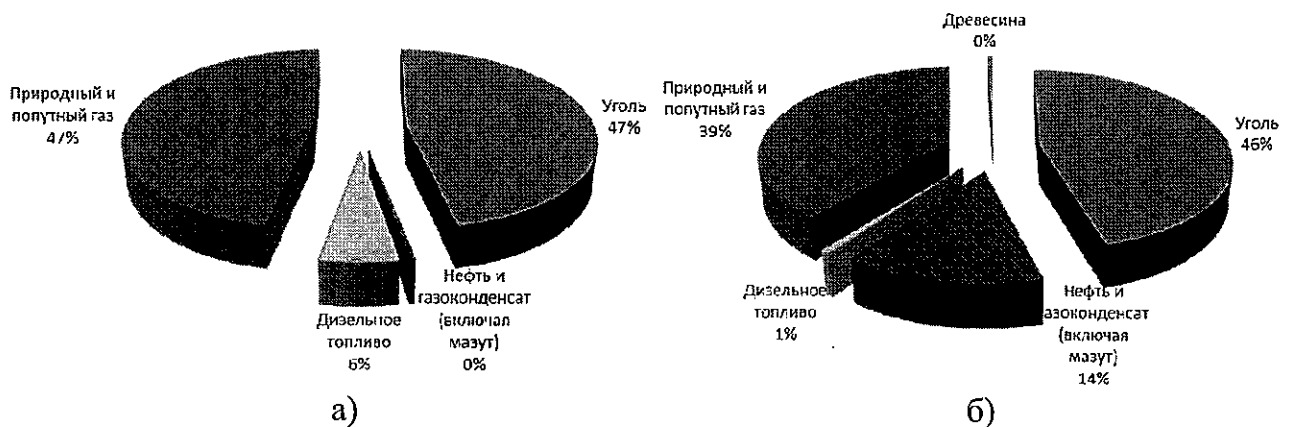


Рисунок 2.14.1 – Структура потребления топлива в 2015 г. а) ТЭС, б) котельные, %

В котельных в 2015 г. было потреблено 1715,7 тыс. т у.т. топлива, из которых 46 % приходится на уголь, 39 % – на газ, 15 % – на нефтепродукты и прочие виды топлива.

2.15. Единый топливно-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) (ЕТЭБ) за 2011–2015 гг.

Добыча (производство) первичных энергоресурсов в республике за период 2011–2015 гг. увеличилась на 49,7% – с 20269 до 30336 тыс. т у.т. (рисунок 2.15.1). Значительный рост производства был обеспечен за счет увеличения добычи нефти и угля в 1,7 и 1,46 раза соответственно.

За период 2011–2015 гг. структурные изменения происходят в сторону увеличения добычи нефти, с 39,5 до 45,0%. При этом доля угля незначительно снизилась с 44,2 до 42,9%, доля газа – с 14,3 до 10,7% соответственно. За счет этого в структуре добычи (производства) несколько снизилась доля гидроэнергии (0,42 процентного пункта).

Потребление первичных топливно-энергетических энергоресурсов (ТЭР) в республике за рассматриваемый период увеличилось на 4,8% – с 7740 до 8114 тыс. т у.т. (рисунок 2.15.2). Потребление угля на протяжении всего периода стабильно высокое, средний темп роста – 4,4%. Потребление природного газа увеличилось на 12,0%, в основном за счет увеличения потребления природного и попутного нефтяного газов как котельно-печного топлива (рост составил 14,6%). Потребление нефтепродуктов в течение периода менялось, но в конце периода сравнилось со значением начала периода как в натуральном, так и в структурном выражении.

В таблицах 2.15.1-2.15.5 приведены годовые топливно-энергетические балансы республики по утвержденной форме ТЭБ¹⁵.

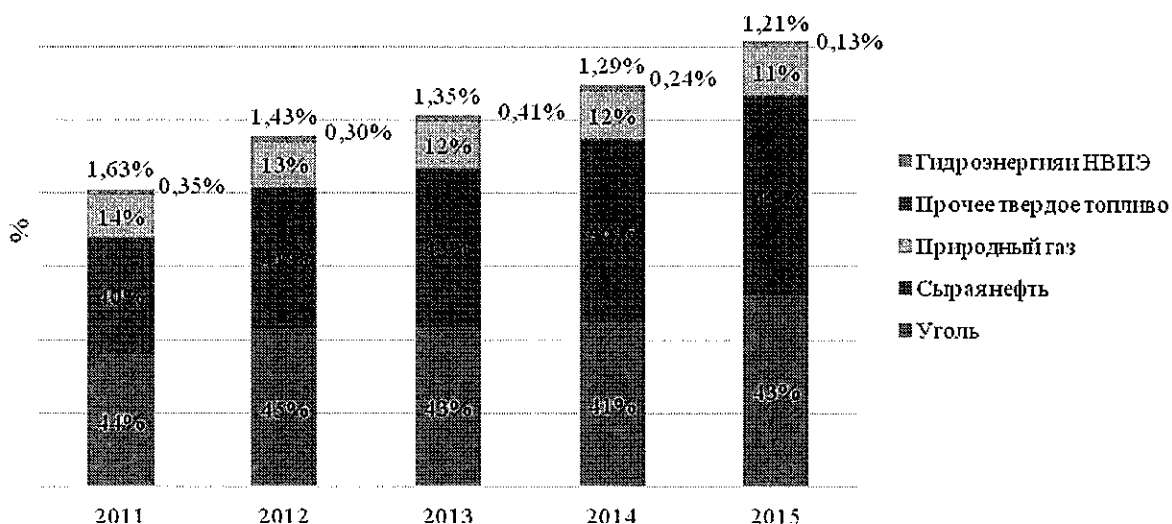


Рисунок 2.15.1 – Динамика производства первичных топливно-энергетических ресурсов

¹⁵ Приказ Министерства энергетики РФ от 14.12.2011 № 600 «Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований»

Объем конечного потребления за период сократился на 1,2%. Преобладающими видами ТЭР в конечном потреблении являются теплоэнергия, нефтепродукты, и в меньшей мере, электроэнергия и природный газ (рисунок 2.15.3). За период выросла доля потребления электроэнергии и нефтепродуктов на 32,0 и 9,5% соответственно. Их рост на структуру конечного потребления существенно не повлиял.

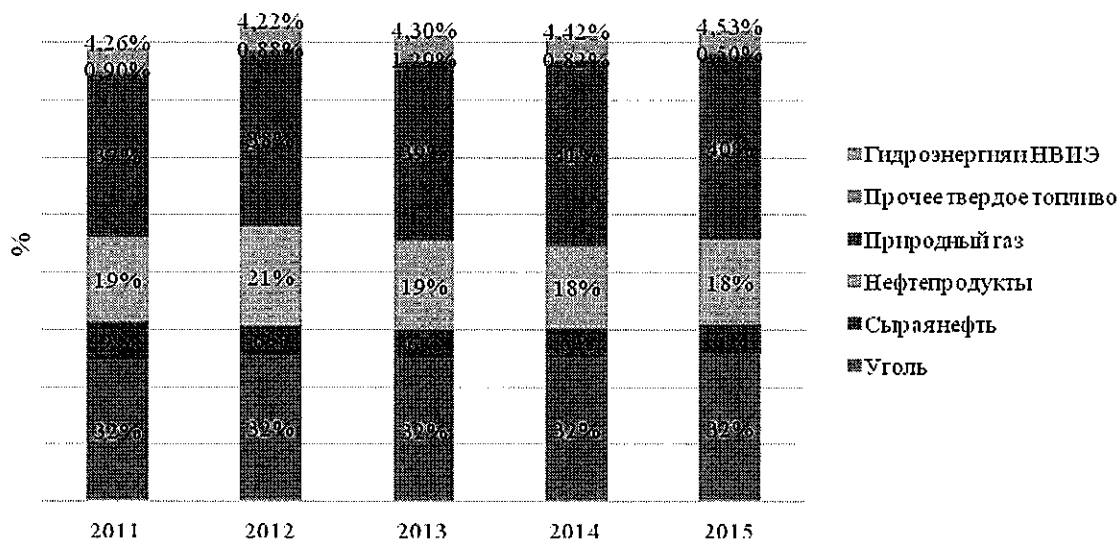


Рисунок 2.15.2 – Динамика валового потребления первичных топливно-энергетических ресурсов

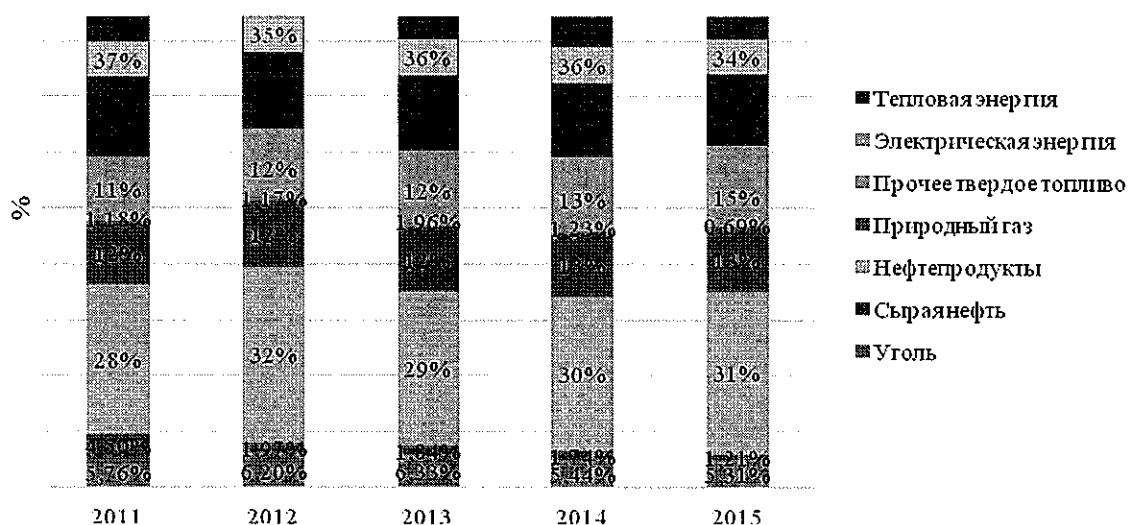


Рисунок 2.15.3 – Структура конечного потребления республики по видам топлива и энергии за 2011–2015 гг., %.

Таблица 2.15.1 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2011 г.

Статья баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
	1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	8952	8012		2904	71	330			20269
Ввоз	62		1444				19		1526
Вывоз	-6555	-7353					-186		-14094
Изменение запасов	-26	-3	-17	4	1	0	0	0	-40
Потребление первичной энергии	2485	661	1461	2900	70	330	-167	0	7740
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-978	-3	-128	-808		-330	1005	0	-1244
Производство тепловой энергии	-1094	-318	-147	-989	-14		-89	2120	-532
<i>Теплоэлектростанции</i>	-355	-2	-2	-322				607	-71
<i>Котельные</i>	-739	-318	-145	-667	-14			1423	-460
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>							-89	89	0
Преобразование топлива		-128	141	-17					-4
<i>Переработка нефти</i>		-128	124						-4
<i>Переработка газа</i>			17	-17					0
<i>Обогащение угля</i>									0
Собственные нужды							-113	0	-113
Потери при передаче	-141						-113	-374	-628
Прочие расходы на тепловые нужды				-511					-511
Конечное потребление энергетических ресурсов	271	212	1328	574	55		523	1746	4709
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	2,5	0,0	9,1	5,1	2,0		7,4	6,9	33
Промышленность	172,5	129,6	692,9	213,3	1,6		346,9	505,4	1956
Строительство	13,5	0,0	54,6	7,5	0,0		9,8	33,7	119
Транспорт и связь	17,1	12,7	363,0	47,2	0,2		41,1	41,9	523
Сфера услуг и прочие виды деятельности	63,6	69,7	16,9	58,5	13,5		12,0	387,1	728
Население	2,0	0,0	191,2	242,1	38,0		105,8	771,1	1350

Таблица 2.15.2 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2012 г.

Статья баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
	1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	10675	9733		3091	71	343			23913
Ввоз	69		1798				20		1886
Вывоз	-8071	-9203					-183		-17457
Изменение запасов	105	15	92	1	0	0	0	0	212
Потребление первичной энергии	2568	516	1706	3090	71	343	-163	0	8131
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-988	-4	-133	-893		-343	1040	0	-1321
Производство тепловой энергии	-1127	-286	-143	-1066	-13		-74	2136	-573
<i>Теплоэлектростанции</i>	-374		-3	-365				665	-77
<i>Котельные</i>	-753	-286	-140	-701	-13			1397	-496
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>							-74	74	0
Преобразование топлива		-129	145	-20					-4
<i>Переработка нефти</i>		-129	125						-4
<i>Переработка газа</i>			20	-20					0
<i>Обогащение угля</i>									0
Собственные нужды							-116		-116
Потери при передаче	-148						-107	-425	-680
Прочие расходы на нетопливные нужды				-518					-518
Конечное потребление энергетических ресурсов	305	97	1576	592	58		579	1711	4918
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	2,1	0,0	6,7	4,0	1,7		3,8	6,9	25
Промышленность	196,1	35,7	651,0	220,3	2,8		387,8	436,3	1755
Строительство	4,2	0,0	45,7	7,2	0,0		13,4	35,0	106
Транспорт и связь	26,3	19,7	545,4	41,6	0,2		47,1	43,6	724
Сфера услуг и прочие виды деятельности	74,4	41,3	71,6	54,1	14,3		24,7	421,4	877
Население	1,8	0,0	255,6	265,1	38,7		102,5	768,2	1432

Таблица 2.15.3 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2013 г.

Статья баланса	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	Всего
Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего												
Производство энергетических ресурсов	10813	10933	3140	103	343	8	9	25332												
Ввоз	60	1311				20		1390												
Вывоз	-8256	-10419				-183		-18859												
Изменение запасов	105	10	0	0	0	0	0	-100												
Потребление первичной энергии	2512	504	3140	103	343	-163	0	7964												
Стагистическое расхождение	0	0	0	0	0	0	0	0												
Производство электрической энергии	-979	-5	-953		-343	1047	0	-1386												
Производство тепловой энергии	-1147	-276	-1046	-11		-72	2117	-592												
<i>Теплоэлектростанции</i>	-358	-2	-362				649	-73												
<i>Котельные</i>	-789	-276	-684	-11			1396	-519												
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>							72	0												
Преобразование топлива		-137	155	-23				-4												
<i>Переработка нефти</i>		-137	132					-4												
<i>Переработка газа</i>			23	-23				0												
<i>Обогащение угля</i>								0												
Собственные нужды								-117												
Потери при передаче	-89							-638												
Прочие расходы на нетопливные нужды								-536												
Конечное потребление энергетических ресурсов	297	86	1372	581	92	581	1681	4691												
Сельское хозяйство, рыболовство и рыболовство	2,3	0,0	7,8	3,4	1,0		6,6	25												
Промышленность	191,2	23,6	563,1	208,8	1,2		429,4	1640												
Строительство	4,5	0,2	41,6	7,2	0,0		23,6	88												
Транспорт и связь	25,0	35,8	403,8	50,4	0,5		49,7	613												
Сфера услуг и прочие виды деятельности	73,3	26,4	61,8	47,9	12,4		404,5	796												
Население	0,6	0,0	294,2	263,8	77,0		767,6	1528												

Таблица 2.15.4 – Топливоно-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2014 г.

Статья баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
	1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1 1130	12596		3242	65	353			27385
Ввоз	71		1537				19		1628
Вывоз	-8811	-12115					-167		-21093
Изменение запасов	-152	0	95	0	0	0	0	0	-57
Потребление первичной энергии	2542	481	1442	3242	65	353	-148	0	7977
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-946	-5	-152	-937		-353	1055	0	-1337
Производство тепловой энергии	-1153	-234	-97	-1068	-8		-67	2136	-493
<i>Теплоэлектростанции</i>	-371		-2	-366				659	-81
<i>Котельные</i>	-782	-234	-95	-702	-8			1409	-412
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>									
Преобразование топлива		-162	179	-23					-5
<i>Переработка нефти</i>		-162	156						-5
<i>Переработка газа</i>			23	-23					0
<i>Обогащение угля</i>									0
Собственные нужды								-114	-114
Потери при передаче	-191							-468	-788
Прочие расходы на нетопливные нужды				-621					-621
Конечное потребление энергетических ресурсов	251	81	1372	594	57		598	1668	4620
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбодоводство	2,1	0,0	7,6	3,2	0,9		3,7	6,4	24
Промышленность	188,2	31,3	555,6	207,8	1,1		399,8	385,7	1656
Строительство	3,9	0,2	42,6	1,4	0,0		11,1	24,8	84
Транспорт и связь	25,6	37,3	339,8	48,9	0,2		62,8	41,5	556
Сфера услуг и прочие виды деятельности	30,5	11,7	73,1	51,9	10,7		10,1	439,0	740
Население	1,0	0,0	353,2	280,8	43,9		110,6	770,1	1560

Таблица 2.15.5 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2015 г.

Статья баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
	1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	13023	13658		3248	40	368			30336
Ввоз	79		1494				75		1648
Вывоз	-10530	-13143					-186		-23858
Изменения запасов	-23	13	23	0	-1	0	0	0	12
Потребление первичной энергии	2595	503	1471	3248	41	368	-111	0	8114
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-1029	-5	-171	-1036		-368	1108	0	-1502
Производство тепловой энергии	-1141	-242	-14	-1024	-8		-70	2018	-482
<i>Теплоэлектростанции</i>	-355		-3	-356				636	-78
<i>Котельные</i>	-785	-242	-11	-668	-8			1312	-404
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>							-70	70	0
Преобразование топлива		-199	168	-26					-56
<i>Переработка нефти</i>		-199	142						-56
<i>Переработка газа</i>			26	-26					0
<i>Обогащение угля</i>									0
Собственные нужды							-114		-114
Потери при передаче	-178						-123	-424	-726
Прочие расходы на нетопливные нужды				-580					-580
Конечное потребление энергетических ресурсов	247	56	1454	581	32		690	1593	4654
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбодоводство	2,5	0,0	7,3	3,6	0,8		4,1	7,1	25
Промышленность	180,8	24,9	564,3	202,2	1,1		443,3	371,9	1626
Строительство	3,0	0,1	60,1	21,2	0,1		12,2	28,7	126
Транспорт и связь	30,2	30,1	379,2	47,3	0,5		77,7	59,6	625
Сфера услуг и прочие виды деятельности	29,7	1,3	105,7	41,0	11,3		41,9	352,3	745
Население	0,7	0,0	337,4	266,1	18,4		110,8	773,8	1507

Основную долю в структуре конечного потребления по видам экономической деятельности занимают промышленное производство и потребление населением (рисунок 2.15.4). Доля промышленности сократилась с 41,5 до 34,9%, а по другим видам, кроме сельского хозяйства, доля потребления увеличилась: строительства – с 2,5 до 2,7%; транспорта и связи – с 11,1 до 13,4%; сферы услуг и прочих видов деятельности – с 15,5 до 16,0% и населения – с 28,7 до 32,4%.

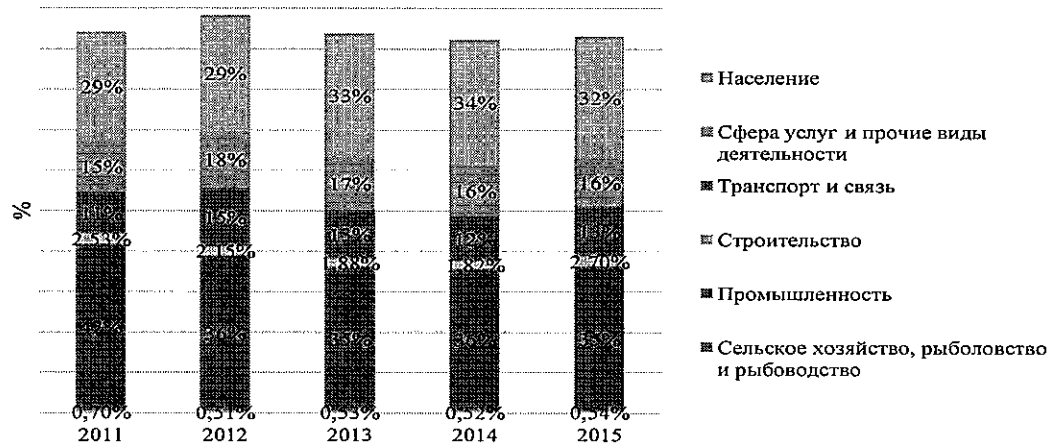


Рисунок 2.15.4 – Структура конечного потребления по видам экономической деятельности республики за 2011–2015 гг., %.

Потребление нефтепродуктов по видам экономической деятельности имеет следующую структуру (рисунок 2.15.5). Основу потребления нефтепродуктов составляет промышленное производство, хотя за период его доля сократилась с половины всего потребления до 38,8% за счет роста доли потребления моторного топлива населением в 1,8 раз. Также растет доля социальной сферы и услуг, с 1,27 до 7,27%. По остальным видам деятельности особых изменений не наблюдалось.

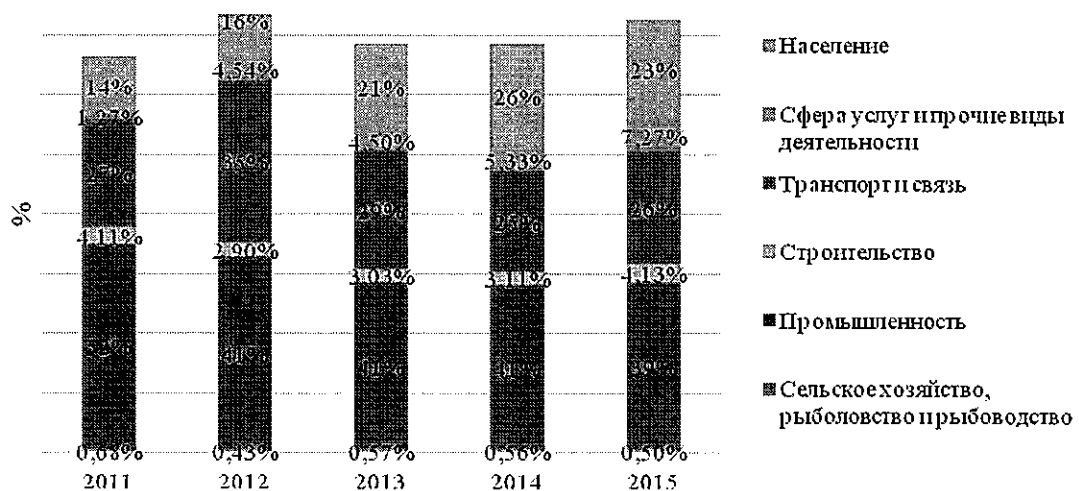


Рисунок 2.15.5 – Структура конечного потребления нефтепродуктов по видам экономической деятельности республики за 2011–2015 гг., %.

В структуре электропотребления по видам экономической деятельности значительную долю занимает промышленность, за период колеблется от 67,0 до 64,2%. Населением потребляется около 5 части электроэнергии. Доля электропотребления транспорта и связи увеличилась с 7,9 до 11,2%. Также выросла доля сферы услуг и прочих видов с 2,3 до 6,1%, в 3,5 раза. Доля строительства и сельского хозяйства не изменилась (рисунок 2.15.6).

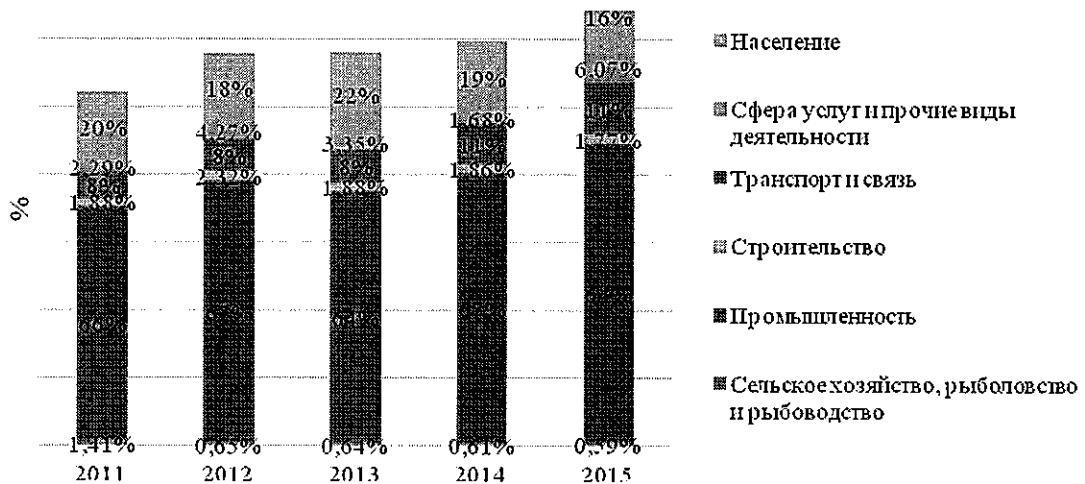


Рисунок 2.15.6 – Структура конечного потребления электрической энергии по видам экономической деятельности республики за 2011–2015 гг., %.

Объем потребляемой теплоэнергии уменьшился за счет сокращения потребления промышленностью. Причиной уменьшения можно объяснить переходом промышленных предприятий на собственную генерацию, что отразилось на снижении доли промышленности в структуре конечного теплоснабжения с 29,0 до 23,3%. Вследствие этого структурные изменения потребления произошли у населения в сторону увеличения (рисунок 2.15.7).

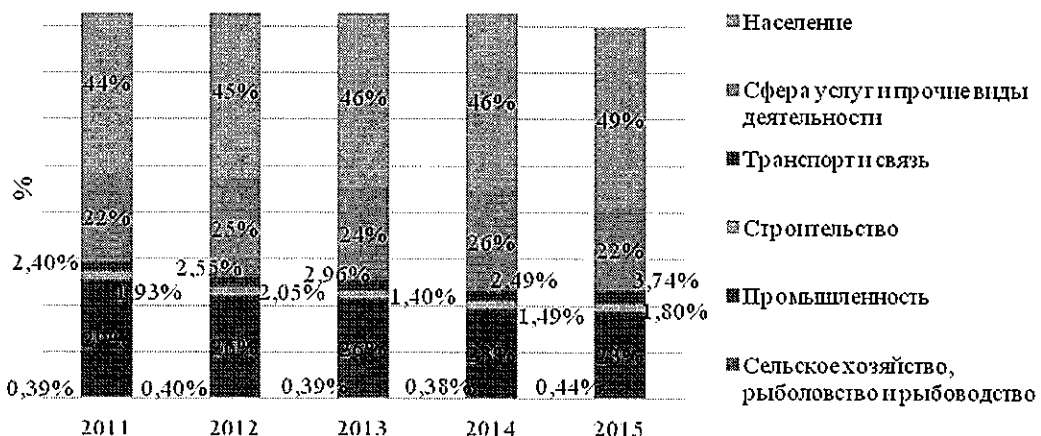


Рисунок 2.15.7 – Структура конечного потребления тепловой энергии по видам экономической деятельности республики за 2011–2015 гг., %.

Единый топливно-энергетический баланс, а также анализ изложены в Приложении 2.18.

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

3.1. Недостатки пропускной способности электрических сетей 35 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов

На территории Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) в Верхневилуйском, Вилуйском, Олекминском, Сунтарском, Нюрбинском, Мирнинском районах в соответствии с информацией ПАО «Якутскэнерго» с учетом пропускной способности установленных трансформаторов по критерию (n-1) имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей с учетом существующих, уже присоединенных потребителей и заключенных договоров на технологическое присоединение (далее – ТП). Перечень приведен в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Перечень ПС Западного энергорайона, имеющих ограничения на технологическое присоединение

Муниципальное образование (улус)	Наименование ПС	Пропускная способность с учетом критерия (n-1)*, МВА	Текущий резерв мощности с учетом присоединенных потребителей, МВА**	Текущий резерв мощности с учетом присоединенных потребителей и заключенных договоров ТП, МВА
Верхневилуйский	ПС 110 кВ Верхневилуйск	6,615	1,905	-1,55
Вилуйский	ПС 110 кВ Вилуйск	6,615	-1,185	-3,47
Верхневилуйский	ПС 35 кВ Далыр	1,05	0,29	-0,38
Олекминский	ПС 35 кВ Каландарашвили	1,05	0,62	-0,52
Сунтарский	ПС 35 кВ Крестях	1,05	0,41	-1,01
Нюрбинский	ПС 35 кВ Маар	2,625	0,655	-0,87
Верхневилуйский	ПС 35 кВ Намцы	1,05	0,15	-0,80
Нюрбинский	ПС 35 кВ НДЭС	2,625	-0,205	-1,49
Олекминский	ПС 35 кВ Нерюктяй	1,68	1,04	-0,22
Нюрбинский	ПС 110 кВ Нюрба	10,5	-7,86	-14,05
Олекминский	ПС 35 кВ ОДЭС	0	0	-0,05
Олекминский	ПС 220 кВ Олекминск	26,25	9,66	-0,87
Сунтарский	ПС 220 кВ Сунтар	66,15	-6,11	-9,24
Сунтарский	ПС 35 кВ Сунтар-2	6,615	-0,915	-2,79
Вилуйский	ПС 35 кВ Тербяс	1,05	0,1	-0,11
Сунтарский	ПС 110 кВ Тойбохой	6,615	-0,965	-1,10
Нюрбинский	ПС 35 кВ Убойан	4,2	1,97	-0,18
Сунтарский	ПС 35 кВ Усун-Кель	1,68	-1,1	-1,81
Мирнинский	ПС 220 кВ Фабрика 3	16,8	-4,67	-4,92
Олекминский	ПС 35 кВ Хоринцы	1,05	0,83	-0,21
Верхневилуйский	ПС 35 кВ Хоро	1,05	0,26	-0,62

Примечание – * с учетом длительной допустимой перегрузки трансформаторов (5 %) (п. 5.3.15 ПТЭ электрических станций и сетей)

** - в соответствии с данными, предоставленными ПАО "Якутскэнерго" письмом от 25.01.2017 г. № 216/1051 (Приложение 2.1).

На территории Западного энергорайона республики на 14 ПС 35 кВ, 4 ПС 110 кВ, 3 ПС 220 кВ имеются ограничения на технологическое присоединение, при этом на 3 ПС 35 кВ, 3 ПС 110 кВ, 2 ПС 220 кВ ограничения имеются с учетом уже присоединенных потребителей, а на 11 ПС 35 кВ, 1 ПС 110 кВ, 1 ПС 220 кВ ограничения на технологическое присоединение имеются с учетом уже присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТП.

На территории Центрального энергорайона республики и в г. Якутске, Амгинском, Усть-Алданском, Горном, Хангаласском, Мегино-Кангаласском, Намском улусах в соответствии с информацией ПАО «Якутскэнерго» с учетом пропускной способности установленных трансформаторов по критерию (n-1) имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей с учетом существующих, уже присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТП. Перечень приведен в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Перечень ПС Центрального энергорайона, имеющих ограничения на технологическое присоединение

Муниципальное образование (город, улус)	Наименование ПС	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА	Текущий резерв мощности с учетом присоединенных потребителей, МВА**	Текущий резерв мощности с учетом присоединенных потребителей и заключенных договоров ТП, МВА
г. Якутск	ПС 110 кВ Южная	6,615	0,68	-1,89
г. Якутск	ПС 110 кВ Центральная	42	5,14	-2,70
г. Якутск	ПС 35 кВ Жатай	4,2	-1,70	-3,12
г. Якутск	ПС 35 кВ Марха	6,615	-1,01	-5,56
г. Якутск	ПС 110 кВ Восточная	26,25	-1,39	-4,68
г. Якутск	ПС 110 кВ Радиоцентр	10,5	-1,92	-4,44
г. Якутск	ПС 110 кВ Северная	16,8	-0,49	-2,77
Амгинский улус	ПС 35 кВ Амга	2,63	-1,10	-2,49
Усть-Алданский улус	ПС 35 кВ Ары-Тит	1,05	0,32	-0,24
Амгинский улус	ПС 35 кВ Бологур	1,05	0,48	-0,10
Амгинский улус	ПС 35 кВ Бютейдах	1,05	-0,09	-0,44
Усть-Алданский улус	ПС 35 кВ Дюпся	1,05	0,35	-0,10
Хангаласский улус	ПС 35 кВ Жемкон	1,05	0,06	-0,48
Мегино-Кангаласский улус	ПС 110 кВ Майя	4,20	0,27	-1,65
Хангаласский улус	ПС 110 кВ Мохсоголлох	18,38	3,29	-3,91
Намский улус	ПС 35 кВ Намцы	4,20	0,32	-2,72
Мегино-Кангаласский улус	ПС 35 кВ Павловск	1,05	-0,01	-0,65
Хангаласский улус	ПС 110 кВ Покровск	6,62	1,85	-0,48
Амгинский улус	ПС 110 кВ Сулгачи	6,62	-1,38	-1,44
Мегино-Кангаласский улус	ПС 110 кВ Табага	1,05	0,18	-0,29
Мегино-Кангаласский улус	ПС 35 кВ Тюньюлю	1,68	-0,05	-0,78
Намский улус	ПС 35 кВ Хатырык	1,05	0,50	-0,26

Примечание – * с учетом длительной допустимой перегрузки трансформаторов (5 %) (п. 5.3.15 ПТЭ электрических станций и сетей)

** - в соответствии с данными, предоставленными ПАО "Якутскэнерго" письмом от 25.01.2017 № 216/1051 (приложение 2.1)

На территории Центрального энергорайона республики на 12 ПС 35 кВ, 11 ПС 110 кВ имеются ограничения на технологическое присоединение, при этом на 6 ПС 35 кВ, 5 ПС 110 кВ ограничения имеются с учетом уже присоединенных потребителей, а на 6 ПС 35 кВ, 6 ПС 110 кВ ограничения на технологическое присоединение имеются с учетом уже присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТП.

На территории Южно-Якутского энергорайона республики в Алданском улусе в соответствии с информацией АО «ДРСК» с учетом пропускной способности установленных трансформаторов по критерию (n-1) имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей с учетом существующих, уже присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТП. Перечень приведен в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 – Перечень ПС Южно-Якутского энергорайона, имеющих ограничения на технологическое присоединение

Муниципальное образование (улус)	Наименование ПС	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА	Текущий резерв мощности с учетом присоединенных потребителей, МВА**	Текущий резерв мощности с учетом присоединенных потребителей и заключенных договоров ТП, МВА
Алданский	ПС 110 кВ Алдан	16	-2,755	-2,755
Алданский	ПС 110 кВ Малый Нимныр	2,5	-0,087	-0,087
Алданский	ПС 35 кВ Восточная	6,3	-2,163	-2,163

Примечание – * с учетом длительной допустимой перегрузки трансформаторов (5 %) (п. 5.3.15 ПТЭ электрических станций и сетей)

** - в соответствии с данными, предоставленными ПАО "Якутскэнерго" письмом от 25.01.2017 г. № 216/1051 (приложение 2.1).

На территории Южно-Якутского энергорайона республики на 1 ПС 35 кВ и 2 ПС 110 кВ и выше имеются ограничения на технологическое присоединение с учетом уже присоединенных потребителей.

3.2. Несоответствие отключающей способности оборудования расчетным токам короткого замыкания

Для определения несоответствий отключающей способности оборудования расчетным токам короткого замыкания выполнено сравнение существующих величин ТКЗ в сети 110 кВ и выше и номинальных параметров выключателей. Результаты приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
Западный энергорайон Республики Саха (Якутия)						
ГПП-6 (220)	220	1,923	2,33	У-220-2000-25 У1	25	
Айхал (220)	220	2,24	2,437	У-220-10	25	

Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
Вилойская ГЭС-1,2	220	9,122	11,559	ВВБ-220/12	31,5	
				ВВД-220	31,5	
Чернышевская - 2	220	8,9	10,969	У-220-10	25	
Районная	220	5,445	5,566			
Светлинская ГЭС	220	4,644	5,615	ELK SD 14		
Сунтар (220)	220	1,489	1,47	HPL 245B1	40	
Олекминск	220	1,103	1,272	ВЭБ-220-II-50/2500 ХЛ1	50	
Городская (220)	220	2,188	2,441	ВЭБ-220	50	
Пеледуй	220	1,319	1,449	ВЭБ-220-II-50/2500 УХЛ1	50	
НПС-11	220	1,652	1,895	ЗАР1DT-245	31,5	
НПС-12	220	2,038	2,267	ВЭБ-220-II-50/2500 УХЛ1	50	
НПС-13	220	1,253	1,455	ВЭБ-220-II-50/2500 ХЛ1	50	
НПС-14	220	1,026	1,128			
НПС-15	220	0,878	1,031	ЗАР1 DT-245	25	
Мирный (220)	220	5,107	5,104	У-220-10	25	
ГПП-6 (110)	110	2,824	3,816	МКП-110М-1000-20 У1	20	
Авангардная	110	2,771	3,653	-	-	Выкл. отсут ствуют
Сытыкан	110	2,585	3,138	-	-	Выкл. отсут ствуют
Аэропорт	110	2,339	2,57	-	-	Выкл. отсут ствуют
Насосная	110	2,369	2,635	МКП-110М-1000-20 у	20	
Пульпа	110	2,694	3,431	МКП-110М-1000-20 у	20	
Карьер	110	2,813	3,635	-	-	Выкл. отсут ствуют
Удачная	110	2,636	3,132	МКП-110М-1000-20 у	20	
Электрокалорифер	110					
Эл.котельная Фабрики-12	110	2,802	3,77	-	-	Выкл. отсут ствуют
Надежная	110	2,785	3,697	-	-	Выкл. отсут ствуют
Юбилейная	110	2,261	2,134	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Алмаз	110	2,146	1,962	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Тепловая	110	2,146	1,962	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Хвостовое Хозяйство	110	2,392	2,356	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	

Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
Айхал (110)	110	1,397	1,589	МКП-110М	20	
				ВМТ-110	25	
ЦЭК	110	2,695	2,966	МКП-110Б-630-20 У1	20	
Фабрика 8	110	2,73	3,041	-	-	Выкл. отсут ствуют
БСИ	110	2,703	2,992	-	-	Выкл. отсут ствуют
Энергоблок	110	2,664	2,897	МКП-110М-630-20 У1	20	
Ближняя	110	2,256	2,178	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Совхоз	110	2,164	1,637	МКП-110М-630-20 У1	18,4	
Драга 201	110	2,375	1,799	-	-	Выкл. отсут ствуют
Драга 202	110	2,851	2,338	-	-	Выкл. отсут ствуют
Мирный (110)	110	2,477	2,88	МКП-110М-1000-20 У1	18,4	
				МКП-110М-630-20 У1	18,4	
Фабрика-3	110	2,299	2,663			
Заря	110	1,493	1,228	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
				(1 шт.)		
Таас-Юрях	110	0,67	0,577	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Дорожная	110	0,779	0,738	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Мурья	110	1,696	1,519	-	-	Выкл. отсут ствуют
Северная- Ноя	110	0,779	0,738			
Городская (110)	110	2,472	2,839	ВЭБ-110	40	
Ленск	110	2,274	2,508	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
				МКП-110Б-1000-20 У1	20	
Ярославская	110	1,352	1,075	МКП-110Б-630-20 У1	20	
Пеледуй	110	1,714	2,105	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Витим	110	1,295	1,417			
Северная	110	4,064	3,98	-	-	Выкл. отсут ствуют
Интернациональная	110	1,653	1,555	МКП-110М	20	
Мирнинская ГРЭС	110	3,949	3,762	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	

Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
Районная 110	110	1,06	1,22			
Сунтар (110)	110	1,379	1,56	LTV 145 D1/B	31,5	
Рудник Мир	110	1,946	2,065			
Тойбохой	110	0,953	0,84	-	-	Выкл. отсут ствуют
Эльгяй	110	0,938	0,914	-	-	Выкл. отсут ствуют
Шея	110	0,731	0,735	-	-	Выкл. отсут ствуют
Кюндядя	110	0,561	0,615	-	-	Выкл. отсут ствуют
Нюрба	110	0,506	0,616	ВМТ-110Б	25	
				МКП-110Б	20	
Вилюйск	110	0,275	0,356	МКП-110Б	20	
Верхневилуйск	110	0,331	0,407	МКП-110Б	20	
Онхой	110	0,367	0,408	-	-	Выкл. отсут ствуют
Центральный энергорайон Республики Саха (Якутия)						
ЯГРЭС	110	12,352	15,506	ММО-110	31,5	
				ВГТ-110	40,5	
Северная 110	110	12,039	14,651	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Восточная	110	10,836	11,991	МКП-110-1000	18,4	
Центральная	110	8,003	7,113	МКП-110-1000	18,4	
Хатын-Юрях	110	8,46	7,818	МКП-110-1000	18,4	
				ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Радиоцентр	110	3,557	2,344	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Кангалассы	110	2,419	1,492	МКП-110-1000	18,4	
Дачная	110	4,49	3,361	ММО-110-1250	20	
Магарассы	110	1,254	0,955	-	-	Выкл. отсут ствуют
Бердигестях	110	0,735	0,662	МКП-110-1000	18,4	
Южная	110	6,401	5,151	МКП-110М-630-20 У1	18,4	
Набережная	110	7,476	6,438	МКП-110-1000	18,4	
Табага	110	4,957	4,071	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Птицефабрика (ПТФ)	110	6,238	4,967	МКП-110-1000	18,4	
Октемцы	110	2,592	2,004	-	-	Выкл. отсут ствуют
ДСК	110	6,861	5,675	МКП-110-1000	18,4	
Покровск	110	1,674	1,356	У-110-1000	18,4	
				МКП-110-1000		

Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
Мохсоголлох	110	1,404	1,176	МКП-110-1000	18,4	
Улахан-Ан	110	0,887	0,617	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Майя	110	3,231	3,375	-	20	
Н. Бестях	110	2,893	2,528	-	40	
Борогонцы	110	0,807	0,795	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Чурапча	110	1,268	1,463	МКП-110-1000	18,4	
Сулгачи	110	0,958	0,998	ВЭБ-110	40	
Ытык-Кюель	110	0,896	0,799	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Новая	110	0,609	0,594	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
Хандыга	110	0,608	0,652	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 (1 шт.)	25	
Джебарики-Хая	110	0,492	0,459	ВГТ-110	40	
Усть-Майя	110	0,538	0,491	ВЭБ-110	40	
Солнечный	110	0,377	0,475	МКП-110-1000	18,4	
Эльдикан	110	0,74	0,918	ВЭБ-110	40	
Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия)						
Н. Куранах (220)	220	1,812	2,144	ЗАР1ДТ-245/ЕК 220 кВ	25	
НПС-16	220	2,057	2,24	ЗАР1 ДТ-245-25/1000	25	
НПС-17	220	1,816	2,054			
НПС-18	220	2,426	2,781	ЗАР1ДТ-245	40	
НПС-19	220	5,089	5,513	ЗАР1ДТ-245 ХЛ1	31,5	
Нерюнгринская ГРЭС	220	5,743	6,963	У-220-1000/2000-25 У1	25	
Н. Куранах (110)	110	2,57	3,257	У-110-2000-40	40	
1	2	3	4	5	6	7
В. Куранах	110	2,016	1,058	МКП-110-1000МБ- 20ХЛ	20	
ЗИФ	110	2,281	1,183	ЛТВ 145 D1/B	31,5	
Н.Якокитская	110	1,523	0,822			
ТДЭС	110	1,251	0,686	МКП-110	20	
24 км	110	1,067	0,592	ВМТ-110Б-25/1250	25	
				МКП-110М-1000/630- 20У1	20	
				МКП-110	20	
Алдан	110	1,583	0,809	МКП-110Б-1000-20 У1	20	
Рябиновая	110	1,126	1,101			
Лебединый	110	1,895	2,188	МКП-110м-630	20	
				ВМТ-110 Б-25/1250	25	
ПС Юхта	110	1,875	0,897	ВМТ-110Б-25/1250	25	
Б. Нимныр	110	1,937	0,903	ВМТ-110Б-25/1250	25	
М.Нимныр	110	2,503	1,044	ЛТВ 145 D1/B	31,5	
Хатыми	110	2,471	1,017	ЛТВ 145 D1/B	31,5	
Угольная	110	4,126	1,373	МКП-110м-1000	20	
Инаглинская	110	3,45	2,354			
Чульманская ТЭЦ	110	7,354	6,691			
Денисовская	110	7,256	1,949			
Дежневская	110	6,26	1,835			
Нерюнгринская	110	13	16,69	У-110-2000-40У	40	

Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
ГРЭС						
ВГК	110	9,367	2,267			
РМЗ-2	110	4,909	1,728	МКП-110 М-1000	20	
Городская	110	6,589	2,025	МКП-110 М-1000	20	
Серебряный Бор	110	8,599	2,237	ВМТ-110Б-25/1250-УХЛ1	25	
СХК	110	9,071	2,276	ВМТ-110 Б-25/1250	25	
Городская 2	110	7,77	2,122	МКП-110 Б-1000	20	
Гранитная	110	6,713	1,98	ЛТВ 145 D1/B	31,5	
Беркалит	110	5,108	1,719	МКП-110 М-1000	20	

Расчетные значения токов короткого замыкания в сети 110 кВ и выше не превышают величину отключающей способности выключателей.

3.3. Проблемы в энергоснабжении потребителей децентрализованной зоны

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

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 как и в энергосистеме 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, ускоренному износу и дополнительным затратам.

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.

На 2015 г. из общего количества генерирующего оборудования дизельных электростанций, состоящего из 670 единиц разных типов и модификаций, достаточно большое количество физически и морально устарело, имеют чрезмерно сложные, с низкой степенью надежности, системы возбуждения.

Количество агрегатов, выработавших нормативный ресурс, в среднем составляет более 40%, а по установленной мощности – около 20%. Это объясняется

тем, что устаревшее оборудование имеет небольшую единичную мощность, при этом значительное количество из них превысило нормативный ресурс в 2–4 раза.

Наибольший средний износ агрегатов наблюдается в Алданском, Белогорском и Момском РЭС и составляет 42, 66 и 47% соответственно.

При невысоком среднем износе по РЭС в отдельных населенных пунктах все агрегаты ДЭС полностью выработали ресурс: с. Куберганя (Белогорский РЭС), с. Кальвица (Кобяйские ЭС), с. Мача, с. Тэгэн, с. Тяня, с. Хамра (Олекминский РЭС).

Во многих населенных пунктах на ДЭС осталось только по одному агрегату, имеющему износ менее 100%: с. Улу, с. Чагда, с. Кутана (Алданский РЭС), с. Кенг-Кюель, с. Сутуруоха (Белогорский РЭС), с. Суордах, с. Мачах, с. Томтор (Борулах), с. Улахан-Кюель (Табалах), с. Хайысардах, с. Черюмче, с. Алысардах (Верхоянские ЭС), с. Нелемное (Зырянский РЭС), с. Кулун-Ельбют (Момский РЭС), с. Натора, с. Турукта, с. Толон, с. Урицкое, с. Малыкан, с. Марха (Олекминский РЭС), с. Жилинда, с. Эйик (Оленекский РЭС), с. Нычалах, с. Хатынгнах, с. Алеко-Кюель (Среднеколымский РЭС), с. Усть-Янск (Янские ЭС). Такое положение повышает вероятность аварийных ситуаций при отказе генерирующего оборудования ДЭС.

Всего в эксплуатации находится 1853,5 км воздушных линий электропередачи напряжением 10-6-0,4 кВ. Электрические сети напряжением 35 кВ и выше АО «Сахаэнерго» не эксплуатируются. Большая часть линий введена в эксплуатацию в 1960-1980 гг. и имеет довольно большой процент износа.

Линии электропередачи 6-10 кВ протяженностью 705,1 км выполнены в одноцепном исполнении исключительно на деревянных опорах. В среднем износ составляет 64%. Линии напряжением 6 кВ имеют 70% износа.

Максимальный износ отмечается в Янских ЭС, Оймяконском, Чокурдахском и Зырянском РЭС, где этот показатель превышает 90%. У всех наиболее протяженных ВЛ износ составляет 100%. При этом в РЭС, имеющих небольшой средний износ линий, в отдельных населенных пунктах срок службы всех сетей превышает нормативные показатели. Так, например, несмотря на то, что в Булунских ЭС самый низкий средний процент износа ВЛ (около 5%), линии в с. Найба и с. Намы полностью изношены.

Протяженность кабельных линий составляет 150,4 км, почти 50% из них приходится на п. Тикси Булунских ЭС. Эти линии проложены в период строительства поселка в 60-70-х годах, их физический износ – 100%. Ввиду несохранившейся технической документации о прокладке кабельных трасс, затруднен поиск и устранение повреждений.

По состоянию на 2015 г. более 48% общей установленной мощности трансформаторов, находящихся в ведении АО «Сахаэнерго», выработали нормативный ресурс. По различным РЭС этот показатель также существенно отличается. В Анабарском, Жиганском, Среднеколымском РЭС средний износ трансформаторов составляет 5–17%. Наибольший износ наблюдается в Белогорском РЭС (72%) и Янских ЭС (74%).

В отдельных населенных пунктах в эксплуатации находятся трансформаторы, отработавшие 35–50 лет при нормативе 25 лет. Наибольшее их количество расположено в с. Чагда (Алданский РЭС), п. Тикси (Булунские ЭС), п. Зырянка (Зырянский РЭС), п. Сангар (Кобяйские ЭС), п. Черский (Нижнеколымский РЭС), п. Усть-Куйга и п. Нижнеянск (Янские ЭС), где 70–97%

мощности трансформаторов выработало нормативный срок службы. В п. Тикси установлено 3 трансформатора, находящиеся в эксплуатации 60–70 лет.

Проблемы в топливоснабжении электростанций децентрализованной зоны обусловлены:

- большой долей дизельного топлива – более 75% от общего потребления;
- сложной транспортной схемой доставки 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 депонационных запасов дизельного топлива и материально-технических ресурсов, что ведет к замораживанию оборотных средств на срок до полутора лет.

Все перечисленные проблемы приводят 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; неприемлемо низкому качеству теплоснабжения, низкой его надежности, частым тепловыми авариям; 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 – 62,8 %;
- горячим водоснабжением – 50,7 %;
- водопроводом – 54,1 %;
- канализацией – 54,0 %.

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 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 2015 г. они составили около 25 %, в ряде районов республики уровень потерь достигают 32-41 % (Томпонский, Усть-Майский, Усть-Янский, Таттинский, Оймяконский, Нерюнгринский, Момский, Алданский). 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 0,17 Гкал/м² в год в Сунтарском улусе, до 0,91 Гкал/м² в год в Булунском улусе. 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 – 16,6 %. Одной из причин высокой доли ветхого жилья является то, что больше половины жилищного фонда республики является деревянным (58,2 % от общей площади) и только чуть более трети (40,1 %) в каменном (кирпичном, панельном, блочном, монолитном) исполнении.

3.5. Основные выводы по текущему состоянию электроэнергетики Республики Саха (Якутия)

1. Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) включает в себя зону централизованного и децентрализованного энергоснабжения. Зона централизованного энергоснабжения состоит из трех изолированных энергорайонов – Западного, Центрального и Южно-Якутского. Зона децентрализованного энергоснабжения включает в себя, в основном, Северный энергорайон. Электроснабжение административного центра Нижнеколымского улуса п. Черский и ряда населенных пунктов Оймяконского улуса осуществляется от Чукотской и Магаданской энергосистем соответственно.

2. 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, продление его ресурса.

3. Суровые климатические условия республики осложняют эксплуатацию электросетевого хозяйства и приводят к увеличению затрат на ремонт и восстановление.

4. На территории Западного энергорайона изолированно от энергосистемы функционируют Талаканская ГТЭС мощностью 135 МВт. Суммарная установленная мощность электростанций ОАО «Сургутнефтегаз» в 2015 г. составляла 152,7 МВт (с учетом Талаканской ГТЭС, ГПЭС и ДЭС в г. Мирный, г. Олекминск и с. Сунтары)¹⁶ (максимум нагрузки в 2015 г. составил 66,9 МВт).

5. На территории Западного энергорайона республики в Верхневилуйском, Вилуйском, Олекминском, Сунтарском, Нюрбинском, Мирнинском улусах, на территории Центрального энергорайона в городе Якутске, Амгинском, Усть-Алданском, Горном, Хангаласском, Мегино-Кангаласском, Намском улусах, на территории Южно-Якутского энергорайона в Алданском улусе с учетом пропускной способности установленных трансформаторов по критерию (n-1) имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей с учетом существующих, уже присоединенных потребителей и заключенных договоров на технологическое присоединение.

6. Незрелость 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 в целом.

7. Все проблемные вопросы энергосистемы еще более остро проявляются в децентрализованной зоне, особенно в арктических районах. Высок износ зданий, сооружений и оборудования автономных энергоисточников, распределительных линий электропередачи. Функционирование электростанций характеризуется

¹⁶ По данным ОАО «Сургутнефтегаз», включая Талаканскую ГТЭС, ГПЭС и ДЭС.

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

К важнейшим особенностям электроэнергетики Республики Саха (Якутия) можно отнести:

– во-первых, то, что только около 40% территории (1222 тыс. км²) Республики Саха (Якутия), или 18 из 35 административно-территориальных единиц – улусов, охвачено централизованным электроснабжением в трех изолированных друг от друга энергорайонах: Западном, Центральном и Южно-Якутском. Южно-Якутский энергорайон с 1985 г. имеет связь с ОЭС Востока по ЛЭП 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында, в 1986 г. переток в ОЭС Востока из ЮЯЭР составил – 1271,7 млн кВтч. 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 себестоимость электроэнергии для децентрализованных потребителей и обуславливает использование механизма перекрестного субсидирования, что негативно влияет на рентабельность промышленных потребителей в централизованной зоне;

– 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. В-третьих, отсутствует межсистемная связь с Единой энергетической системой РФ, в том числе с энергосистемами соседних субъектов РФ и, соответственно, с ОЭС Сибири, Дальнего Востока и т.д.

Исходя из указанных особенностей функционирования электроэнергетики и Республики Саха (Якутия) имеется целый ряд нерешенных 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 изношенных 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 счет 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;
- развитие электроэнергетики и надежное энергоснабжение районов арктической зоны республики.

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.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

4.2.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы республики

Основными профилирующими производствами Западного энергорайона республики на период до 2021 г. останутся добыча и обработка алмазов, являющиеся традиционной специализацией региона, и нефтедобыча. Крупнейшими потребителями электроэнергии на территории энергорайона, наряду с предприятиями АК «АЛРОСА» (ПАО) являются объекты ПАО «Транснефть» и ОАО «Сургутнефтегаз».

В соответствии с распоряжением Правительства РФ от 31.12.2004 №1737-р ПАО «Транснефть» осуществляет реализацию проекта «Увеличение пропускной способности ВСТО до 80 млн тонн в год», включая строительство объектов внешнего электроснабжения трубопровода – нефтеперекачивающих станций (НПС). В связи с увеличением объемов транспортировки нефти в период до 2025 г. прогнозируется значительное увеличение потребления электроэнергии и мощности объектами ВСТО на территории Западного и Южно-Якутского энергорайонов.

По имеющимся инвестиционным программам сетевых организаций и ОАО «Сургутнефтегаз» и «Схеме и программе развития электроэнергетики Российской Федерации на 2016-2022 годы» присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС не планируется.

В рассматриваемой перспективе на территории Западного и Южно-Якутского энергорайонов планируется строительство газопровода «Сила Сибири», который станет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи. На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия — Хабаровск — Владивосток», на втором этапе Иркутский центр будет соединен газопроводом с Якутским центром. На территории Республики Саха

(Якутия) будут расположены компрессорные станции (КС) №№1-5, запланированный выход на полную мощность намечен в 2024 году.

Центральный энергорайон республики характеризуется наибольшей плотностью населения - в городе Якутске по состоянию на 01.01.2016 проживает 303,8 тыс. человек (53% городского населения республики), 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.

В 2017 г. запланирован ввод в эксплуатацию первой очереди Якутской ГРЭС-2, установленной электрической мощностью 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 котельных г. Якутска.

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 4.2.1-4.2.2.

Таблица 4.2.1 – Прогноз потребности в электрической мощности крупных потребителей Республики Саха (Якутия), МВт

№ п/п	Потребитель	Год					
		2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
1	ПАО "АК "АЛРОСА"	376,1	386,3	395,0	411,8	410,9	412,0
2	ОАО ХК "Якутуголь"	34,4	34,6	34,9	34,9	34,9	34,9
3	АО "Алданзолото" ГРК"	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39
4	ПАО "Транснефть" (ВСТО), в т.ч.:	113,4	109,6	214,5	287,5	353,5	358,1
5	НПС-8	7,8	6,6	13,1	13,9	19,5	21,7
6	НПС-9	0,0	0,0	9,9	10,9	17,7	20,1
7	НПС-10	14,5	13,9	22,5	31,2	37,1	37,1
8	НПС-11	7,5	7,5	14,3	24,4	29,8	29,8
9	НПС-12	9,6	9,6	16,0	27,7	33,6	33,6
10	НПС-13	10,7	10,2	17,2	28,5	34,2	34,2
11	НПС-14	12,2	11,8	16,8	25,9	30,9	30,9
12	НПС-15	10,8	10,6	16,4	26,5	31,5	31,5
13	НПС-16	12,2	11,8	17,2	25,6	30,3	30,3
14	НПС-17	12,5	12,4	23,8	24,4	28,4	28,4
15	НПС-18	8,3	8,2	24,4	25,0	30,9	30,9
16	НПС-19	7,2	7,0	22,9	23,5	29,6	29,6

№ п/п	Потребитель	Год					
		2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
17	Приемо-сдаточный пункт по объекту "Строительство нефтепровода Среднеботуобинское НГКМ - ВСТО"		5	5	5	5	5
18	ПАО "Газпром", в т.ч.:		3,4	3,4	12,0	44,5	45,8
19	Чаяндынское НГКМ (УКПГ)		3,4	3,4	3,4	24,3	24,5
20	Чаяндынское НГКМ (УПН)				8,6	10,0	9,9
21	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:					10,2	11,4
22	КС-1					1,9	1,9
23	КС-2					2,3	2,3
24	КС-3					2,3	2,3
25	КС-4					1,9	3,1
26	КС-5					1,9	1,9
27	АО "РНГ"	14	14	14	14	14	14
28	Индустриальный парк в п. Кангалассы			3,185	3,185	3,185	3,185
29	Реконструкция цементного завода (договор тех.присоединения №1387 от 29.11.2016г.)			7,66	7,66	7,66	7,66

Примечание - перспективные нагрузки объектов приведены по данным компаний - см. приложения 2.4, 2.7, 2.9, 2.10, 4.2, 4.7, 4.19.

Таблица 4.2.2 – Прогноз потребности в электрической энергии крупных потребителей Республики Саха (Якутия), млн кВт.ч

№ п/п	Потребитель	Год					
		2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
1	ПАО "АК "АЛРОСА"	1529,3	1584,7	1623,0	1729,5	1724,0	1730,3
2	ОАО ХК "Якутуголь"	302,4	303,8	305,0	305,0	305,0	305,0
3	АО "Алданзолото" ГРК"	140,8	159,1	159,1	159,1	161,0	162,0
4	ПАО "Транснефть" (ВСТО), в т.ч.:	884,7	855,1	1716,2	2300,1	2826,3	2865,2
5	НПС-8	60,8	51,6	105,1	111,1	153,7	173,3
6	НПС-9	0,0	0,0	78,8	86,9	141,3	160,6
7	НПС-10	113,3	108,4	180,4	249,4	296,8	296,8
8	НПС-11	58,8	58,2	114,4	195,2	238,0	238,0
9	НПС-12	74,9	74,6	128,2	223,7	268,9	268,9
10	НПС-13	83,4	79,7	137,4	227,7	273,9	273,9
11	НПС-14	95,0	92,2	134,5	207,6	247,6	247,6
12	НПС-15	84,2	82,9	131,4	212,1	252,1	252,1
13	НПС-16	95,4	92,1	137,8	204,9	242,3	242,3
14	НПС-17	97,9	96,9	190,6	195,2	227,5	227,5
15	НПС-18	65,0	63,8	194,8	200,0	247,2	247,2

№ п/п	Потребитель	Год					
		2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
16	НПС-19	56,1	54,7	182,9	186,3	237,1	237,1
17	Приемо-сдаточный пункт по объекту "Строительство нефтепровода Среднеботуобинское НГКМ - ВСТО"		34	34	34	34	34
18	ПАО "Газпром", в т.ч.:				75,3	352,1	363,1
19	Чаяндинское НГКМ (УКПГ)					174,8	176,9
20	Чаяндинское НГКМ (УПН)				75,3	87,7	86,4
21	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:					89,6	99,8
22	КС-1					16,6	16,6
23	КС-2					19,9	19,9
24	КС-3					19,9	19,9
25	КС-4					16,6	26,8
26	КС-5					16,6	16,6
27	АО "РНГ"	29	70	70	70	70	70
28	Индустриальный парк в п. Кангалассы			16	16	16	16
29	Реконструкция цементного завода (договор тех.присоединения №1387 от 29.11.2016г.)			38	38	38	38

Примечание – 1. Перспективное потребление объектов приведено по данным компаний - см. приложения 2.4, 2.7, 2.9, 2.10, 4.2, 4.7, 4.19.

2. С 2018 года электроснабжение Бодайбинского района предусматривается от энергосистемы Иркутской области

Таблицы 4.2.1 и 4.2.2 показывают, что основной прирост потребления электроэнергии и мощности в рассматриваемый период до 2021 года ожидается за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чаяндинского НГКМ и строительства газотранспортной системы «Сила Сибири».

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) по данным филиала АО «СО ЕЭС» Якутского РДУ (приложение 4.1) приведены в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3 – Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия)

Показатель	Ед. измер.	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1913	3524	7134	7435	7745	8323
Годовой темп прироста	%	11,09	84,21	102,44	4,22	4,17	7,46
Максимум нагрузки	МВт	298	952	1322	1375	1419	1507

Показатель	Ед. измер.	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Годовой темп прироста</i>	%	6,81	219,46	38,87	4,01	3,20	6,20

Примечание - с учётом присоединения Западного энергорайона с середины 2017 г. и Центрального энергорайона с 2018 г. Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным энергорайонам приведены в таблице 4.2.4.

Среднегодовые темпы роста электрической нагрузки в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2016-2021 гг. оцениваются:

- в Западном энергорайоне – 3,95% в год;
- в Центральном энергорайоне – 4,31% в год;
- В Южно-Якутском энергорайоне – 5,74% в год.

Наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности в период до 2021 г. ожидается в Западном энергорайоне за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чайнинского НГКМ, строительства газопроводной системы «Сила Сибири»; в Южно-Якутском энергорайоне – за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, строительства газопроводной системы «Сила Сибири» и дальнейшего развития горнодобывающей промышленности.

Таблица 4.2.4 Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным энергорайонам

Показатель	Ед. измер.	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Западный энергорайон							
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3042	3225	3352	3500	3598	3827
<i>Годовой темп прироста</i>	%	1,60	6,02	3,94	4,42	2,80	6,36
Максимум нагрузки*	МВт	611	657	670	698	707	741
<i>Годовой темп прироста</i>	%	2,40	7,62	1,98	4,18	1,29	4,81
Центральный энергорайон							
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1660	1748	1771	1789	1847	1982
<i>Годовой темп прироста</i>	%	0,02	5,33	1,32	1,02	3,24	7,31
Максимум нагрузки*	МВт	301	335	340	343	352	372
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-0,82	11,18	1,49	0,88	2,62	5,68

Показатель	Ед. измер.	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Южно-Якутский энергорайон							
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1913	1912	2011	2146	2300	2514
<i>Годовой темп прироста</i>	%	<i>11,09</i>	<i>-0,05</i>	<i>5,18</i>	<i>6,71</i>	<i>7,18</i>	<i>9,30</i>
Максимум нагрузки*	МВт	298	295	312	334	360	394
<i>Годовой темп прироста</i>	%	<i>6,81</i>	<i>-1,01</i>	<i>5,76</i>	<i>7,05</i>	<i>7,78</i>	<i>9,44</i>

Примечание: * - максимум нагрузки энергорайона, совмещенный с максимумом энергосистемы республики

4.2.2. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности

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

В соответствии с данными АО «СО ЕЭС» включение Западного энергорайона на параллельную работу с Южно-Якутским энергорайоном и ОЭС Востока предусматривается в 2017 году, Центрального энергорайона – в 2018 году.

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.

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 2016 году на Мирнинской ГРЭС был произведен демонтаж двух блоков ГТУ мощностью по 12 МВт, установленная мощность станции на 01 января 2017 г. составила 24 МВт. Приказом Минэнерго от 16 марта 2017 г. № 184 согласован вывод из эксплуатации оставшихся ГТУ №5, 6 Мирнинской ГРЭС с 01 ноября 2017 года.

Планируется частичный вывод мощностей Якутской ГРЭС в 2018-2020 годы по данным проекта СиПР ЕЭС России на 2017-2023 гг.: 35 МВт в 2018 году (ст. № 5), 45 МВт в 2019 году (ст. № 1), 48 МВт в 2020 году (ст. № 9-12). В соответствии с информацией ПАО «РАО ЭС Востока» (приложение 4.3), ввод первой очереди Якутской ГРЭС-2 установленной мощностью 193,5 МВт предусматривается в 2017 г.

Баланс мощности Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 4.2.5.

Таблица 4.2.5 – Баланс мощности объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Республика Саха (Якутия)*	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность (собственный максимум)	298	952	1322	1375	1419	1507
ИТОГО спрос на мощность	298	952	1322	1375	1419	1507
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618	1575,5	2079	2034	1986	1986
ГЭС		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
ТЭС	618	618	1121,5	1076,5	1028,5	1028,5
Мирнинская ГРЭС		0				
Якутская ГРЭС			298	253	205	205
Якутская ТЭЦ			12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2			193,5	193,5	193,5	193,5
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
Ввод мощности после прохождения максимума нагрузки						
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618	1505	2068,5	2011,5	1963,5	1963,5
ГЭС		887	887	887	887	887
КВГЭС-1,2		680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС		207	207	207	207	207
ТЭС	618	618	1181,5	1124,5	1076,5	1076,5
Мирнинская ГРЭС		0				
Якутская ГРЭС			358	301	253	253
Якутская ТЭЦ			12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2			193,5	193,5	193,5	193,5
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	320	553	747	637	545	457

Примечание: * - с учётом присоединения Западного энергорайона с середины 2017 г. и Центрального энергорайона с 2018 г. Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2021 года складывается избыточным. Величина избытка на 2021 год составляет 457 МВт.

Балансы электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 4.2.6 и 4.2.7 соответственно.

Таблица 4.2.6 – Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года, млн кВт.ч

Республика Саха (Якутия)*	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии (собственное)	1913	3524	7134	7435	7745	8323
ИТОГО потребность	1913	3524	7134	7435	7745	8323
Производство электрической энергии	3280	5358	10029	9759	9471	9471
ГЭС		1650	3300	3300	3300	3300
КВГЭС-1,2		1103	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС		548	1095	1095	1095	1095
ТЭС	3280	3708	6729	6459	6171	6171
Мирнинская ГРЭС		0				
Якутская ГРЭС			1788	1518	1230	1230
Якутская ТЭЦ			72	72	72	72
Якутская ГРЭС-2			1161	1161	1161	1161
Нерюнгринская ГРЭС	3205	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	75	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5307	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	1367	1834	2895	2324	1726	1148
<i>САЛДО перетоков электрической энергии**</i>	<i>-1367</i>	<i>-2095</i>	<i>-1246</i>	<i>-851</i>	<i>-692</i>	<i>-224</i>
Итого ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	0	-261	1649	1473	1034	924

Примечание: * - с учётом присоединения Западного энергорайона с середины 2017 г. и Центрального энергорайона с 2018 г. Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока; ** (-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой (сальдо перетоков), в соответствии с прогнозом на электрическую энергию и мощность на период 2017-2021 гг. (проект СиПР ЕЭС на 2017-2023 годы)

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2021 года складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. С учетом передачи электроэнергии за пределы Республики Саха (Якутия) в соответствии с Проектом СиПР ЕЭС на 2017-2023 годы возникает дефицит электроэнергии в 2017 году в размере 261 млн кВт.ч. в средневодных условиях и 437 млн кВт.ч. в маловодных условиях. Покрытие данного дефицита возможно за счет уменьшения объемов передачи электроэнергии на величину дефицита и увеличения выработки электроэнергии станциями ОЭС Востока. Возможно покрытие дефицита за счет увеличения загрузки ТЭС Республики Саха (Якутия) до 6422-6707 часов в год (большее значение для маловодных условий). В период 2018-2021 годы баланс складывается

удовлетворительно, в том числе с учетом передачи электроэнергии за пределы Республики Саха (Якутия).

Баланс мощности Западного энергорайона приведен в таблице 4.2.8.

Таблица 4.2.7 – Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года, млн кВт.ч

Республика Саха (Якутия)*	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии (собственное)	1913	3524	7134	7435	7745	8323
ИТОГО потребность	1913	3524	7134	7435	7745	8323
Производство электрической энергии	3280	5183	9678	9408	9120	9120
ГЭС		1475	2949	2949	2949	2949
КВГЭС-1,2		1045	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС		430	859	859	859	859
ТЭС	3280	3708	6729	6459	6171	6171
Мирнинская ГРЭС		0				
Якутская ГРЭС			1788	1518	1230	1230
Якутская ТЭЦ			72	72	72	72
Якутская ГРЭС-2			1161	1161	1161	1161
Нерюнгринская ГРЭС	3205	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	75	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5307	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	1367	1659	2544	1973	1375	797
<i>САЛДО потоков электрической энергии**</i>	<i>-1367</i>	<i>-2095</i>	<i>-1246</i>	<i>-851</i>	<i>-692</i>	<i>-224</i>
Итого ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	0	-437	1298	1122	683	573

Примечание: * - с учётом присоединения Западного энергорайона с середины 2017 г. и Центрального энергорайона с 2018 г. Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока;

** (-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой, в соответствии с прогнозом на электрическую энергию и мощность на период 2017-2021 гг. (проект СиПР ЕЭС на 2017-2023 годы)

Таблица 4.2.8 – Баланс мощности Западного энергорайона, МВт

Западный энергорайон	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность*	611	657	670	698	707	741
Резерв мощности	85	85	85	85	85	85
ИТОГО спрос на мощность	696	742	755	783	792	826
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	981,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
КВГЭС-1,2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	24	0				
Мирнинская ГРЭС	24	0				
Ввод мощности после прохождения максимума нагрузки						
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	911	887	887	887	887	887
ГЭС	887	887	887	887	887	887
КВГЭС-1,2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	207	207	207	207	207	207
ТЭС	24	0				
Мирнинская ГРЭС	24	0				
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	216	145	132	104	95	61

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

Баланс мощности Западного энергорайона в рассматриваемый период до 2021 года складывается избыточным. Величина избытка на 2021 год составляет 61 МВт.

Балансы электроэнергии Западного энергорайона для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 4.2.9 и 4.2.10 соответственно.

Таблица 4.2.9 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий средневодного года, млн кВт.ч

Западный энергорайон	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	3042	3225	3352	3500	3598	3827
ИТОГО потребность	3042	3225	3352	3500	3598	3827
Производство электрической энергии	3042	3300	3300	3300	3300	3300
ГЭС	3042	3300	3300	3300	3300	3300
КВГЭС-1,2	2291	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	751	1095	1095	1095	1095	1095
ТЭС	0	0	0	0	0	0
Мирнинская ГРЭС	0	0				
Число часов использования установленной мощности ТЭС	0	0				
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	0	75	-52	-200	-298	-527

Таблица 4.2.10 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий маловодного года, млн кВт.ч

Западный энергорайон	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии (собственное)	3042	3225	3352	3500	3598	3827
ИТОГО потребность	3042	3225	3352	3500	3598	3827
Производство электрической энергии	3042	2949	2949	2949	2949	2949
ГЭС	3042	2949	2949	2949	2949	2949
КВГЭС-1,2	2291	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	751	859	859	859	859	859
ТЭС	0	0	0	0	0	0
Мирнинская ГРЭС	0	0				
Число часов использования установленной мощности ТЭС	0	0				
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	0	-276	-403	-551	-649	-878

Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий средневодного года в период до 2017 года складывается избыточным, но уже в 2018-2021 гг. наблюдается дефицит электроэнергии в размере 52-527 млн кВт.ч. В условиях маловодного года возникновение дефицита возможно уже в 2017 году в размере 276 млн кВт.ч., с увеличением к 2021 году до 878 млн кВт.ч. Для покрытия дефицита требуется передача электроэнергии из ЮЯЭР (ОЭС Востока) по сети 220 кВ, нового электросетевого строительства при этом не требуется.

Баланс мощности Центрального энергорайона приведен в таблице 4.2.11.

Таблица 4.2.11 – Баланс мощности Центрального энергорайона, МВт

Центральный энергорайон	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность	301	335	340	343	352	372
Резерв мощности	57	57	57	57	57	57
ИТОГО спрос на мощность	358	392	397	400	409	429
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	380	538,5	503,5	458,5	410,5	410,5
ТЭС	380	538,5	503,5	458,5	410,5	410,5
Якутская ГРЭС	368	333	298	253	205	205
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2		193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
Ввод мощности после прохождения максимума нагрузки						
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	452	604,5	563,5	506,5	458,5	458,5
ТЭС	452	604,5	563,5	506,5	458,5	458,5
Якутская ГРЭС	440	399	358	301	253	253
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2		193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	94	213	167	107	50	30

Баланс мощности Центрального энергорайона в рассматриваемый период до 2021 года складывается избыточным. Величина избытка на 2021 год составляет 30 МВт.

Баланс электроэнергии Центрального энергорайона приведен в таблице 4.2.12.

Таблица 4.2.12 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт.ч

Центральный энергорайон	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	1660	1748	1771	1789	1847	1982
ИТОГО потребность	1660	1748	1771	1789	1847	1982
Производство электрической энергии	1660	3231	3021	2751	2463	2463
ТЭС	1660	3231	3021	2751	2463	2463
Якутская ГРЭС	1602	1998	1788	1518	1230	1230
Якутская ТЭЦ	58	72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС-2		1161	1161	1161	1161	1161
Число часов использования установленной мощности ТЭС	3672	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	0	1483	1250	962	616	481

Баланс электроэнергии Центрального энергорайона в рассматриваемый период 2017-2021 годы складывается избыточным. Величина избытка на 2021 год составляет 481 млн кВт.ч.

Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 4.2.13.

Таблица 4.2.13 – Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт

Южно-Якутский энергорайон	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность	298	295	312	334	360	394
Резерв мощности	137	65	69	73	79	87
ИТОГО спрос на мощность	435	360	381	407	439	481
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618	618	618	618	618	618
ТЭС	618	618	618	618	618	618
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
Ввод мощности после прохождения максимума нагрузки						
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618	618	618	618	618	618
ТЭС	618	618	618	618	618	618
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	183	258	237	211	179	137

Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период до 2021 года складывается избыточным. Величина избытка на 2021 год составляет 137 МВт.

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 4.2.14.

Таблица 4.2.14 – Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт.ч

Южно-Якутский энергорайон	Годы					
	2016 отчет	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии	1913	1912	2011	2146	2300	2514
ИТОГО потребность	1913	1912	2011	2146	2300	2514
Производство электрической энергии	3280	3708	3708	3708	3708	3708
ТЭС	3280	3708	3708	3708	3708	3708
Нерюнгринская ГРЭС	3205	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	75	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5307	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	1367	1796	1697	1562	1408	1194

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период до 2021 года складывается избыточным. Величина избытка на 2021 год составляет 1194 млн кВт.ч. Передача избытков электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона предусматривается в Западный и Центральный энергорайоны (в случае возникновения дефицита в указанных энергорайонах) и в ОЭС Востока.

Оценка перспективной балансовой ситуации показывает, что баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2021 года складывается избыточным. Величина избытка на 2021 год составляет 457 МВт. Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2021 года складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. С учетом передачи электроэнергии за пределы Республики Саха (Якутия) в избыточную ОЭС Востока по данным АО «СО ЕЭС» в соответствии с Проектом СиПР ЕЭС на 2017-2023 годы возникает дефицит электроэнергии в 2017 году в размере 261 млн кВт.ч. в средневодных условиях и 437 млн кВт.ч. в маловодных условиях. Покрытие данного дефицита возможно за счет уменьшения объемов передачи электроэнергии на величину дефицита и увеличения выработки электроэнергии станциями ОЭС Востока. Кроме того, возможно покрытие дефицита за счет увеличения загрузки ТЭС Республики Саха (Якутия) до 6422-6707 часов в год (большее значение для маловодных условий). В период 2018-2021 годы баланс складывается удовлетворительно, в том числе с учетом передачи электроэнергии за пределы Республики Саха (Якутия).

Балансы мощности каждого из трех энергорайонов в отдельности также складываются удовлетворительно. В Западном энергорайоне наблюдается дефицит электроэнергии с 2018 года в средневодных условиях, с 2017 года в маловодных условиях. Для исключения данного дефицита требуется передача электроэнергии из ЮЯЭР (ОЭС Востока) по сети 220 кВ, нового электросетевого строительства при этом не требуется.

4.2.3. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности по варианту Правительства Республики Саха (Якутия)

(1) Западный энергорайон

Динамика установленной мощности электростанций Западного энергорайона приведена в таблице 4.2.15, баланс мощности – в таблице 4.2.16, динамика выработки электроэнергии – в таблице 4.2.17. Нормативный резерв мощности принят в размере самого мощного генератора в энергорайоне.

Таблица 4.2.15 – Установленная мощность электростанций Западного энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Установленная мощность (без учета ДЭС), в том числе:	982	958	958	958	958	958
Каскад ВГЭС 1-2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	278	278	278	278	278	278
Мирнинская ГРЭС	24					
Располагаемая мощность,	887	887	887	887	887	887
Каскад ВГЭС 1-2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	207	207	207	207	207	207
Мирнинская ГРЭС	0	0	0	0	0	0

Таблица 4.2.16 – Баланс мощности Западного энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ						
Максимум нагрузки	611	657	670	698	707	741
Расчетный резерв мощности	93	93	93	93	93	93
ИТОГО потребность	704	750	763	791	800	834
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года (без учета ДЭС)	982	958	958	958	958	958
ГЭС	958	958	958	958	958	958
ТЭС	24	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на час нагрузки	95	71	71	71	71	71
ГЭС	71	71	71	71	71	71
ТЭС	24					
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	887	887	887	887	887	887
ГЭС	887	887	887	887	887	887
ТЭС	0	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ(-)	183	137	124	96	87	53
Фактический резерв	276	230	217	189	180	146

Таблица 4.2.17 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Западного энергорайона в средневодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Каскад ВГЭС 1-2	2291	2437	2857	2857	2857	2857
Светлинская ГЭС	750	786	1112	1112	1112	1112
Прочие электростанции	1	2	2	2	2	2
<i>ИТОГО выработка</i>	<i>3042</i>	<i>3225</i>	<i>3971</i>	<i>3971</i>	<i>3971</i>	<i>3971</i>

Баланс электроэнергии Западного энергорайона для средневодных лет складывается удовлетворительно (таблица 4.2.18).

Выработка электроэнергии 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.

Таблица 4.2.18 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона в средневодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление	3042	3225	3352	3500	3598	3827
Выработка электроэнергии	3042	3225	3971	3971	3971	3971
ГЭС	3041	3223	3969	3969	3969	3969
ТЭС	1	2	2	2	2	2
<i>Дефицит(-)/Избыток(+)</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>619</i>	<i>471</i>	<i>373</i>	<i>144</i>

Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями энергорайона в маловодные годы и баланс электроэнергии для условий маловодности приведены в таблицах 4.2.19 и 4.2.20 соответственно.

Анализ таблицы 4.2.20 показывает, что в маловодные годы баланс электроэнергии в Западном энергорайоне является дефицитным, начиная с 2018 г. Покрытие дефицита электроэнергии при маловодности предполагается за счет перетока из Южно-Якутского энергорайона и/или из ОЭС Сибири.

Таблица 4.2.19 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Западного энергорайона в маловодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Каскад Вилюйских ГЭС 1-2	2291	2437	2183	2183	2183	2183
Светлинская ГЭС	750	786	859	859	859	859
Мирнинская ГРЭС	0	0	0	0	0	0
Прочие электростанции	1	2	2	2	2	2
<i>ИТОГО выработка</i>	<i>3042</i>	<i>3225</i>	<i>3044</i>	<i>3044</i>	<i>3044</i>	<i>3044</i>

Таблица 4.2.20 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона в маловодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление	3042	3225	3352	3500	3598	3827
Выработка электроэнергии	3042	3225	3044	3044	3044	3044
ГЭС	3041	3223	3042	3042	3042	3042
ТЭС	1	2	2	2	2	2
Дефицит(-)/Избыток(+)	0	0	-308	-456	-554	-783

(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 2017 г., вторая – в 2021 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 принят в размере самого мощного генератора энергорайона. Динамика установленной мощности электростанций Центрального энергорайона приведена в таблице 4.2.21, баланс мощности – в таблице 4.2.22, динамика выработки электроэнергии – в таблице 4.2.23.

Таблица 4.2.21 – Установленная мощность электростанций Центрального энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Установленная мощность,</i>	<i>380</i>	<i>538</i>	<i>503</i>	<i>468</i>	<i>295</i>	<i>441</i>
Якутская ГРЭС	368	333	298	263	90	90
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2		193	193	193	193	339
<i>Располагаемая мощность,</i>	<i>440</i>	<i>592</i>	<i>551</i>	<i>510</i>	<i>319</i>	<i>319</i>
Якутская ГРЭС	428	386	346	305	114	114
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС-2		193	193	193	193	193

Таблица 4.2.22 – Баланс мощности Центрального энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ						
Максимум нагрузки	301	335	340	343	352	372
Расчетный резерв мощности	57	57	57	57	57	57
ИТОГО потребность	358	392	397	400	409	429
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года	380	538	503	468	295	441

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	440	592	551	510	319	319
Переток из Южно-Якутского энергорайона					92	92
ИТОГО покрытие	440	592	551	510	411	411
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ(-)	82	200	154	110	2	-18
Фактический резерв	139	257	211	167	59	39

Таблица 4.2.23 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Центрального энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Якутская ГРЭС	1602	1554	805	667	465	465
Якутская ТЭЦ	55	51	50	50	50	50
Якутская ГРЭС-2	0	140	913	1069	1103	1161
Прочие электростанции	3	4	3	3	3	3
<i>ИТОГО выработка</i>	<i>1660</i>	<i>1748</i>	<i>1771</i>	<i>1789</i>	<i>1622</i>	<i>1679</i>

В 2020–2021 гг. в Центральном энергорайоне намечается дефицит мощности, который будет покрываться за счет перетока из Южно-Якутского энергорайона.

Баланс электроэнергии в Центральном энергорайоне приведен в таблице 4.2.24. С учетом перетока из Южно-Якутского энергорайона в 2020–2021 гг. баланс электроэнергии энергорайона на весь рассматриваемый период остается удовлетворительным

Таблица 4.2.24 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление	1660	1748	1771	1789	1847	1982
Выработка электроэнергии	1660	1748	1771	1789	1622	1679
ТЭС	1660	1748	1771	1789	1622	1679
Переток из ЮЯЭР	0	0	0	0	225	303
<i>Дефицит(-)/Избыток(+)</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

(3) Южно-Якутский энергорайон

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 4.2.25, баланс мощности – в таблице 4.2.26, динамика выработки электроэнергии – в таблице 4.2.27.

Таблица 4.2.25 – Установленная мощность электростанций Южно-Якутского энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Установленная мощность,	618	618	618	618	618	618
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
<i>Располагаемая мощность,</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48

Таблица 4.2.26 – Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПОТРЕБНОСТЬ						
Максимум нагрузки	298	295	312	334	360	394
Расчетный резерв мощности	137	65	69	73	79	87
Переток в центральный энергорайон					92	92
ИТОГО потребность	435	360	381	407	531	573
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года	618	618	618	618	618	618
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	618	618	618	618	618	618
ИТОГО покрытие	618	618	618	618	618	618
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ(-)	183	258	237	211	87	45
Фактический резерв	320	323	306	284	166	132

Таблица 4.2.27 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Южно-Якутского энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Нерюнгринская ГРЭС	3205	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	75	288	288	288	288	288
<i>ИТОГО выработка</i>	<i>3280</i>	<i>3708</i>	<i>3708</i>	<i>3708</i>	<i>3708</i>	<i>3708</i>

Баланс электроэнергии в Южно-Якутском энергорайоне приведен в таблице 4.2.28.

Таблица 4.2.28 – Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление	1913	1912	2011	2146	2300	2514
Переток в центральный					225	303

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
энергорайон						
Итого потребность	1913	1912	2011	2146	2525	2817
Выработка электроэнергии	3280	3708	3708	3708	3708	3708
ТЭС	3280	3708	3708	3708	3708	3708
<i>Дефицит(-)/Избыток(+)</i>	<i>1367</i>	<i>1796</i>	<i>1697</i>	<i>1562</i>	<i>1183</i>	<i>891</i>

(4) Зона децентрализованного электроснабжения

В таблице 4.2.29 приведен баланс электроэнергии в зоне децентрализованного электроснабжения Республики Саха (Якутия), в который включены источники и потребители АО «Сахаэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром», ПАО АК «АЛРОСА», ООО «Эльгауголь» и другие, а также поступление электроэнергии из Магаданской области, Чукотского АО и ОЭС Востока. Поступление электроэнергии с ОЭС Востока предполагается с 2018 г. после подключения потребителей ООО «Эльгауголь».

Таблица 4.2.29 – Баланс электроэнергии в зоне децентрализованного электроснабжения, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Производство электроэнергии</i>	<i>1232</i>	<i>1433</i>	<i>1643</i>	<i>1820</i>	<i>2092</i>	<i>2120</i>
- АО «Сахаэнерго»	278	288	293	297	303	307
- ОАО «Сургутнефтегаз»	591	849	1080	1145	1222	1244
- ПАО «Газпром»	0	0	0	110	297	298
- прочие	363	296	271	268	270	272
<i>Поступление из-за пределов республики</i>	<i>164</i>	<i>191</i>	<i>237</i>	<i>249</i>	<i>273</i>	<i>389</i>
- Магаданская область	149	175	188	199	223	335
- Чукотский АО	15	15	15	15	15	15
- ОЭС Востока	0	0	33	34	35	39
<i>Потребление</i>	<i>1396</i>	<i>1624</i>	<i>1880</i>	<i>2069</i>	<i>2365</i>	<i>2510</i>

(5) Республика Саха (Якутия)

Баланс электроэнергии в республике в целом по варианту Правительства Республики Саха (Якутия) в средневодных условиях складывается удовлетворительно (таблица 4.2.30).

Баланс электроэнергии республики в маловодные годы приведен в таблице 4.2.31.

Таблица 4.2.30 – Баланс электроэнергии республики для средневодных лет, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Производство электроэнергии</i>	<i>9213</i>	<i>10114</i>	<i>11093</i>	<i>11288</i>	<i>11392</i>	<i>11479</i>
- Западный энергорайон	3042	3225	3971	3971	3971	3971
- Центральный энергорайон	1660	1748	1771	1789	1622	1679
- Южно-Якутский энергорайон	3280	3708	3708	3708	3708	3708

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
- децентрализованное производство	1232	1433	1643	1820	2092	2120
<i>Поступление из-за пределов республики</i>	<i>164</i>	<i>191</i>	<i>237</i>	<i>249</i>	<i>273</i>	<i>389</i>
<i>Потребление электроэнергии</i>	<i>8010</i>	<i>8509</i>	<i>9014</i>	<i>9504</i>	<i>10110</i>	<i>10833</i>
<i>Дефицит (-), избыток (+)</i>	<i>1367</i>	<i>1796</i>	<i>2316</i>	<i>2033</i>	<i>1556</i>	<i>1035</i>

Таблица 4.2.31 – Баланс электроэнергии республики для маловодных лет, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Годы					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Производство электроэнергии</i>	<i>9213</i>	<i>10114</i>	<i>10166</i>	<i>10361</i>	<i>10465</i>	<i>10552</i>
- Западный энергорайон	3042	3225	3044	3044	3044	3044
- Центральный энергорайон	1660	1748	1771	1789	1622	1679
- Южно-Якутский энергорайон	3280	3708	3708	3708	3708	3708
- децентрализованное производство	1232	1433	1643	1820	2092	2120
<i>Поступление из-за пределов республики</i>	<i>164</i>	<i>191</i>	<i>237</i>	<i>249</i>	<i>273</i>	<i>389</i>
<i>Потребление электроэнергии</i>	<i>8010</i>	<i>8509</i>	<i>9014</i>	<i>9504</i>	<i>10110</i>	<i>10833</i>
<i>Дефицит (-), избыток (+)</i>	<i>1367</i>	<i>1796</i>	<i>1389</i>	<i>1106</i>	<i>629</i>	<i>108</i>

4.2.4. Прогноз потребления тепловой энергии

В рассматриваемой перспективе с 2016 по 2021 годы в республике намечается прирост теплопотребления 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 2021 г. представлен в таблице 4.2.32.

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

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 соответствии с прогнозом социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на 2017-2019 гг. численность населения региона в 2019 г. увеличится на 1,2% по сравнению с уровнем 2015 г. Данные на последующие годы приняты в соответствии с Долгосрочным прогнозом социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 года, прирост численности населения Республики за период с 2015 по 2021 гг. составит 2,5%. Данные об изменении площади жилого фонда, а также темпы замены ветхого и аварийного жилья приняты согласно государственной программе Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественным жильем на 2015-2019 годы».

Таблица 4.2.32 – Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Республики Саха (Якутия) в период до 2021 года, тыс. Гкал

Наименование предприятия	Годы						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ОАО «Нерюнгринский городской водоканал»	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
АО "Водоканал"	27,3	26,8	34,0	27,5	23,5	23,7	23,8
ОАО "Якутуголь"	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4
ПАО АК «Алроса»	638,6	638,6	638,6	639,5	639,5	639,5	639,5
ОАО «Золото Селигдара»	6,9	16,3	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4
АО «Алмазы Анабара»	8,9	12,4	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
ОАО ПО «Якутцемент»	107,7	108,9	110,2	111,2	111,2	111,2	111,2
ОАО АК «Транснефть»	33,0	50,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
ОАО «Газпром добыча Ноябрьск» (освоение Чаюдинского НГКМ)						108,2	198,4
ОАО «Гаас Юрях нефтегазодобыча» (освоение Центрального блока Средне-Ботуобинского НГКМ)					40,3	42,3	48,4
ОАО «Сургутнефтегаз»	263,0	265,0	270,0	272,0	274,0	277,0	277,0
ОАО "Якутская топливно-энергетическая компания"	15,8	16,0	16,1	15,9	16,0	17,3	19,1
Освоение Эльгинского месторождения угля	7,3	7,3	7,3	7,3	15,0	20,0	25,0
АО "Алданзолото" ГРК"	191,9	191,6	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9
АО НК "Туймаада-нефть"	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

Источник: данные компаний – см. приложения 2.4, 2.5, 2.7, 2.8, 2.9, 2.10, 2.15, 4.2.4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8; оценки авторов.

По результатам выполненных прогнозных оценок доля ветхого и аварийного жилья за рассматриваемый период сократится на 2,6% и в 2021 г. составит 14,0%. За рассматриваемый период времени общая площадь жилого фонда в республике увеличится на 22,1%. Обеспеченность жильем в Республике Саха (Якутия) в период до 2021 г. увеличится на 4,1% и в 2021 г. составил 25,6 квадратных метра жилья на человека.

Таблица 4.2.33 – Исходные данные для прогнозирования теплопотребления населением и коммунально-бытовым сектором

Показатель	Годы						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Численность населения, тыс. чел.	958,3	961,2	964,1	966,7	969,2	974	982,1
Суммарный ввод жилья, тыс. м ²	546,2	600	650	750	850	850	850
из них:							
Ввод жилья взамен выведенного ветхого и аварийного жилья, тыс. м ²	81,26	112,6	153,4	30	30	30	30
Ввод жилья, тыс. м ²	464,94	487,4	496,6	720	820	820	820
Площадь ветхого и аварийного жилья, тыс. м ²	3414,3	3370,0	3284,0	3319,7	3389,3	3460,9	3534,8
Доля ветхого и аварийного жилья, %	16,6%	15,9%	15,0%	14,7%	14,4%	14,2%	14,0%
Жилищный фонд, тыс. м ²	20629,7	21229,7	21879,7	22629,7	23479,7	24329,7	25179,7
Обеспеченность жильем, м ² /чел.	21,5	22,1	22,7	23,4	24,2	25,0	25,6

Источник: Государственная программа Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественным жильем на 2015-2019 гг.», Прогноз социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на 2017-2019 гг., Долгосрочный прогноз социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 года, оценка авторов.

В соответствии с выполненным прогнозом потребление тепловой энергии в республике возрастет с 11,14 млн Гкал в 2015 г. до 12,4 млн Гкал к 2021 г.: суммарный прирост теплопотребления составит 11,3%. В таблице 4.2.34 и на рисунке 4.2.1 представлена структура потребления тепловой энергии на период до 2021 г.

Таблица 4.2.34 – Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2021 года, тыс. Гкал

Показатель	Годы						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Теплопотребление, всего	11143,1	11296,8	11454,3	11644,1	11870,2	12089,9	12403,2
в том числе:							
населением	5411,5	5468,8	5535,6	5673,3	5778,4	5819,7	5907,2
коммунально-бытовым сектором	2463,4	2499,2	2528,4	2554,0	2599,2	2627,6	2719,4
прочими отраслями, из них:	3268,2	3328,9	3390,3	3416,8	3492,7	3642,6	3776,6
промышленностью	2600,9	2654,9	2709,6	2729,3	2798,3	2941,2	3068,2

Основной прирост теплотребления на период 2015-2021 гг. будет обеспечиваться за счет развития существующих и строительства новых промышленных производств. За рассматриваемый период увеличение потребления тепловой энергии промышленностью составит 18,0%. Прирост теплотребления населением и коммунально-бытовым сектором за период 2015-2021 гг. составит 9,2 и 10,4% соответственно.

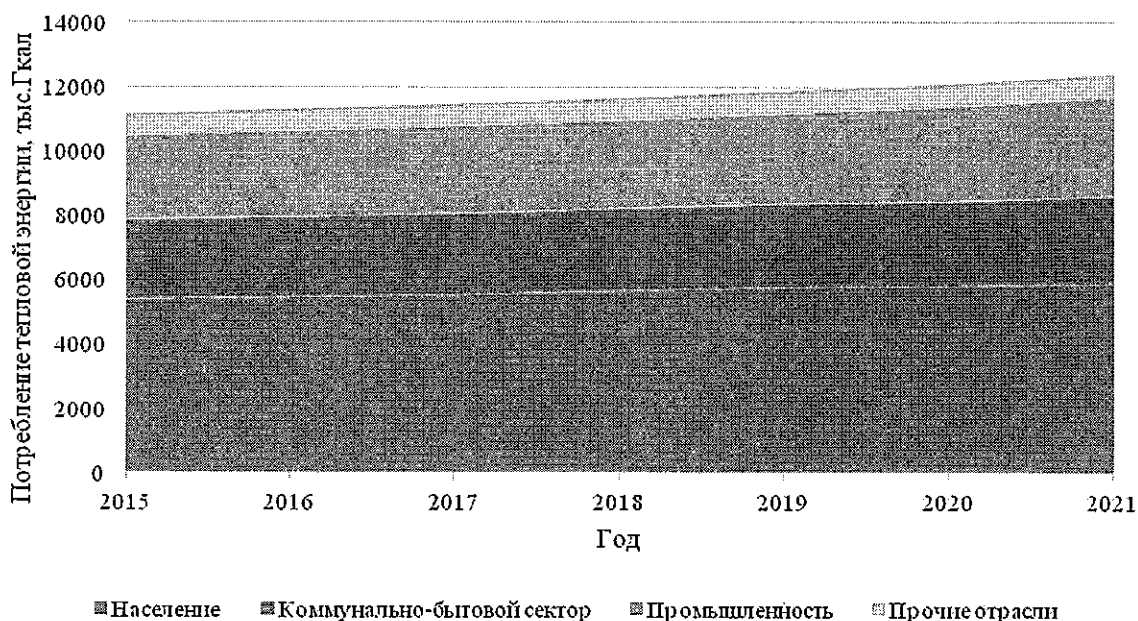


Рисунок 4.2.1 – Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2021 года

Как видно из рисунка за рассматриваемый период до 2021 г. наблюдается равномерное увеличение теплотребления населением, в то же время потребление тепловой энергии промышленными предприятиями увеличивается относительно более высокими темпами.

Суммарные уровни теплотребления в республике на период до 2021 г. с указанием абсолютного годового и темпов прироста представлены в таблице 4.2.35.

Таблица 4.2.35 – Суммарные уровни и темпы прироста теплотребления в Республике Саха (Якутия) в период до 2021 года

Показатель	Годы						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	11143,1	11296,8	11454,3	11644,1	11870,2	12089,9	12403,2
Абсолютный прирост теплотребления, тыс. Гкал		153,7	157,5	189,8	226,2	219,6	313,3
Среднегодовые темпы прироста, %		1,4%	1,4%	1,7%	1,9%	1,9%	2,6%

Как видно из таблицы 4.2.35 среднегодовые темпы прироста потребления тепловой энергии в целом по республике имеют положительную тенденцию на протяжении всего рассматриваемого перспективного периода. В начальные годы перспективного периода прирост теплотребления предположительно составит 1,4-1,7%, в 2021 г. - 2,6%.

4.3. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы республики

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 4.10 с учетом реконструкции и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок на перспективу 2017-2021 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 нормальной и ремонтных схемах в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» и «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем».

Развитие электросетевых объектов энергосистемы определяется решением следующих основных задач:

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

На весь рассматриваемый период принята раздельная работа Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири. До конца 2017 года предусмотрено электроснабжение от ЗЭР Республики Саха (Якутия) энергопринимающих устройств ЗАО «Витимэнергострой» мощностью 51 МВт (существующая ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полнос). В 2018 году предусмотрен ввод ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог, ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан с замыканием кольца 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Сухой Лог – Мамакан – Таксимо – Усть-Кут и работой ПС 220 кВ Пеледуй в составе ОЭС Сибири без параллельной работы ОЭС Сибири с и ЗЭР Республики Саха (Якутия), выключатели ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-11 отключены со стороны ПС 220 кВ Пеледуй.

Фактическое объединение Западного и Южного энергорайонов энергосистемы республики осуществлено по двум одноцепным ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-16, при этом выключатели ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14 отключены со стороны ПС 220 кВ НПС-15 для осуществления точки раздела между энергосистемами. Синхронная работа Западного и Южного энергорайонов предусмотрена в 2017 году.

Объединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) намечается за счет сооружения ПС 220 кВ Томмот и замыкания транзита 220 кВ Нижний Куранах – Томмот – Майя в 2018 году.

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в Приложении 4.11.

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

4.3.1. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше

На основании электрических расчетов в существующей схеме проведен анализ проблем и составлен перечень «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше, выполнен анализ необходимости сооружения дополнительных электросетевых объектов 110 кВ и выше, реконструкции существующих и установки средств компенсации реактивной мощности.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2016 г. показал:

- в послеаварийных режимах после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 45 МВт) снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.2). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН транзита 110 кВ Сунтар – Вилюйск с объемом отключаемой нагрузки 10 МВт (приложение 4.12, рис.3). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах, необходима установка ИРМ на ПС 110 кВ вышеуказанного района. При установке ИРМ на ПС 110 кВ Верхневилуйск на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск снижается уровень напряжения ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.4). В связи с этим место установки ИРМ принято на ПС 110 кВ Нюрба, необходимый объем ИРМ – 25 Мвар (приложение 4.12, рис.5). Согласно п.4.4.2.2 данной работы рекомендовано строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба. При реализации данного мероприятия необходимость ИРМ на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск отсутствует;
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 ПС 220 кВ Айхал снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.6). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН Айхало-Удачнинского района с объемом отключаемой нагрузки 50 МВт (приложение 4.12, рис.8). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах, требуется установка

ИРМ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6. Необходимый объем ИРМ – 150 Мвар (приложение 4.12, рис.7);

- В послеаварийных режимах после отключения ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная, отключения 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная в нормальной схеме при изолированной работе ЗЭР возникает дефицит активной мощности в объеме 131, 141 МВт (приложение 4.12, рис. 9,12) и, как следствие, снижение частоты электрического тока с работой АЧР в ЗЭР, действующей на отключение нагрузки потребителей объемом до 81 МВт (приложение 4.12, рис. 10) Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС (приложение 4.12, рис. 11);
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, прекращается электроснабжение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилюйского энергорайона (приложение 4.12, рис.13). Объем отключаемой в данном послеаварийном режиме нагрузки по данным филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ составляет до 96 МВт в режиме зимнего максимума нагрузок и до 32 МВт в режиме летнего максимум нагрузок. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар (приложение 4.12, рис.14);
- в режиме зимнего максимума нагрузок при напряжении на шинах Светлинской ГЭС 238 кВ в связи с неисправностью РПН ПС 220 кВ Фабрика-3 ($K_{тр}=0,55$) напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика №3 превышает наибольшее рабочее (приложение 4.12, рис.15). Для расширения диапазона регулирования Светлинской ГЭС требуется реконструкция ПС 220 кВ Фабрика №3 с переводом на высший класс напряжения 110 кВ (приложение 4.12, рис.16);
- в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2016 г. в нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

4.3.2. Электрические расчеты режимов основной электрической сети 110 кВ и выше

Развитие электрической сети 110 кВ и выше принято в соответствии с разделом 4.4.1.

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в Приложении 4.12.

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

2017 год

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2017 г. показал:

- в послеаварийных режимах после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.23). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН транзита 110 кВ Сунтар – Виллойск с объемом отключаемой нагрузки до 9 МВт (приложение 4.12, рис.24,25). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах необходима установка ИРМ на ПС 110 кВ вышеуказанного района. Необходимый объем ИРМ – 25 Мвар (приложение 4.12, рис.26). Согласно п.4.4.2.2 данной работы рекомендовано строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба. При реализации данного мероприятия необходимость ИРМ на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск отсутствует;
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 ПС 220 кВ Айхал снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.27). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН Айхало-Удачинского района с объемом отключаемой нагрузки 45 МВт (приложение 4.12, рис.28). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах требуется установка ИРМ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6. Необходимый объем ИРМ – 150 Мвар (приложение 4.12, рис.29);
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, прекращается электроснабжение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Виллойского энергорайона (приложение 4.12, рис.30). Объем отключаемой в данном послеаварийном режиме нагрузки по данным филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ составляет до 96 МВт в режиме зимнего максимума нагрузок и до 32 МВт в режиме летнего максимум нагрузок. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;
- в послеаварийном режиме после отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками загрузка ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками составляет 236 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на ПС 110 кВ Лебединый с $I_{доп} = 200$ А (приложение 4.12, рис.31). Необходима замена ТТ ПС 110 кВ Лебединый в ячейке ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;
- в режиме наложения аварийного отключения ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1(2) на ремонт ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с

отпайками (ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками) загрузка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками (ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками) составляет 208 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на Чульманской ТЭЦ с $I_{доп} = 200$ А (приложение 4.12, рис.35). Необходима замена ТТ Чульманской ТЭЦ в ячейках ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;

- в режиме наложения аварийного отключения ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1(2) на ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2(1) загрузка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками составляет 246 А, ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками – 246 А, ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками – 298 А (приложение 4.12, рис.36), что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформаторов тока Чульманской ТЭЦ и ПС 110 кВ Лебединый с $I_{доп} = 200$ А. Необходима замена ТТ ПС 110 кВ Лебединый (в ячейке ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками), Чульманской ТЭЦ (в ячейках ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками) с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;
- в режиме летнего минимума нагрузок при напряжении на шинах Светлинской ГЭС 230 кВ в связи с неисправностью РПН ПС 220 кВ Фабрика-3 ($K_{тр}=0,55$) напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика №3 превышает наибольшее рабочее (приложение 4.12, рис.38). Для расширения диапазона регулирования Светлинской ГЭС требуется реконструкция ПС 220 кВ Фабрика №3 с переводом на высший класс напряжения 110 кВ (приложение 4.12, рис.39);
- в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2017 г. в нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2018 год

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2018 г. показал:

- в послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.41). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск с объемом отключаемой нагрузки 10 МВт (приложение 4.12, рис.42). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах необходима установка ИРМ на ПС 110 кВ вышеуказанного района (приложение 4.12, рис.43). Согласно п.4.4.2.2 данной работы рекомендовано строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с

ПС 220 кВ Нюрба. При реализации данного мероприятия необходимость ИРМ на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск отсутствует;

- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 ПС 220 кВ Айхал снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.44). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН Айхало-Удачнинского района с объемом отключаемой нагрузки 45 МВт (приложение 4.12, рис.45). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах, требуется установка ИРМ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 (приложение 4.12, рис.46);
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, прекращается электроснабжение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (приложение 4.12, рис.47). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;
- в послеаварийном режиме после отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками нагрузка ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками составляет 237 А, что превышает длительно допустимую токовую нагрузку трансформатора тока на ПС 110 кВ Лебединый с $I_{доп} = 200$ А (приложение 4.12, рис.48). Необходима замена ТТ ПС 110 кВ Лебединый в ячейке ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;
- в режиме наложения аварийного отключения ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1(2) на ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2(1) нагрузка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками составляет 362 А, ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками – 362 А, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр – 573 А, ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый – 565 А, ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками – 532 А, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта – 571 А (приложение 4.12, рис.52), что превышает длительно допустимую токовую нагрузку трансформаторов тока Чульманской ТЭЦ, ПС 110 кВ Малый Нимныр, ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Юхта и ПС 110 кВ Лебединый. Необходима замена ТТ ПС 110 кВ Лебединый (в ячейке ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками), ПС 110 кВ Малый Нимныр (в ячейке ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Хатыми), ПС 110 кВ Большой Нимныр (в ячейках ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр и ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта), ПС 110 кВ Юхта (в ячейках ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый и ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта) и Чульманской ТЭЦ (в ячейках ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками) с обеспечением номинального первичного тока не менее 500 А;

- в режиме летнего минимума нагрузок при напряжении на шинах Светлинской ГЭС 230 кВ в связи с неисправностью РПН ПС 220 кВ Фабрика-3 ($K_{тр}=0,55$) напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика №3 превышает наибольшее рабочее (приложение 4.12, рис.54). Для расширения диапазона регулирования Светлинской ГЭС требуется реконструкция ПС 220 кВ Фабрика №3 с переводом на высший класс напряжения 110 кВ (приложение 4.12, рис.55);
- в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2018 г. в нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2019 год

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2019 г. показал:

- в послеаварийных режимах после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.57). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск с объемом отключаемой нагрузки 12 МВт (приложение 4.12, рис.58,59). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах необходима установка ИРМ на ПС 110 кВ вышеуказанного района (приложение 4.12, рис.60). Согласно п.4.4.2.2 данной работы рекомендовано строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба. При реализации данного мероприятия необходимость ИРМ на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск отсутствует;
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 ПС 220 кВ Айхал снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.61). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН Айхало-Удачнинского района с объемом отключаемой нагрузки 41 МВт (приложение 4.12, рис.62). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах, требуется установка ИРМ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 (приложение 4.12, рис.63);
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, прекращается электроснабжение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (приложение 4.12, рис.64). Объем отключаемой в

данном послеаварийном режиме нагрузки по данным филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ составляет до 96 МВт в режиме зимнего максимума нагрузок и до 32 МВт в режиме летнего максимума нагрузок. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;

- в послеаварийном режиме после отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками загрузка ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками составляет 236 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на ПС 110 кВ Лебединый с $I_{доп} = 200$ А (приложение 4.12, рис.65). Необходима замена ТТ ПС 110 кВ Лебединый в ячейке ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;
- в режиме наложения аварийного отключения ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками (Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками) на ремонт ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах загрузка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками (Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками) составляет 215 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на Чульманской ТЭЦ с $I_{доп} = 200$ А (приложение 4.12, рис.68). Необходима замена ТТ Чульманской ТЭЦ в ячейках ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;
- в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2019 г. в нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2020 год

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2020 г. показал:

- в послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.71). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск с объемом отключаемой нагрузки 21 МВт (приложение 4.12, рис.72). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах необходима установка ИРМ на ПС 110 кВ вышеуказанного района (приложение 4.12, рис.73). Согласно п.4.4.2.2 данной работы рекомендовано строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба. При реализации данного мероприятия необходимость ИРМ на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск отсутствует;

- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 ПС 220 кВ Айхал снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.12, рис.74). Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН Айхало-Удачинского района с объемом отключаемой нагрузки 55 МВт (приложение 4.12, рис.75). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах, требуется установка ИРМ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 (приложении 4.12, рис.76);
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, прекращается электроснабжение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (приложение 4.12, рис.78). Объем отключаемой в данном послеаварийном режиме нагрузки по данным филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ составляет до 96 МВт в режиме зимнего максимума нагрузок и до 32 МВт в режиме летнего максимума нагрузок. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;
- в послеаварийном режиме после отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками загрузка ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками составляет 236 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на ПС 110 кВ Лебединый с $I_{доп} = 200$ А (приложение 4.12, рис.77). Необходима замена ТТ ПС 110 кВ Лебединый в ячейке ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;
- в режиме наложения аварийного отключения ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками (Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками) на ремонт ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах загрузка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками (Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками) составляет 215 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на Чульманской ТЭЦ с $I_{доп} = 200$ А (приложение 4.12, рис.83). Необходима замена ТТ Чульманской ТЭЦ в ячейках ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;
- в режиме летнего минимума нагрузок при напряжении на шинах Светлинской ГЭС 232 кВ в связи с неисправностью РПН ПС 220 кВ Фабрика-3 ($K_{тр}=0,55$) напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика №3 превышает наибольшее рабочее (приложение 4.12, рис.85). Для расширения диапазона регулирования Светлинской ГЭС требуется реконструкция ПС 220 кВ Фабрика №3 с переводом на высший класс напряжения 110 кВ (приложение 4.12, рис.86);

- в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2020 г. в нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2021 год

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2021 г. показал:

- в послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ. Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск с объемом отключаемой нагрузки 21 МВт (приложение 4.12, рис.88). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах необходима установка ИРМ на ПС 110 кВ вышеуказанного района (приложение 4.12, рис.89). Согласно п.4.4.2.2 данной работы рекомендовано строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба. При реализации данного мероприятия необходимость ИРМ на ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск отсутствует;
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 ПС 220 кВ Айхал снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ. Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН с объемом отключаемой нагрузки 65 МВт (приложение 4.12, рис.90). Для исключения отключения потребителей действием АОСН в послеаварийных режимах в нормальной схеме и минимизации объема нагрузки, отключаемой действием АОСН в послеаварийных режимах в ремонтных схемах, требуется установка ИРМ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 (приложение 4.12, рис.91);
- в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск, прекращается электроснабжение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Виллойского энергорайона (приложение 4.12, рис.92). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;
- в послеаварийном режиме после отключения двух ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12, проходящих в общем коридоре, снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ. Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима установка

ИРМ на ПС 110 кВ транзита 110 кВ Сунтар – Вилюйск (приложение 4.12, рис.93);

- в послеаварийном режиме после отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками загрузка ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками составляет 236 А, что превышает длительно допустимую токовую загрузку трансформатора тока на ПС 110 кВ Лебединый с $I_{доп} = 200$ А (приложение 4.12, рис.94). Необходима замена ТТ ПС 110 кВ Лебединый в ячейке ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А;
- в режиме летнего минимума нагрузок при напряжении на шинах Светлинской ГЭС 230 кВ в связи с неисправностью РПН ПС 220 кВ Фабрика-3 ($K_{тр}=0,55$) напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика №3 превышает наибольшее рабочее (приложение 4.12, рис.99). Для расширения диапазона регулирования Светлинской ГЭС требуется реконструкция ПС 220 кВ Фабрика №3 с переводом на высший класс напряжения 110 кВ (приложение 4.12, рис.100);
- в остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2021 г. в нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

4.3.3. Расчеты расхода электроэнергии на её транспорт в сетях 110/220 кВ и мероприятия по их снижению

В таблице 4.3.1 приведены расчетные потери в электрических сетях 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) по результатам расчетов электроэнергетических режимов.

Таблица 4.3.1 – Потери в электрических сетях 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия)	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Уровень нагрузок	МВт (%)	МВт (%)	МВт (%)	МВт (%)	МВт (%)	МВт (%)
Зима максимум	49,79 (4,8%)	68,82 (5,8%)	64,56 (5,2%)	58,31 (4,2%)	79,37 (5,7%)	70,97 (4,6%)
Лето максимум	19,61 (3,3%)	21,24 (3,1%)	35,51 (4,3%)	28,95 (3,2%)	35,72 (3,7%)	36,31 (3,5%)

Расчетные потери на передачу электроэнергии в электрических сетях 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляют от 4,2% до 5,8% в режимах зимнего максимума нагрузки, от 3,1% до 3,7% в режимах летнего максимума нагрузки. Значительный уровень потерь на передачу во многом определяется особенностями энергосистемы Республики Саха (Якутия), в первую очередь, большой протяженностью электрических сетей. Увеличение абсолютной величины потерь вызвано, главным образом, ростом электрических нагрузок в

энергосистеме в рассматриваемый период до 2021 года, ростом нагрузок объектов нефтепровода ВСТО.

В качестве мероприятий по снижению уровня потерь на передачу электроэнергии может рассматриваться установка средств компенсации реактивной мощности, перевод на более высокий уровень напряжения, строительство новых линий электропередач.

В рассматриваемый период до 2021 года для снижения уровня потерь на передачу предлагается выполнение следующих мероприятий:

- Установка ИРМ на ПС 220 кВ ГПП-6 и на ПС 110 кВ Сунтаро-Олекминского района.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в указанных районах наблюдаются пониженные уровни напряжения в период максимальных нагрузок. Установка ИРМ позволит осуществлять регулирование уровня напряжения в прилегающей сети 110 кВ в нормальном и послеаварийных режимах, что в свою очередь позволит снизить потери на передачу;

- Восстановление проектной схемы Светлинской ГЭС.

В настоящее время выдача электрической мощности Светлинской ГЭС осуществляется по одной ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная. Восстановление проектной схемы (выдача по двум ВЛ) приведет к снижению загрузки ВЛ и уменьшению потерь на передачу;

- Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 – Нижний Куранах (№3).

Строительство и включение данной ВЛ существенно разгрузит транзит по сети 110 кВ на участке НГРЭС – Нижний Куранах, что приведет к снижению потерь на передачу.

4.3.4. Расчеты токов короткого замыкания

Для определения несоответствий отключающей способности оборудования расчетным токам короткого замыкания выполнен расчет перспективных уровней токов короткого замыкания в сети 110 кВ и выше и номинальных параметров выключателей. Результаты приведены в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

№ п/п	Наименование подстанции	U _{ном} , кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
Западный энергорайон Республики Саха (Якутия)							
1	ГПП-6	220	1,738	2,247	У-220-2000-25 У1	25	
2	Айхал	220	2,039	2,453	У-220-10	25	
3	Вилюйская ГЭС-1,2	220	9,468	12	ВВБ-220/12	31,5	
					ВВД-220	31,5	
4	Чернышевская - 2	220	8,1	8,84	У-220-10	25	
5	Районная	220	6,061	6,627			
6	Светлинская	220	4,483	5,205	ELK SD I4		

№ п/п	Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
	ГЭС						
7	Сунтар	220	2,456	2,353	HPL 245B1	40	
8	Олекминск	220	2,487	2,662	ВЭБ-220-II-50/2500 ХЛ1	50	
9	Городская	220	2,369	2,726	ВЭБ-220	50	
10	Пеледуй	220	1,454	1,925	ВЭБ-220-II-50/2500 УХЛ1	50	
11	НПС-11	220	1,112	1,208	3AP1DT-245	31,5	
12	НПС-12	220	2,245	2,532	ВЭБ-220-II-50/2500 УХЛ1	50	
13	НПС-13	220	1,755	1,905	ВЭБ-220-II-50/2500 ХЛ1	50	
14	НПС-14	220	2,262	2,329			
15	НПС-15	220	2,896	3,547	3AP1 DT-245	25	
16	Мирный	220	5,543	5,889	У-220-10	25	
17	ГПП-6	110	2,777	3,79	МКП-110М-1000-20 У1	20	
18	Авангардная	110	2,39	3,015	-	-	Выкл. отсутствуют
19	Сытыкан	110	2,47	2,978	-	-	Выкл. отсутствуют
20	Аэропорт	110	2,123	2,267	-	-	Выкл. отсутствуют
21	Насосная	110	2,122	2,404	МКП-110М-1000-20 У	20	
22	Пульпа	110	2,466	3,219	МКП-110М-1000-20 У	20	
23	Карьер	110	2,535	3,1	-	-	Выкл. отсутствуют
24	Удачная	110	2,548	3,128	МКП-110М-1000-20 У	20	
25	Электрокалорифер	110	2,492	2,991			
26	Эл.котельная Фабрики-12	110	2,509	3,351	-	-	Выкл. отсутствуют
27	Надежная	110	2,743	3,687	-	-	Выкл. отсутствуют
28	Юбилейная	110	2,097	2,099	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
29	Алмаз	110	1,969	1,898	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
30	Тепловая	110	1,964	1,892	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
31	Хвостовое Хозяйство	110	2,237	2,342	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
32	Айхал	110	2,622	3,132	МКП-110М	20	
					ВМТ-110	25	
33	ЦЭК	110	2,538	2,942	МКП-110Б-630-20 У1	20	
34	Фабрика 8	110	2,572	3,017	-	-	Выкл. отсутствуют
35	БСИ	110	2,552	2,974	-	-	Выкл. отсутствуют
36	Энергоблок	110	2,515	2,895	МКП-110М-630-20 У1	20	
37	Ближняя	110	2,187	2,265	ВМТ-110Б-	25	

№ п/п	Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
					25/1250 УХЛ1		
38	Совхоз	110	1,944	1,592	МКП-110М-630-20 У1	18,4	
39	Драга 201	110	2,353	2,07	-	-	Выкл. отсутствуют
40	Драга 202	110	2,627	2,388	-	-	Выкл. отсутствуют
41	Мирный	110	3,643	4,162	МКП-110М-1000-20 У1	18,4	
					МКП-110М-630-20 У1	18,4	
42	Фабрика-3	110	3,463	3,753			
43	Заря	110	1,379	1,06	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
					(1 шт.)		
44	Таас-Юрях	110	0,834	0,724	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
45	Дорожная	110	1,326	1,038	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
46	Мурья	110	1,148	1,149	-	-	Выкл. отсутствуют
47	Северная - Ноя	110	1,586	1,499			
48	Городская	110	1,952	2,363	ВЭБ-110	40	
46	Ленск	110	1,228	1,368	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
					МКП-110Б-1000-20 У1	20	
47	Ярославская	110	0,657	0,539	МКП-110Б-630-20 У1	20	
48	Пеледуй	110	1,365	1,753	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
49	Витим	110	1,089	1,305			
50	Северная	110	3,436	3,671	-	-	Выкл. отсутствуют
51	Интернациональная	110	1,623	1,558	МКП-110М	20	
52	Мирнинская ГРЭС	110	3,282	3,457	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
53	Районная	110	2,11	2,438			
54	Сунгар	110	1,685	1,88	ЛТВ 145 D1/B	31,5	
55	Рудник Мир	110	0,847	0			
56	Тойбохой	110	1,143	0,98	-	-	Выкл. отсутствуют
57	Эльгяй	110	1,491	1,326	-	-	Выкл. отсутствуют
58	Шея	110	1,372	1,163	-	-	Выкл. отсутствуют
59	Кюндядя	110	1,568	1,457	-	-	Выкл. отсутствуют
60	Нюрба	110	1,823	1,948	ВМТ-110Б	25	
					МКП-110Б	20	
61	Виллойск	110	0,436	0,513	МКП-110Б	20	
62	Верхневиллойск	110	0,597	0,647	МКП-110Б	20	
63	Онхой	110	0,846	0,819	-	-	Выкл. отсутствуют

№ п/п	Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
Центральный энергорайон Республики Саха (Якутия)							
1	ЯГРЭС	110	26,292	30,606	ММО-110	31,5	
					ВГТ-110	40,5	
2	Северная	110	26,002	29,954	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	Превышена отключающая способность выключателя
3	Восточная	110	20,092	19,584	МКП-110-1000	18,4	Превышена отключающая способность выключателя
4	Центральная	110	12,306	9,832	МКП-110-1000	18,4	
5	Хатын-Юрях	110	9,251	6,709	МКП-110-1000	18,4	
					ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
6	Радиоцентр	110	3,572	2,511	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
7	Кангалассы	110	2,395	1,687	МКП-110-1000	18,4	
8	Дачная	110	24,004	24,827	ММО-110-1250	20	Превышена отключающая способность выключателя
9	Магарассы	110	1,703	1,279	-	-	Выкл. отсутствуют
10	Бердигестях	110	0,772	0,912	МКП-110-1000	18,4	
11	Южная	110	10,15	7,615	МКП-110М-630-20 У1	18,4	
12	Набережная	110	11,791	9,081	МКП-110-1000	18,4	
13	Табага	110	12,165	12,06	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
14	Птицефабрика (ПТФ)	110	9,788	7,326	МКП-110-1000	18,4	
15	Октемцы	110	3,849	3,189	-	-	Выкл. отсутствуют
16	ДСК	110	10,799	8,183	МКП-110-1000	18,4	
17	Покровск	110	2,053	1,901	У-110-1000	18,4	
					МКП-110-1000		
18	Мохсоголлох	110	1,709	1,391	МКП-110-1000	18,4	
19	Улахан-Ан	110	1,072	0,807	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
20	Майя	110	11,522	12,128	-	20	
21	Н. Бестях	110	4,394	3,26	-	40	
22	Борогонцы	110	1,01	1,023	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
23	Чурапча	110	1,224	1,452	МКП-110-1000	18,4	
24	Сулгачи	110	0,786	0,872	ВЭБ-110	40	
25	Ытык-Кюель	110	0,752	0,708	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
26	Новая	110	0,478	0,509	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	
27	Хандыга	110	0,444	0,522	ВМТ-110Б-	25	

№ п/п	Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
					25/1250 УХЛ1 (1 шт.)		
28	Джебарики-Хая	110	0,382	0,392	ВГТ-110	40	
29	Усть-Майя	110	0,354	0,374	ВЭБ-110	40	
30	Солнечный	110	0,258	0,345	МКП-110-1000	18,4	
31	Эльдикан	110	0,403	0,549	ВЭБ-110	40	
Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия)							
1	Н. Куранах	220	0,557	0,727	3АР1DT-245/ЕК 220 кВ	25	
2	НПС-16	220	2,534	2,663	3АР1 DT-245- 25/1000	25	
3	НПС-17	220	3,511	3,918			
4	НПС-18	220	3,554	3,814	3АР1DT-245	40	
5	НПС-19	220	2,903	2,691	3АР1DT-245 ХЛ1	31,5	
6	Нерюнгринская ГРЭС	220	6,664	7,806	У-220-1000/2000- 25 У1	25	
7	Н. Куранах	110	3,507	4,377	У-110-2000-40	40	
8	В. Куранах	110	2,808	3,084	МКП-110- 1000МБ-20ХЛ	20	
9	ЗИФ	110	2,607	2,722	LTV 145 D1/B	31,5	
10	Н.Якокитская	110	1,997	2,002			
11	ТДЭС	110	1,565	1,642	МКП-110	20	
12	24 км	110	1,277	1,248	ВМТ-110Б- 25/1250	25	
					МКП-110М- 1000/630-20У1	20	
					МКП-110	20	
13	Алдан	110	2,122	2,297	МКП-110Б-1000- 20 У1	20	
14	Рябиновая	110	1,76	1,672			
15	Лебединый	110	2,443	2,689	МКП-110М-630	20	
					ВМТ-110 Б- 25/1250	25	
16	ПС Юхта	110	2,196	1,854	ВМТ-110Б- 25/1250	25	
17	Б. Нимныр	110	2,244	1,788	ВМТ-110Б- 25/1250	25	
18	М.Нимныр	110	3,031	2,366	LTV 145 D1/B	31,5	
19	Хатыми	110	2,525	1,859	LTV 145 D1/B	31,5	
20	Угольная	110	4,223	3,389	МКП-110М-1000	20	
21	Инаглинская	110	3,621	2,82			
22	Чульманская ТЭЦ	110	7,599	7,911			
23	Денисовская	110	7,457	7,316			
24	Дежневская	110	6,348	5,873			
25	Нерюнгринская ГРЭС	110	13,735	17,559	У-110-2000-40У	40	
26	ВГК	110	7,639	6,562			
27	РМЗ-2	110	7,504	6,393	МКП-110 М-1000	20	
28	Городская	110	8,066	7,072	МКП-110 М-1000	20	
29	Серебряный Бор	110	12,443	14,415	ВМТ-110Б- 25/1250-УХЛ1	25	
30	СХК	110	11,398	12,244	ВМТ-110 Б- 25/1250	25	

№ п/п	Наименование подстанции	U_ном, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Примечание
31	Городская 2	110	9,413	8,947	МКП-110 Б-1000	20	
32	Гранитная	110	8,221	7,357	LTV 145 D1/B	31,5	
33	Беркалит	110	5,597	4,461	МКП-110 М-1000	20	

Расчетные значения токов короткого замыкания в сети 110 кВ и выше не превышают величину отключающей способности выключателей.

4.3.5. Анализ баланса реактивной мощности, объем источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности

На основании результатов расчетов электрических режимов выполнен анализ баланса реактивной мощности, определена достаточность источников реактивной мощности для покрытия потребления и определена достаточность существующих и необходимость установки новых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах.

Выявлены схемно-режимные ситуации, в которых наблюдается значительный дефицит реактивной мощности, приводящий к снижению уровней напряжения ниже аварийно допустимого уровня. Описание выявленных проблем приведено в разделах 4.3.1-4.3.2.

Схемно-режимных ситуаций, приводящих к недопустимому повышению напряжения, связанному с недостаточной компенсацией зарядной мощности линий, не выявлено.

В таблице 4.3.3 приведен перечень предложений по установке новых средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме.

Таблица 4.3.3 – Перечень предложений по установке новых средств компенсации реактивной мощности

№ п/п	Наименование объекта	Параметры
1.	ИРМ на ПС 220 кВ ГПП-6	150 Мвар
2.	ИРМ на ПС 110 кВ Сунтаро-Олекминского района	30 Мвар

4.4. Развитие электросетевых объектов

4.4.1. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше

При составлении перечня вводимых и расширяемых электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Республики Саха (Якутия) в период 2017-2021 гг. были учтены следующие документы:

- Схема и программа развития ЕЭС России на 2016-2022 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 01.03.2016 г. №147;
- Проект Схемы и программа развития ЕЭС России на 2017-2023 годы;

- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС».

Принципиальная схема с учетом существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов в период 2017-2021 гг. приведена в приложении 4.10. Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2017-2021 гг. приведена в приложении 4.13.

Таблица 4.4.1 – Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на период 2017-2021 годов, принятых в качестве исходных условий для расчета электрических режимов

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
Западный энергорайон				
1.	ПС 220 кВ Олекминск. Замена трансформаторов	2x40 МВА	2017	Проект СиПР ЕЭС России 2017-2023 гг.
2.	ПС 220 кВ НПС-12. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующей НПС	2x40 МВА	2017	
3.	ПС 220 кВ НПС-13. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующей НПС	2x40 МВА	2017	
4.	ПС 220 кВ НПС-14. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующей НПС	2x40 МВА	2017	
5.	ПС 220 кВ НПС-15. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующей НПС	2x40 МВА	2017	
6.	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2	2x125 км 2x135 км	2017	
7.	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1 и №2	2x262 км	2018	
8.	ПС 220 кВ Чайнда с отпайками от ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1, 2 с отпайкой на НПС-11	2x63 МВА 2x75 км	2018	
9.	Установка двух линейных выключателей 220 кВ на ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй (Л-203, Л-204) и СВ на ПС 220 кВ Пеледуй	-	2017	ТУ на ТП
10.	ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олекминск – КС-2	2x24,6 км	2017	ТУ на ТП
11.	Две одноцепные ВЛ 110 кВ от ПС 220 Чайнда до ПС 110 кВ УКПГ-3	2x0,5 км	2 кв. 2018	
12.	ПС 110 кВ УКПГ-3	2x40 МВА	2 кв. 2018	

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
13.	Реконструкция ПС 110 кВ Нюрба (замена трансформаторов)	2x25 МВА	2018	ТУ на ТП
14.	ПС 220 кВ НПС-11. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующей НПС	2x40 МВА	2019	Проект СиПР ЕЭС России 2017-2023 гг.
15.	ПС 220 кВ КС-1 с заходами ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13	2x10 МВА 2x7,1 км	2019	
16.	ПС 110 кВ УППГ-2 и две одноцепные ВЛ 110 кВ УКПГ-3 – УППГ-2	2x25 МВА 2x42 км	3 кв. 2020	ТУ на ТП
Центральный энергорайон				
17.	<p>Реализация СВМ ЯГРЭС-2</p> <ul style="list-style-type: none"> • строительство участка с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ ЯГРЭС-2 – Радиоцентр с отпайками; • строительство участка с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ ЯГРЭС-2 – ЯГРЭС; • строительство двухцепной ВЛ 110 кВ до ПС Табага (габ.220 кВ); • строительство участка от опоры №46Ат до ПС Табага с образованием ВЛ 110 кВ ЯГРЭС – Табага; • строительство участка с образованием одноцепной ВЛ 110 кВ ЯГРЭС-2 – Бердигестях с отпайками; • переключение ПС 110 кВ Северная на ВЛ 110 кВ ЯГРЭС-2 – ЯГРЭС 	<p>2x9,94 км 2x5,63 км 2x31,72 км 2x24,39 км 0,84 км</p>	2017	ТУ на ТП
18.	ПС 110/10 кВ Намыв	2x25 МВА	2017	Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики Центрального энергорайона Якутской энергосистемы
19.	Реконструкция ПС 110 кВ Мохсоголлоох (замена трансформатора 1Т)	25 МВА	2017	ТУ на ТП
20.	ВЛ 110 кВ Майя – Бютейдях с ПС 110 кВ Бютейдях	130 км	2017	ТУ на ТП

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
21.	Строительство заходов ВЛ 35;110 кВ на ПС 220 кВ Майя для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО «Якутскэнерго» планируется выполнить в IV квартале 2018г., после чего предусматривается демонтаж ПС 110 кВ Временная с переводом нагрузки на ПС 220 кВ Майя	-	4 кв. 2018	ТУ на ТП
22.	ПС 110 кВ Марха	2х16 МВА	2020	ТУ на ТП
Южный энергорайон				
23.	ПС 110 Тимир (Таежный ГОК) с ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир	16 МВА 6,176 км	2017	ТУ на ТП
24.	ПС 220 кВ Томмот	2х63 МВА УШР 100 Мвар	2017	Проект СиПР ЕЭС России 2017-2023 гг.
25.	ПС 220 кВ НПС-16. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующей НПС	2х32 МВА	2017	
26.	Перевод ПС 110 кВ Нижнеякокитская, 24 км на напряжение 35 кВ с образованием ВЛ 35 кВ Томмот – Нижнеякокитская, ВЛ 35 кВ Томмот – 24 км	64,6 км	2017	ТУ на ТП
27.	ПС 110 кВ КС-4 с двумя ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4	2х10 МВА 2х7 км	2018	
28.	ПС 110 кВ Комсомольская с двумя одноцепными ВЛ от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-114, Л-115) до ПС 110 кВ Комсомольская	-	2018	
29.	ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1 и №2	2х268 км 100 Мвар	2017, 2019, 2022	Проект СиПР ЕЭС России 2017-2023 гг.
30.	с ПС 220 кВ Эльгауголь	2х125 МВА 2хШР 25 Мвар 4хБСК 25 Мвар		
31.	ПС 220 кВ НПС-17. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующей НПС	2х40 МВА	2018	
32.	ПП 220 кВ Амга с заходами ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на НПС-16	2х8 км	2018	

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
33.	ПС 220 кВ КС-3 с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Амга	2x10 МВА 2x0,05 км	2018	
34.	ПП 220 кВ Нагорный с заходами ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь	2x8 км	2018	
35.	ПС 220 кВ КС-5 с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Нагорный	2x10 МВА 2x0,05 км	2018	
36.	ПС 220 кВ НПС-19. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующей НПС	2x40 МВА	2019	
37.	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 – Нижний Куранах (№3)	290 км	2019	

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

4.4.2.1. *Перечень «узких» мест энергосистемы Республики Саха (Якутия) и мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений*

В соответствии с выполненными расчетами электроэнергетических режимов и по информации, предоставленной филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДРСК» в таблицу 4.4.2 сведен перечень «узких мест» с указанием необходимых для их устранения мероприятий.

В таблице 4.4.3 представлены мероприятия по обеспечению основными и резервными каналами передачи телеинформации и диспетчерской связи с объектов электроэнергетики в целях обеспечения оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Якутии АО «СО ЕЭС».

Выполнение всех приведенных в таблицах мероприятий необходимо предусмотреть в период 2017-2021 годов.

Таблица 4.4.2 – Перечень предложений по развитию распределительных сетей

№ п/п	Предложение	Энергорайон РС(Я)	Обоснование
1.	Установка автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН), действующих на отключение нагрузки потребителей электрической энергии на ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневиллюйск	ЗЭР	<p>В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) в нормальной схеме в режиме зимнего максимума нагрузок (потребление ЗЭР – 600 МВт, потребление Вилюйского энергорайона – 59 МВт) напряжение на шинах 110 кВ ПС Вилюйского энергорайона снижается ниже аварийно допустимого (АДН) (88,55 кВ). Для ввода параметров электротехнического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 12 МВт.</p> <p>Реализация мероприятий по созданию устройства АОСН на ПС 110 кВ Вилюйск и ПС 110 кВ Верхневиллюйск позволит исключить необходимость ввода (минимизировать объем) ГВО в ЗЭР РС(Я) в нормальной и ремонтных схемах для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.</p> <p>Реализация данного мероприятия предусмотрена в следующих документах:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Письмо АО «СО ЕЭС» в Минэнерго России от 26.04.2016 № Н14-19-4944 «О режиме работы ЗЭР Якутской энергосистемы». - План мероприятий («дорожная карта») по обеспечению синхронизации работы отдельных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ЕЭС России (ОЭС Востока и ОЭС Сибири); - Инвестиционная программа (далее – ИП) ПАО «Якутскэнерго» на 2016- 2019 гг. со сроком реализации в 2017 г.
2.	Установка регулируемых источников реактивной мощности (далее – ИРМ) на ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневиллюйск	ЗЭР	<p>Реализация мероприятий по установке ИРМ на ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневиллюйск позволит исключить отключение потребителей устройств АОСН в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в нормальной схеме, а также минимизировать объем нагрузки, отключаемой устройствами АОСН в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в ремонтных схемах</p>
3.	Установка АОСН, действующих на отключение нагрузки потребителей электрической энергии на объектах	ЗЭР	<p>В послеаварийном режиме после отключения 1СП-220 ПС 220 кВ Айхал, сопровождающиеся односторонним отключением ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205, Л-206), ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203,</p>

№ п/п	Предложение	Энергорайон РС(Я)	Обоснование
	электроэнергетики Айхало-Удачинского энергорайона		<p>Л-208), в нормальной схеме в режиме зимнего максимума нагрузок (потребление ЗЭР – 600 МВт, потребление Айхало-Удачинского энергорайона — 240 МВт) напряжение на шинах 110 кВ ПС Айхало-Удачинского энергорайона ниже АДН (88,55 кВ).</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объёме:</p> <ul style="list-style-type: none"> - с включенными в работу СК-1, 2, 4 ПС 220 кВ Айхал до 20 МВт; - с выведенными из работы СК-1, 2, 4 ПС 220 кВ Айхал до 50 МВт. <p>Реализация мероприятия по созданию устройств АОСН на объектах электроэнергетики Айхало-Удачинского энергорайона позволит исключить необходимость ввода (минимизировать объем) ГВО в ЗЭР РС(Я) в нормальной и ремонтных схемах для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.</p> <p>Реализация данного мероприятия предусмотрена в следующих документах:</p> <ul style="list-style-type: none"> - План мероприятий («дорожная карта») по обеспечению синхронизации работы отдельных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ЕЭС России (ОЭС Востока и ОЭС Сибири); - ИП ПАО «Якутскэнерго» на 2016-2019 гг. со сроком реализации в 2017 г.
4.	Установка управляемых ИРМ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6	ЗЭР	<p>Реализация мероприятия по установке ИРМ на ПС 220 кВ ГПП-6 позволит исключить отключение потребителей действием устройств АОСН в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в нормальной схеме, а также минимизировать объем нагрузки, отключаемой устройствами АОСН в послеаварийных режимах после нормативных возмущений в ремонтных схемах</p>
5.	Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС	ЗЭР	<p>В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) в режиме зимнего максимума нагрузок (загрузка Светлинской ГЭС – 150 МВт, потребление ЗЭР — 600 МВт) в нормальной схеме при изолированной работе ЗЭР РС(Я) с ОЭС Востока выявлено возникновение дефицита активной мощности в объеме 150 МВт и, как следствие, снижение частоты электрического тока до</p>

№ п/п	Предложение	Энергорайон РС(Я)	Обоснование
			<p>значения 48,3 Гц с работой АЧР в ЗЭР РС(Я), действующей на отключение нагрузки потребителей объемом до 81 МВт.</p> <p>В настоящее время одна из линий 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная отключена от Светлинской ГЭС и используется для электроснабжения ПС 110 кВ Виллой (пос. Светлый).</p> <p>Необходимо сооружение ПС 220 кВ ГПП (Светлый) и присоединение 2-ой ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная к Светлинской ГЭС.</p> <p>Реализация мероприятия позволит исключить (минимизировать) объём нагрузки потребителей, отключаемой устройствами АЧР.</p> <p>Мероприятие включено в План мероприятий («дорожная карта») по обеспечению синхронизации работы отдельных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ЕЭС России (ОЭС Востока и ОЭС Сибири)</p>
6.	<p>Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олёкминск (Л-242) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар</p>	ЗЭР	<p>В послеаварийном режиме после отключения 1СП-220 ПС 220 кВ Сунтар в нормальной схеме происходит полное погашение (ограничение) нагрузки потребителей на объектах электроэнергетики Вилюйского энергорайона, ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой, в объёме до 96 МВт в режиме зимнего максимума нагрузок, до 32 МВт в режиме летнего максимума нагрузок</p> <p>Реализация мероприятия позволит исключить полное погашение (ограничение) нагрузки потребителей в послеаварийном режиме после нормативных возмущений в нормальной схеме</p>
7.	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Фабрика № 3 с переводом на высший класс напряжения 110 кВ</p>	ЗЭР	<p>Верхняя граница графика напряжения в контрольном пункте Светлинская ГЭС определяется необходимостью обеспечения напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Фабрика № 3 не выше наибольшего рабочего.</p> <p>Например, в режиме летнего минимума нагрузок регулирование напряжения в контрольном пункте Светлинская ГЭС осуществляется в соответствии с графиком напряжения в диапазоне от 202 кВ до 227 кВ.</p> <p>Реализация мероприятия позволит расширить диапазон регулирования напряжения в контрольном пункте Светлинская ГЭС до 46 кВ (от 202 кВ до 248 кВ)</p>
8.	<p>Установка устройства АОПЧ на Каскаде Вилюйских ГЭС 1, 2</p>	ЗЭР	<p>В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201 (Л-202)) в схеме</p>

№ п/п	Предложение	Энергорайон РС(Я)	Обоснование
			<p>ремонта ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202 (Л-201)) в режиме зимнего максимума нагрузок (потребление ЗЭР – 600 МВт, нагрузка Каскада Виллойских ГЭС 1,2 – 490 МВт, потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 240 МВт) возникновение избытка активной мощности в объеме до 210 МВт приводит к повышению частоты электрического тока до значения 56 Гц. Реализация мероприятий позволит исключить недопустимое повышение частоты электрического тока.</p> <p>При параллельной работе ЗЭР с ОЭС Востока в послеаварийном режиме после отключения КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тьнда I цепь (II цепь) в схеме ремонта КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тьнда II цепь (I цепь) возможно недопустимое повышение частоты в выделеннейшей на изолированную работу части энергосистемы (ЗЭР и Южно-Якутский энергорайон) и работа АОПЧ Нерюнгринской ГРЭС с уставкой срабатывания по частоте 51,5 Гц.</p> <p>Согласно требованиям п. 5.4.1-5.4.5 ГОСТ Р 55105-2012 «Оперативнодиспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем» АОПЧ устанавливаются на ГЭС для предотвращения недопустимого повышения частоты, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС, настройка устройств АОПЧ на ГЭС должна обеспечивать их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ ТЭС, соответственно, уставки АОПЧ Каскада Виллойских ГЭС 1, 2 должны быть заданы меньше уставок АОПЧ Нерюнгринской ГРЭС.</p> <p>Мероприятие включено в План мероприятий («дорожную карту») по обеспечению синхронизации работы отдельных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ЕЭС России (ОЭС Востока и ОЭС Сибири)</p>
9.	Установка устройства ПА с функциями автоматiki разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) и автоматiki ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на ПС 220 кВ Олекминск	ЗЭР	<p>При параллельной работе ЗЭР с ОЭС Востока имеет место:</p> <ul style="list-style-type: none"> - превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ЛЭП 220 кВ, отходящих от ПС 220 кВ Олекминск, а также нарушение статической аперiodической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях «Районная – Олекминск» и «Олекминск – НПС-15» при

№ п/п	Предложение	Энергорайон РС(Я)	Обоснование
10.	Изменение коэффициентов трансформации ТТ (для обеспечения номинального первичного тока не менее 1000 А) на ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201) и ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) со стороны Каскада Вилуйских ГЭС 1, 2 и ПС 220 кВ Районная	ЗЭР	<p>аварийном небалансе активной мощности в ЗЭР;</p> <p>- превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ЛЭП, отходящих от ПС 220 кВ Олекминск, при аварийном отключении ЛЭП на транзите 220 кВ от ПС 220 кВ Районная до ПС 220 кВ НПС-15.</p> <p>Реализация ПА позволит увеличить МДП в КС Районная – Олекминск и Олекминск – НПС-15 в нормальной и ремонтных схемах электрической сети на величину до 50 МВт.</p> <p>Реализация данного мероприятия предусмотрена в следующих документах:</p> <ul style="list-style-type: none"> - План мероприятий («дорожная карта») по обеспечению синхронизации работы отдельных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ЕЭС России (ОЭС Востока и ОЭС Сибири); - ИП АО «ДВЭУК» на 2015-2017 гг. со сроком реализации в 2017 г. <p>В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Светлинская – Районная (Л-222) в нормальной схеме в режиме зимнего максимума нагрузок (потребление ЗЭР – 600 МВт) выявлено превышение МДП+НК в контролируемом сечении «КВГЭС – Районная» на величину 69 МВт (МДП – 270 МВт, НК – 21 МВт, фактический переток – 360 МВт).</p> <p>Для ввода режима в область допустимых значений потребуются ввод ГВО в объеме 69 МВт.</p> <p>Реализация мероприятия позволит исключить ввод ГВО в нормальной схеме</p>
11.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Мурья с сооружением РУ 35 кВ, строительство ПС 35/10 кВ Южная Нюя	ЗЭР	<p>Ограничена пропускная способность ВЛ 10 кВ (в габ. 35 кВ) Мурья – Южная Нюя</p>
12.	Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ, установка БСК	ЮЯЭР	<p>Моральный и физический износ ПС 110 кВ ЗИФ (год ввода в эксплуатацию – 1964)</p>
13.	Перевод ЛЭП 110 кВ ТДЭС – 24 км на напряжение 35 кВ. Строительство ПС 35 кВ Промзона. Реконструкция ВЛ 35 кВ Алексеевск – Укулан в части заходов на ПС 35 кВ Промзона. Строительство 2-х цепной ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ Томмот –	ЮЯЭР	<p>Повышение надежности электроснабжение Томмотского энергоузла путем перевода электрических сетей на строящуюся ПС 220 кВ Томмот</p>

№ п/п	Предложение	Энергорайон РС(Я)	Обоснование
14.	Промзона Реконструкция ПС 110 кВ Алдан с заменой силовых трансформаторов	ЮЯЭР	Обеспечение прироста перспективных нагрузок г. Алдан

Таблица 4.4.3 – Мероприятия по обеспечению основными и резервными каналами передачи телеинформации и диспетчерской связи с объектов электроэнергетики в целях обеспечения оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Якутии АО «СО ЕЭС»

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Энергосистема	Год ввода	Основное назначение объекта
1.	<p>Организация прямых диспетчерских каналов связи со следующими энергообъектов ПАО «Якутскэнерго» до Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ со сроком реализации в 2017 году:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Каскад Вилюйских ГЭС; - Якутская ГРЭС; - Якутская ТЭЦ; - Мирнинская ГРЭС; - ПС 220 кВ Мирный; - ПС 220 кВ Айхал; - ПС 220 кВ ГПП-6; - ПС 110 кВ Табага. 	Якутская	2017	Оперативная передача диспетчерских команд на объекты диспетчерского управления. Наблюдаемость основных параметров режима и состояния оборудования подстанций, передача в ДЦ данных телеизмерений текущих значений объемов нагрузок и генерации, повышение эффективности и надежности оперативно - диспетчерского управления
2.	<p>Модернизации ССПИ на следующих объектах ПАО «Якутскэнерго» со сроком реализации в 2017 году:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Каскад Вилюйских ГЭС; - Якутская ГРЭС; - Якутская ТЭЦ; - Мирнинская ГРЭС; - ПС 220 кВ Мирный; - ПС 220 кВ Айхал; 	Якутская	<p>2017</p> <p>После 2020</p> <p>После 2020</p> <p>2017</p> <p>2017-2021</p> <p>2017-2021</p>	Оперативная передача диспетчерских команд на объекты диспетчерского управления. Наблюдаемость основных параметров режима и состояния оборудования подстанций, передача в ДЦ данных телеизмерений текущих значений объемов нагрузок и генерации, повышение эффективности и надежности оперативно - диспетчерского управления

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Энергосистема	Год ввода	Основное назначение объекта
	<ul style="list-style-type: none"> - ПС 220 кВ ГПП-6; - ПС 110 кВ Табага; - ПС 110 кВ Верхневиллойск; - ПС 110 кВ Виллойск. 		2017-2021 2017 2018-2022 2018-2022	
3.	Доведение объемов ССПИ ПС 220 кВ Городская до уровня, соответствующего требованиям Системного оператора	Якутская (ЗЭР)	2017	Обеспечение синхронизации работы ЗЭР с ОЭС Востока. Организация обмена технологической информацией с диспетчерским центром АО «СО ЕЭС»
4.	Доведение объемов ССПИ ПС 220 кВ Олекминск до уровня, соответствующего требованиям Системного оператора	Якутская (ЗЭР)	2017	Обеспечение синхронизации работы ЗЭР с ОЭС Востока. Организация обмена технологической информацией с диспетчерским центром АО «СО ЕЭС»
5.	Организация прямых диспетчерских каналов связи со следующими энергообъектов АО «ДВЭУК» до Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ со сроком реализации в 2017 году: - ПС 220кВ Пеледуй - ПС 220кВ Городская - ПС 220кВ НПС-12 – ПС 220кВ НПС-13 - ПС 220кВ Олекминск	Якутская (ЗЭР)	2017	Обеспечение синхронизации работы ЗЭР с ОЭС Востока. Организация обмена технологической информацией с диспетчерским центром АО «СО ЕЭС»

4.4.2.2 Переход на централизованное энергоснабжение Накынского месторождения в Нюрбинском районе при строительстве ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба и ПС 220 кВ Накын

Вопрос строительства ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба и ВЛ 220 кВ Нюрба – Накын с переходом на централизованное электроснабжение Нюрбинского ГОКа имеет давнюю историю. Помимо вопросов электроснабжения ГОКа строительство указанных объектов также позволяет решить вопросы повышения надежности электроснабжения существующих потребителей Вилуйской группы, а также позволит обеспечить возможность присоединения перспективных потребителей.

В январе 2017 года между ПАО «Якутскэнерго» и ПАО «АК «АЛРОСА» подписано соглашение о намерениях присоединения к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго» энергопринимающих устройств Накынского месторождения ПАО «АК «АЛРОСА» (Приложение 4.20). Присоединение планируется в рамках реализации Комплексного инвестиционного проекта электроснабжения Вилуйской группы улусов и Накынского месторождения. Планируемая присоединяемая мощность объектов Накынского месторождения – 30,9 МВт.

Для осуществления присоединения предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба;
- строительство ВЛ 220 кВ Нюрба – Накын с ПС 220 кВ Накын.

Расчет нормального электрического режима зимнего максимума Сунтар-Вилуйского района приведен на рисунке 4.4.1. Токовая загрузка элементов сети не превышает длительно-допустимой, уровни напряжений в узлах сети находятся в допустимых пределах.

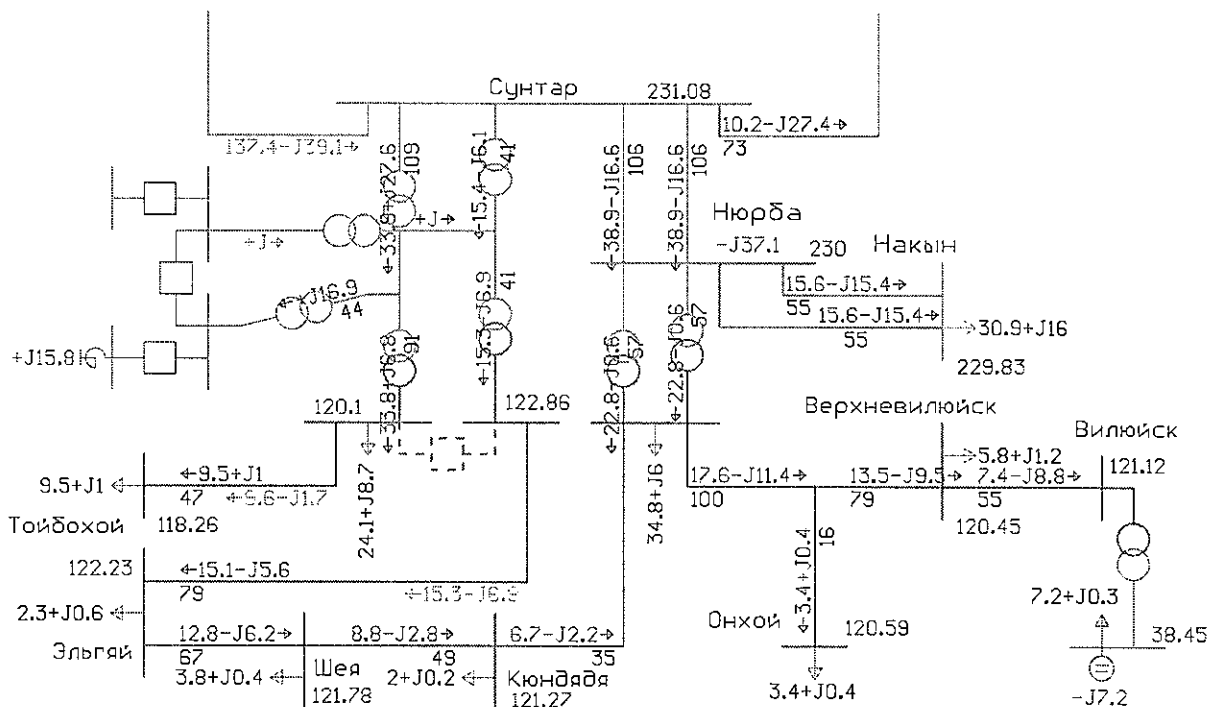


Рисунок 4.4.1 – Нормальный режим. Зимний максимум

4.4.2.3. Варианты электроснабжения Амгинского района

В настоящее время электроснабжение потребителей Амгинского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга (ЛЛ-41) и ВЛ 35 кВ Амга – Покровка - Бологур (ЛЛ-42) с суммарной протяженностью 147,04 км. На ПС 110 кВ Сулгачи установлены два трансформатора по 6300 кВА каждый. ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга – Покровка - Бологур введена в 1979 году и выполнена на деревянных опорах. К транзиту 35 кВ Сулгачи – Бологур подключены ПС 35 кВ Михайловка (1000 кВА), ПС 35 кВ Абага (1000 кВА), ПС 35 кВ Бетюнь (1000 кВА), ПС 35 кВ ДЭС Амга (2x4000+1600 кВА), ПС 35 кВ Амга (2500+4000 кВА), ПС 35 кВ Бологур (2x1000 кВА), ПС 35 кВ Покровка (630 кВА).

Существующая принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 4.4.2.

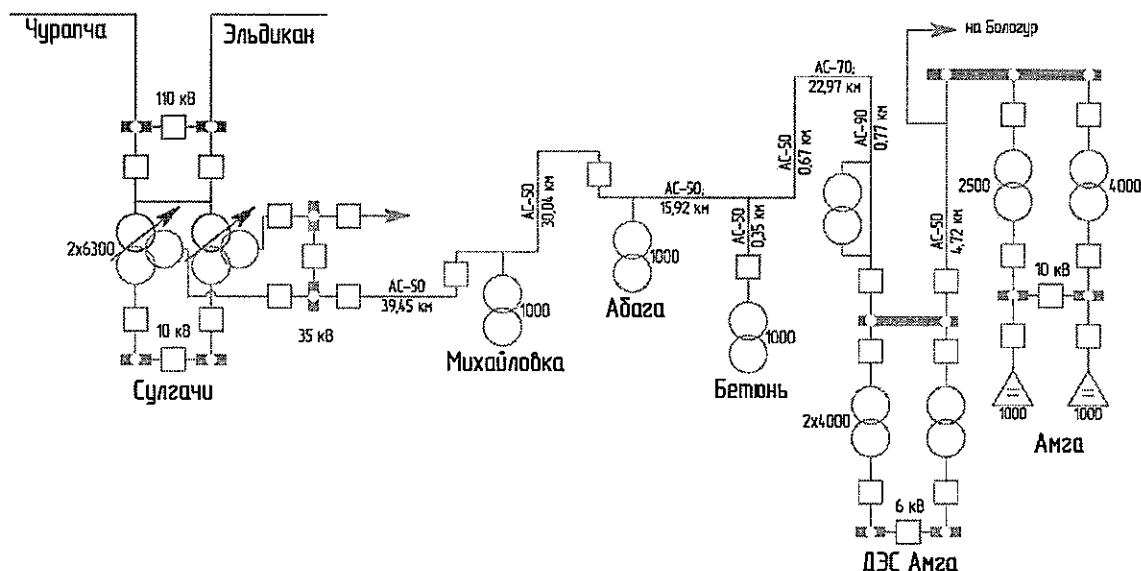


Рисунок 4.4.2 – Принципиальная схема электрических сетей Амгинского района

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 4.4.3.



Рисунок 4.4.3 – Карта-схема электрических сетей Амгинского района

В настоящее время на ПС 110 кВ Сулгачи имеются ограничения на технологическое присоединение новых потребителей с учетом пропускной способности установленных трансформаторов по критерию (n-1). Текущий дефицит мощности на ПС 110 кВ Сулгачи с учетом присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТП составляет 1440 кВА. На ПС 35 кВ Амга текущий дефицит мощности с учетом присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТП составляет 2490 кВА, на ПС 35 кВ Бологур 100 кВА.

Расчет нормального электрического режима сети 35 кВ и выше Амгинского района для зимнего максимума 2015 года приведен на рисунке 4.4.4.

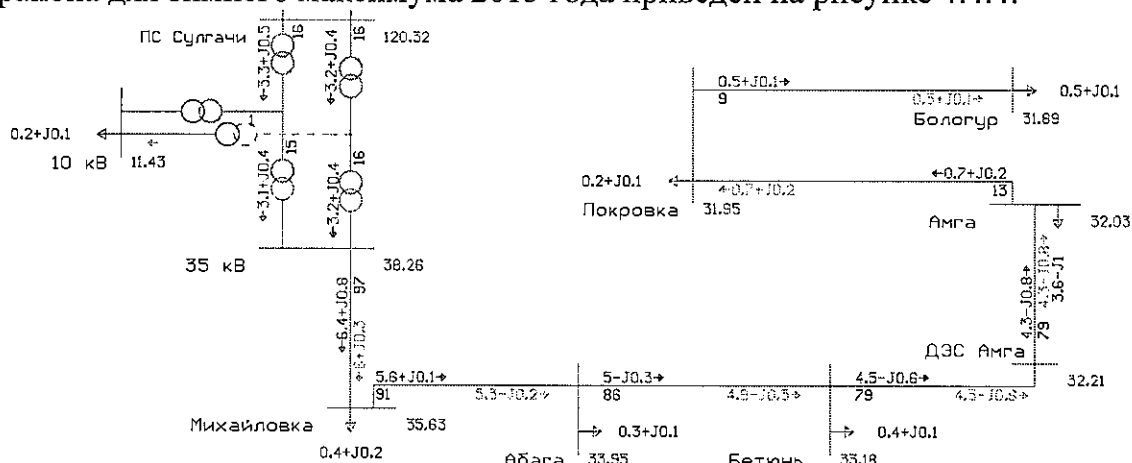


Рисунок 4.4.4 – Нормальный режим зимнего максимума 2015 г.

Учитывая вышеперечисленные проблемы в электроснабжении потребителей Амгинского района, в рамках настоящей работы рассмотрены наиболее вероятные варианты перспективного развития электрических сетей 35 кВ и выше с учетом подключения новых потребителей и осуществления надежного электроснабжения существующих потребителей.

Вариант 1

В рамках варианта 1 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ВЛ 110 кВ Бютейдах – Амга протяженностью 190 км;
2. Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой 2 трансформаторов мощностью 10 МВА каждый;
3. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Амга к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 4 выключателей 35 кВ: 1 линейный, СВ, 2 выключателя ИРМ;
4. Замена трансформаторов 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Сулгачи на трансформаторы мощностью 2x16 МВА;
5. Установка ИРМ 35 кВ на ПС 110 кВ Амга.



Рисунок 4.4.10 – Карта-схема электрических сетей Амгинского района (вариант 2)

Расчеты нормального режима и режима с отключением ВЛ 110 кВ Бютейдях – Амга приведены на рисунках 4.4.11 и 4.4.12 соответственно.

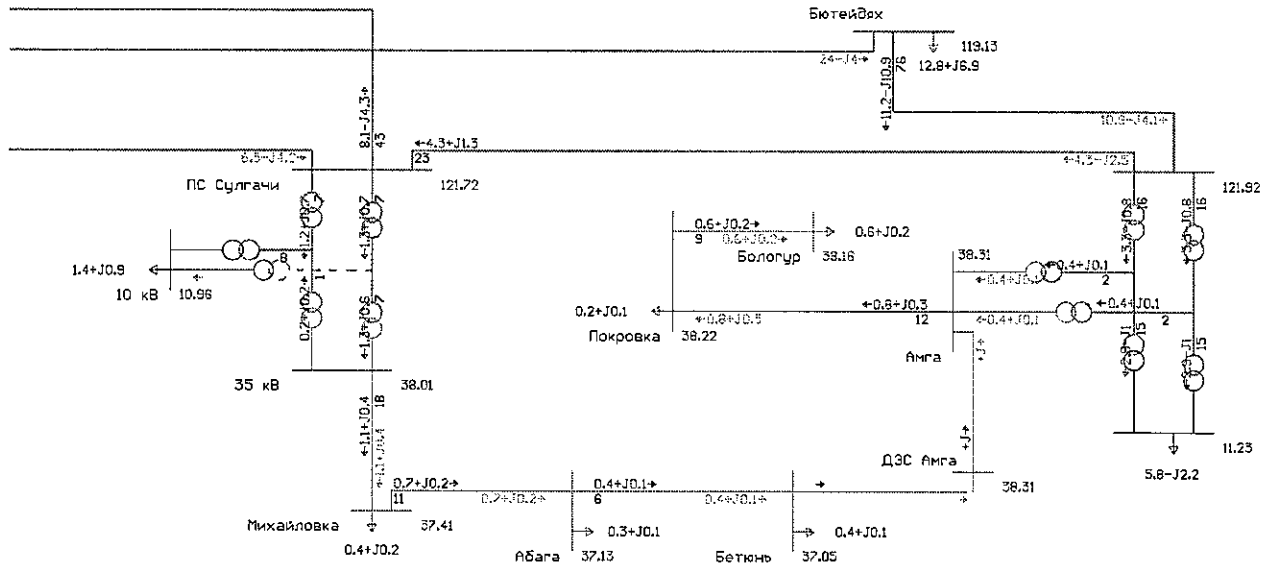


Рисунок 4.4.11 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 2)

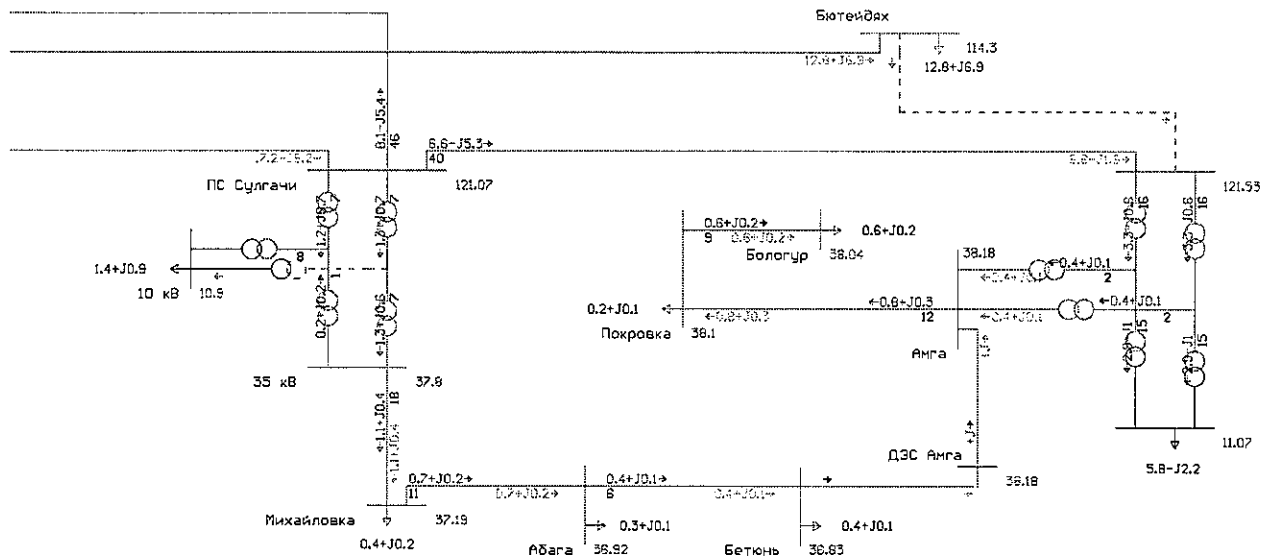


Рисунок 4.4.12 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Бютейдях – Амга. Зимний максимум (вариант 2)

В соответствии с расчетом электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительнодопустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 2 приведены в таблице 4.4.5.

Сводные показатели стоимостей вариантов и дисконтированные затраты по рассматриваемым вариантам приведены в таблице 4.4.6.

Таблица 4.4.5 – Капитальные затраты на реализацию варианта 2

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2017 г.)	
Одноцепная ВЛ 110 кВ Сулгачи - Амга	1287,72	1633,99	1928,11
Одноцепная ВЛ 110 кВ Бютейдах - Амга	2630,93	3338,39	3939,30
Расширение ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ	284,36	360,82	425,77
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи	174,45	221,36	261,21
	<i>Итого без НДС</i>	<i>5554,57</i>	<i>6554,39</i>

Вариант 3

По информации ПАО «Якутскэнерго» реализация ВЛ 110 кВ Майя – Бютейдах с ПС 110 кВ Бютейдах в соответствии с договором ТП предусмотрена в 2017 г., при этом заказчик работ не имеет источника финансирования для выполнения работ по строительству данных электросетевых объектов, что исключает исполнение договора ТП в указанные сроки. Проектная документация на строительство ВЛ 110 кВ Майя – Бютейдах с ПС 110 кВ Бютейдах выполнена в 2013 г. и требует корректировки. Ввиду наличия утвержденного ПАО «Якутскэнерго» и согласованного Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока технического задания на проектирование ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга с ПС 110/35/10 кВ Амга в СиПР рассмотрен вариант 3 электроснабжения Амгинского района.

В рамках варианта 3 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга протяженностью 92 км;
2. Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой 2 трансформаторов мощностью 10 МВА каждый;
3. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Амга к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 4 выключателей 35 кВ: 1 линейный, СВ, 2 выключателя ИРМ;
4. Установка ИРМ 35 кВ на ПС 110 кВ Амга;
5. Замена трансформаторов 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Сулгачи на трансформаторы мощностью 2x16 МВА;
6. Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи на 3 линейные ячейки с приведением к типовой схеме 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района для варианта 3 приведена на рисунке 4.4.13, карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района – на рисунке 4.4.14.

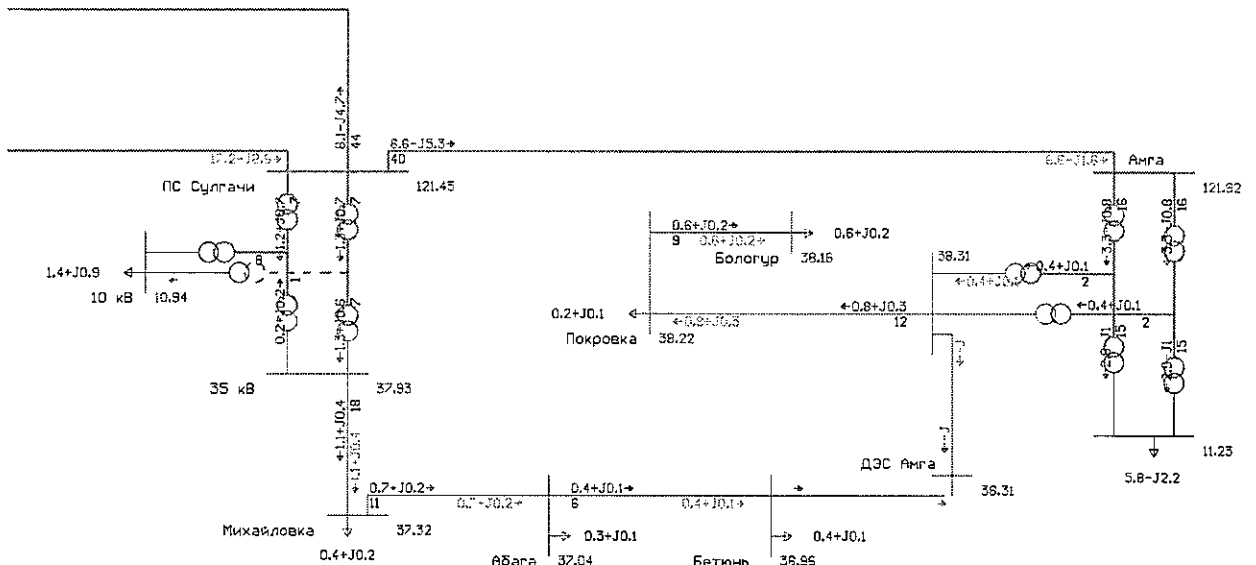


Рисунок 4.4.15 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 3)

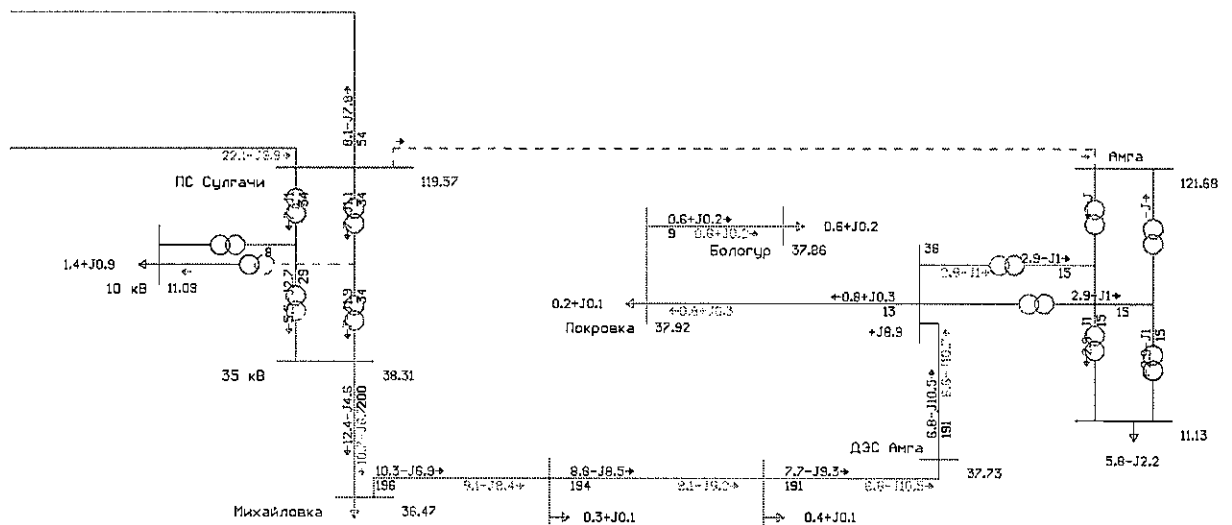


Рисунок 4.4.16 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга. Зимний максимум (вариант 3)

В соответствии с расчетами электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 3 приведены в таблице 4.4.6.

Таблица 4.4.6 – Капитальные затраты на реализацию варианта 3

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2017 г.)	
Одноцепная ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга	1287,72	1633,99	1928,11
Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ	303,41	384,99	454,29
Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Сулгачи	225,73	286,42	337,98
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи	174,45	221,36	261,21
<i>Итого без НДС</i>		2526,77	2981,59

Таблица 4.4.7 – Сводные показатели стоимостей вариантов электроснабжения Амгинского района

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
		млн рублей		
1	Капитальные затраты, млн рублей	4731,57	6554,39	2981,59
2	Разница в потерях мощности, МВт	0,36	0,68	0,00
3	Стоимость разницы потерь электроэнергии, млн рублей в год	10,8	20,4	0
4	Издержки на ремонт и обслуживание электрооборудования и РУ, млн рублей в год	46,74	40,53	62,16
5	Издержки на ремонт и обслуживание ВЛ и КЛ, млн рублей в год	31,51	46,94	15,42
6	Амортизационные отчисления, млн рублей в год	113,65	147,58	84,92
7	Приведенные годовые затраты	770,49	1041,98	520,29
8	Приведенные годовые затраты, %	148,10	200,3	100,00

По критерию минимальных приведенных затрат рекомендован вариант 3 электроснабжения Амгинского района.

4.4.2.4. Развитие электрических сетей 35 и 110 кВ для электроснабжения Намского района

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

Существующая принципиальная схема приведена на рисунке 4.4.17

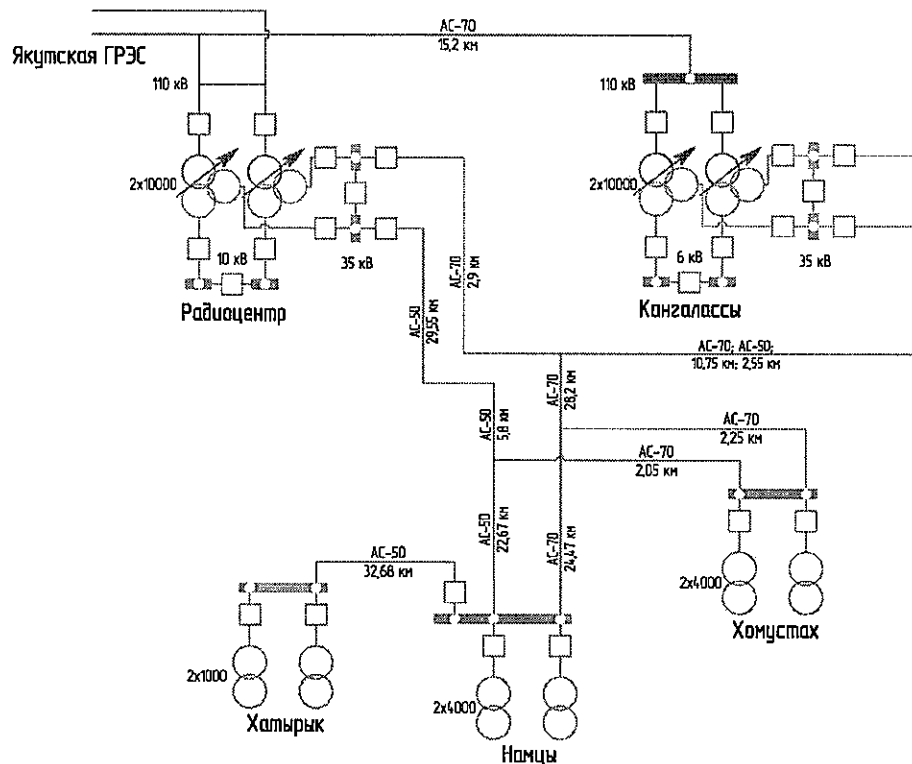


Рисунок 4.4.17 – Принципиальная схема электрических сетей Намского района

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района приведена на рисунке 4.4.18.



Рисунок 4.4.18 – Карта-схема электрических сетей Намского района

На настоящее время на ПС 110 кВ Радиоцентр имеются ограничения на технологическое присоединение новых потребителей с учетом пропускной способности установленных трансформаторов по критерию (n-1). Текущий дефицит мощности на ПС 110 кВ Радиоцентр с учетом присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТП составляет 4,44 МВА. На ПС 35 кВ Намцы текущий дефицит мощности с учетом присоединенных потребителей и

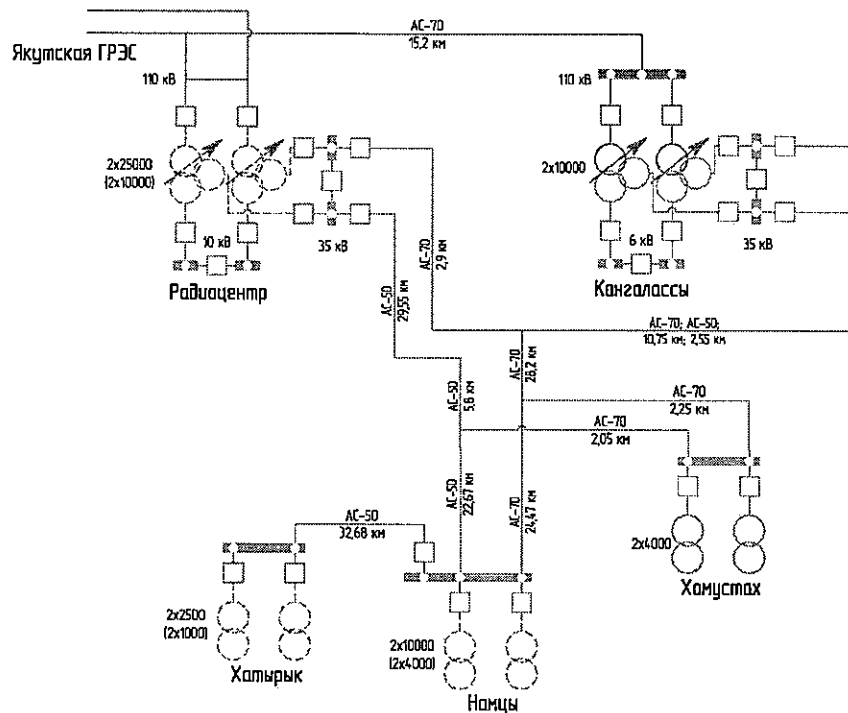


Рисунок 4.4.20 – Принципиальная схема электрических сетей Намского района (вариант 1)

Расчеты нормального режима и режима с отключением ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Кангаласы и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Кангаласы приведены на рисунках 4.4.21, 4.4.22 и 4.4.23 соответственно.

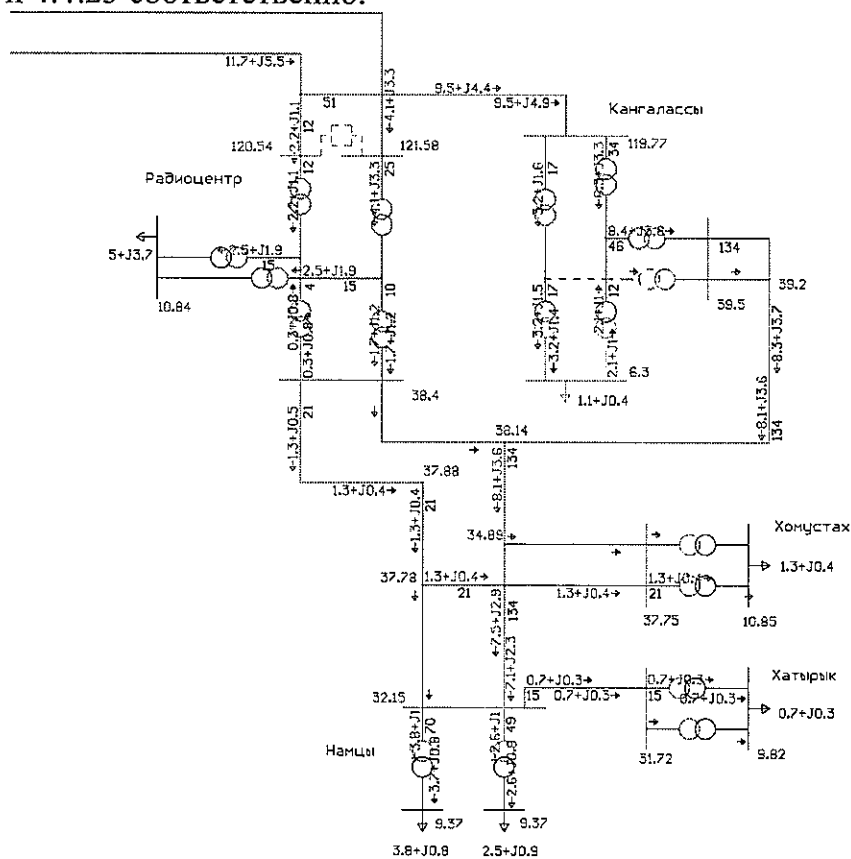


Рисунок 4.4.21 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 1)

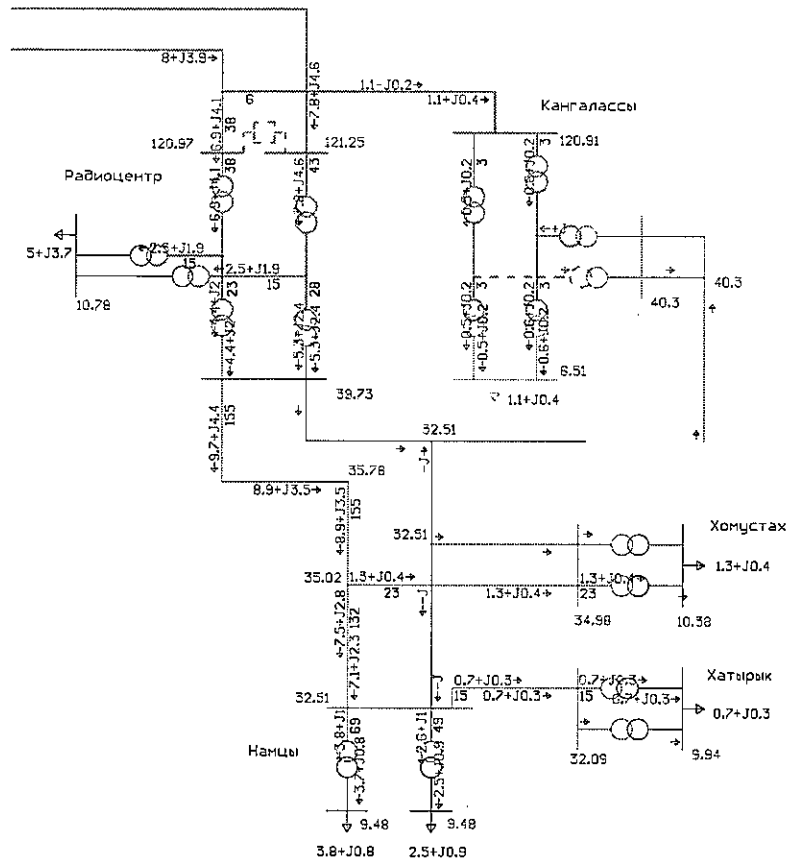


Рисунок 4.4.22 – Схема отключения ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Кангаласы. Зимний максимум (вариант 1)

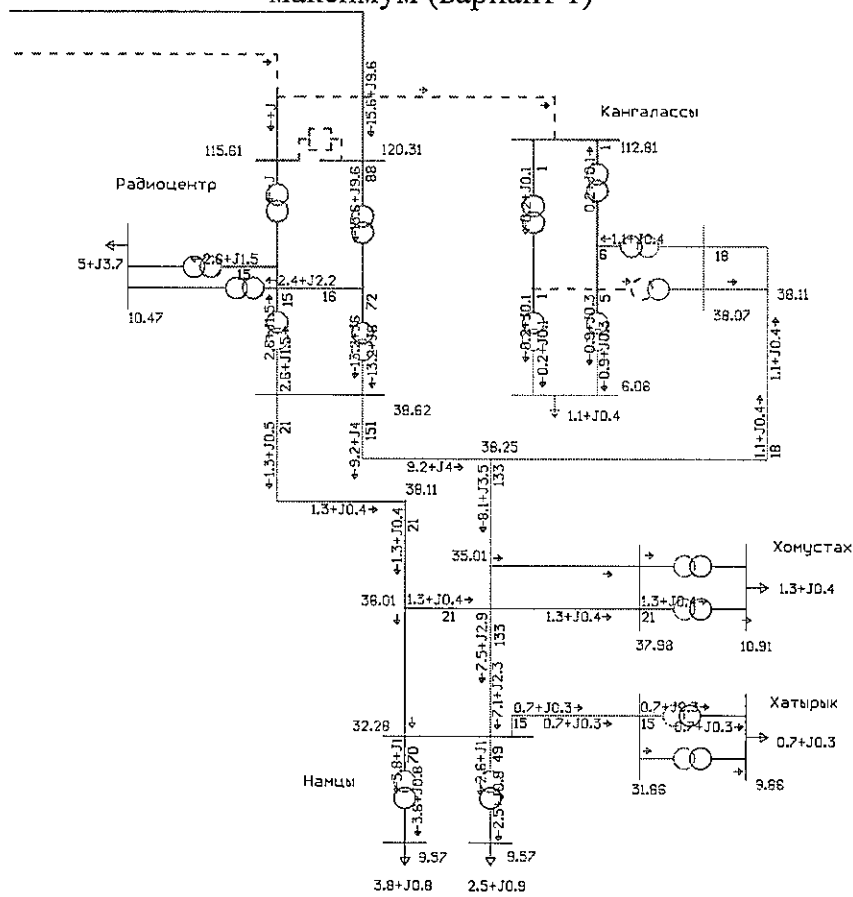


Рисунок 4.4.23 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Кангаласы. Зимний максимум (вариант 1)

В соответствии с расчетом электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая загрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 1 приведены в таблице 4.4.8.

Таблица 4.4.8 – Капитальные затраты на реализацию варианта 1

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2017 г.)	
Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Радиоцентр	239,91	304,42	359,21
Замена трансформаторов на ПС 35 кВ Намцы	88,89	112,80	133,10
Замена трансформаторов на ПС 35 кВ Хатырык	76,82	97,48	115,03
	<i>Итого без НДС</i>		<i>607,34</i>

Вариант 2.

В рамках варианта 2 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Реконструкция ПС 35 кВ Намцы с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой двух трансформаторов мощностью 2х10 МВА;
2. Строительство ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы протяженностью 60 км;
3. Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Радиоцентр до схемы 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 4 выключателей 110 кВ: 3 линейных, СВ;
4. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Намцы к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 5 выключателей 35 кВ: 2 линейных, 2 выключателя ИРМ, СВ;
5. Установка ИРМ 35 кВ на ПС 110 кВ Намцы.

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района для варианта 2 приведена на рисунке 4.4.24.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района для варианта 2 приведена на рисунке 4.4.25.

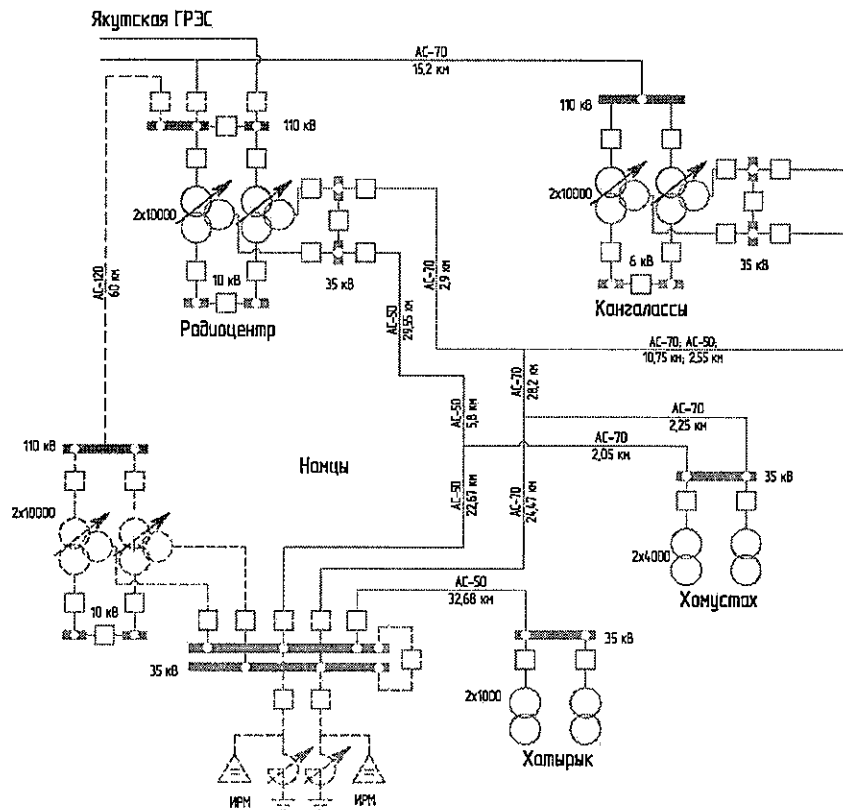


Рисунок 4.4.24 – Принципиальная схема электрических сетей Намского района (вариант 2)



Рисунок 4.4.25 – Карта-схема электрических сетей Намского района (вариант 2)

Расчет нормального режима приведен на рисунке 4.4.26. Режимы с отключением ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Кангалассы, ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС –

Кангалассы и ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы приведены на рисунках 4.4.27, 4.4.28 и 4.4.29 соответственно.

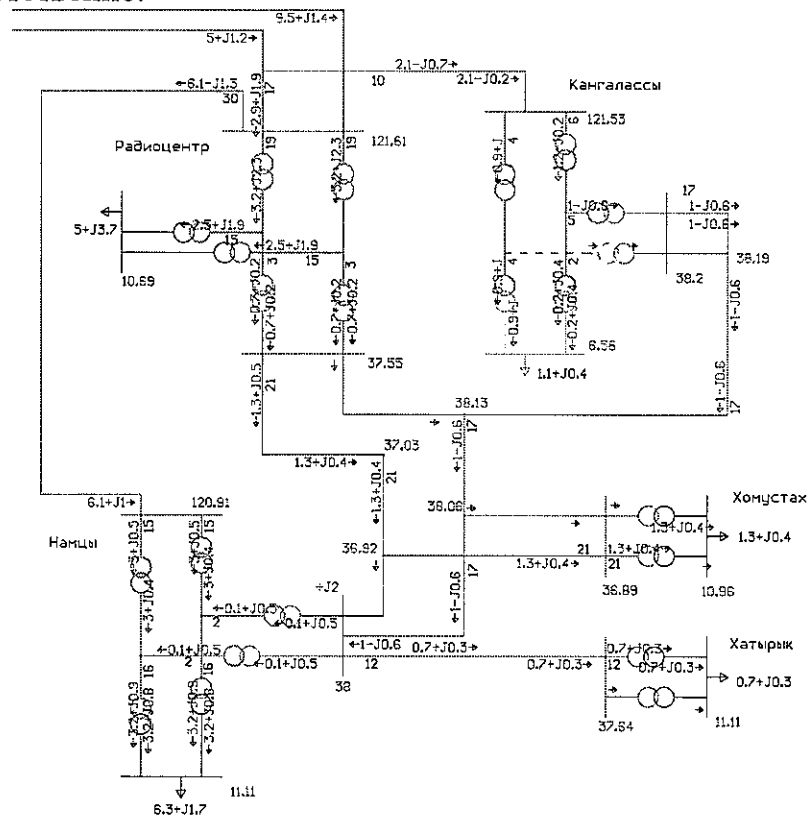


Рисунок 4.4.26 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 2)

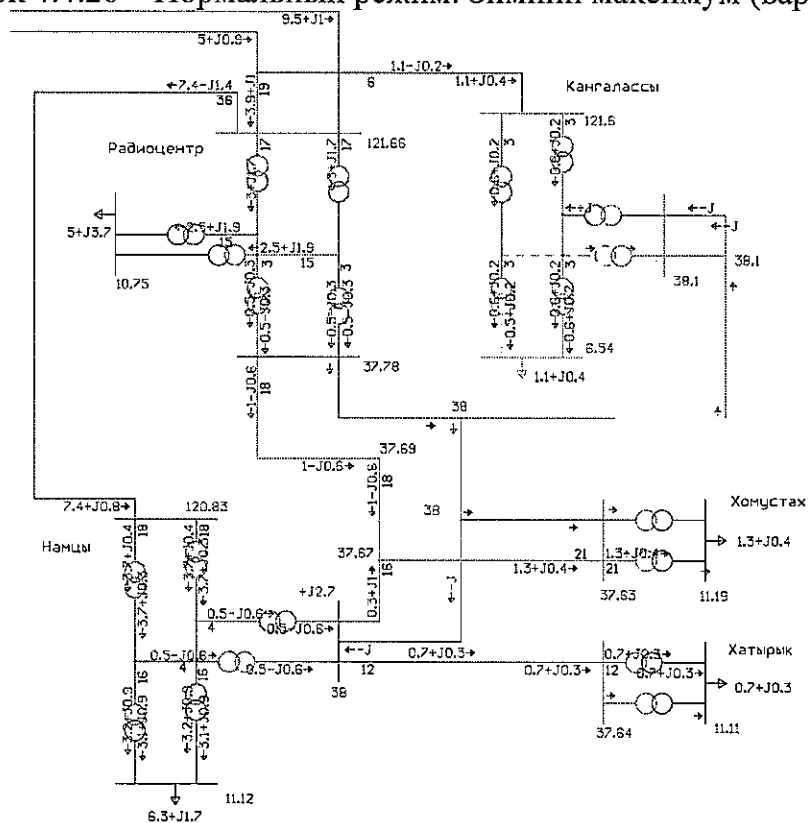


Рисунок 4.4.27 – Схема отключения ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Кангалассы. Зимний максимум (вариант 2)

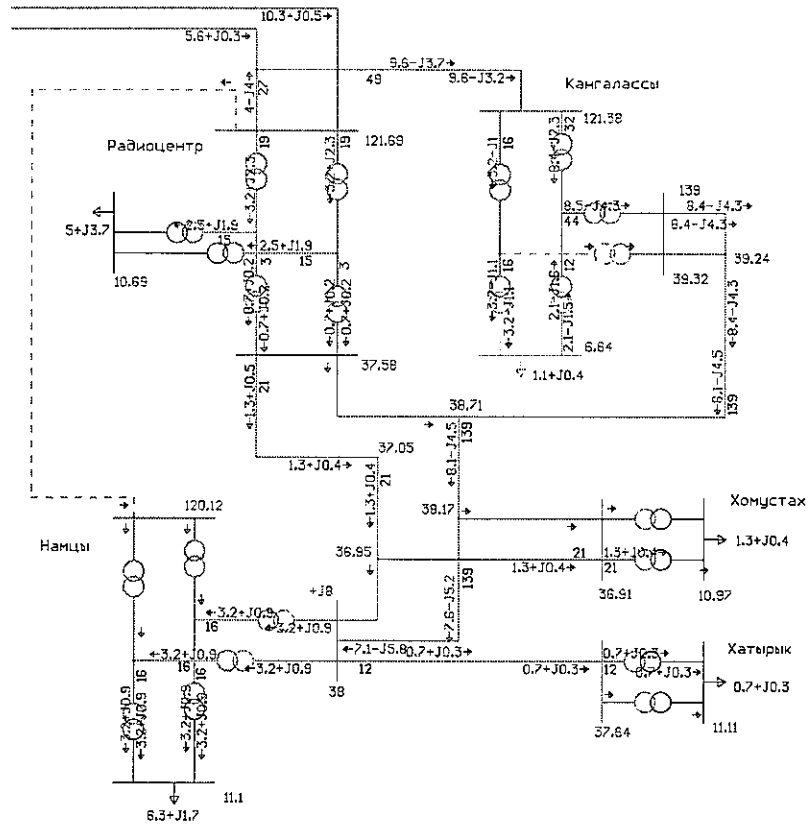


Рисунок 4.4.28 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы. Зимний максимум (вариант 2)

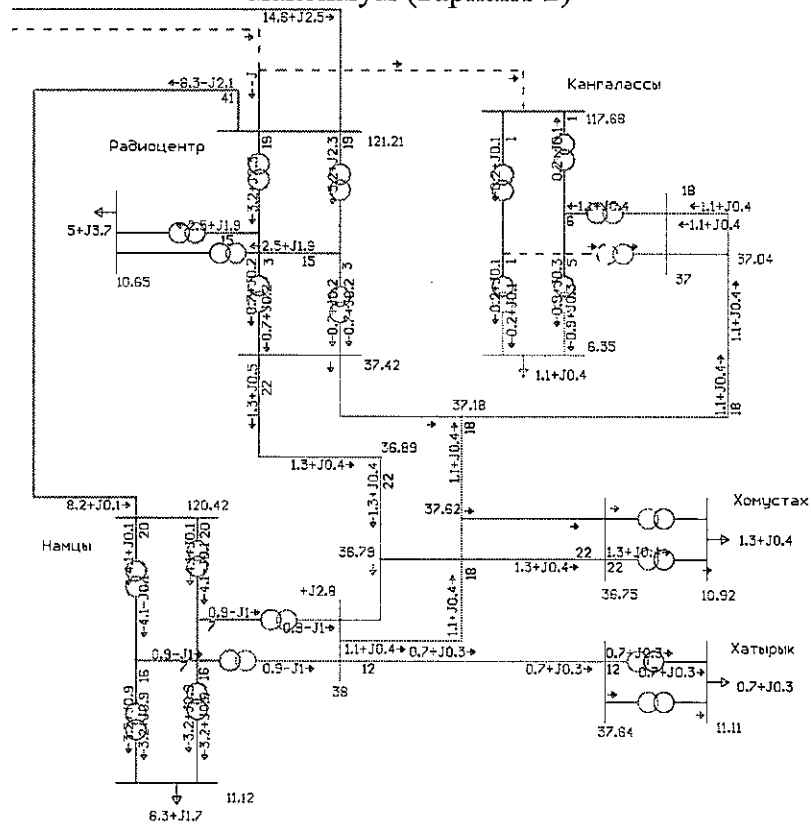


Рисунок 4.4.29 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Кангалассы. Зимний максимум (вариант 2)

В соответствии с расчетом электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительнодопустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 2 приведены в таблице 4.4.9.

Таблица 4.4.9 – Капитальные затраты на реализацию варианта 2

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2017 г.)	
Одноцепная ВЛ 110 кВ Радиоцентр-Намцы	792,78	1005,96	1187,03
Реконструкция ПС 35 кВ Намцы с переводом на напряжение 110 кВ	308,81	391,85	462,38
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Радиоцентр	193,11	245,03	289,14
	<i>Итого без НДС</i>	<i>1642,84</i>	<i>1938,55</i>

Сводные показатели стоимостей вариантов и дисконтированные затраты по рассматриваемым вариантам приведены в таблице 4.4.10.

Таблица 4.4.10 – Сводные показатели стоимостей вариантов электроснабжения Намского района

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		млн рублей	
1	Капитальные затраты, млн рублей	607,34	1638,55
2	Разница в потерях мощности, МВт	0,14	0,00
3	Стоимость разницы потерь электроэнергии, млн рублей в год	4,2	0,00
4	Издержки на ремонт и обслуживание электрооборудования и РУ, млн рублей в год	35,83	26,64
5	Издержки на ремонт и обслуживание ВЛ и КЛ, млн рублей в год	0,00	9,5
6	Амортизационные отчисления, млн рублей в год	26,72	43,61
7	Приведенные годовые затраты	139,64	276,37
8	Приведенные годовые затраты, %	100,00	197,92

По критерию минимальных приведенных затрат рекомендован вариант 1 электроснабжения Намского района.

4.4.2.5 Развитие электрических сетей 35 и 110 кВ для электроснабжения перспективных потребителей в Оймяконском и Момском районах от Западных электрических сетей ПАО «Магаданэнерго»

Оймяконский район, один из крупных промышленных районов в Республике Саха (Якутия), расположен на севере-востоке республики в пределах географических координат 64° с.ш. и 144° в.д. площадь - 92.2 тыс. кв. км. По величине территория занимает 14-е место в республике. С восточной стороны граничит с Магаданской областью, с южной – с Хабаровским краем, с западной стороны граничит с Томпонским улусом и с северной стороны- с Момским улусом.

Через территорию улуса проходят горные массивы Черского и Верхоянского хребтов, на которых находится самая высокая точка в европейской части России - пик Муус-Хайа (высота 3011 метров). Рельеф горный. Вся территория улуса находится в бассейне реки Индигирка. Оймяконский улус состоит из нескольких поселков, разбросанных на площади 92.2 тыс. кв. км. С 2007 года в состав района входят 7 муниципальных образований (два городских и пять сельских поселений). Расстояние от районного центра п. Усть-Нера до других населенных пунктов от 130 км до 518 км, каждый из которых имеет свою социальную сферу и автономные системы тепло- и водоснабжения.

В настоящее время электроснабжение ряда населенных пунктов Оймяконского района осуществляется по ВЛ 220 кВ АрГРЭС – Усть-Нера (работает на напряжении 110 кВ) и ВЛ 110 кВ АрГРЭС – Нера с отпайками. Сельские населённые пункты юга Оймяконского района: Куйдусун, Оймякон, Орто-Балаган, Ючюгей подключены от собственных источников электроснабжения, дизельных электростанций. Кроме социально-бытовых нагрузок на территории Оймяконского района ведется добыча золота на месторождении «Дражное» (АО «ТЗРК») Тарынского рудного поля. Потребители месторождения «Дражное» (АО «ТЗРК») подключены к сетям 6 и 35 кВ от электрических сетей ПАО «Магаданэнерго» (приложение 4.14).

Обзорная карта Оймяконского района приведена на рисунке 4.4.30.

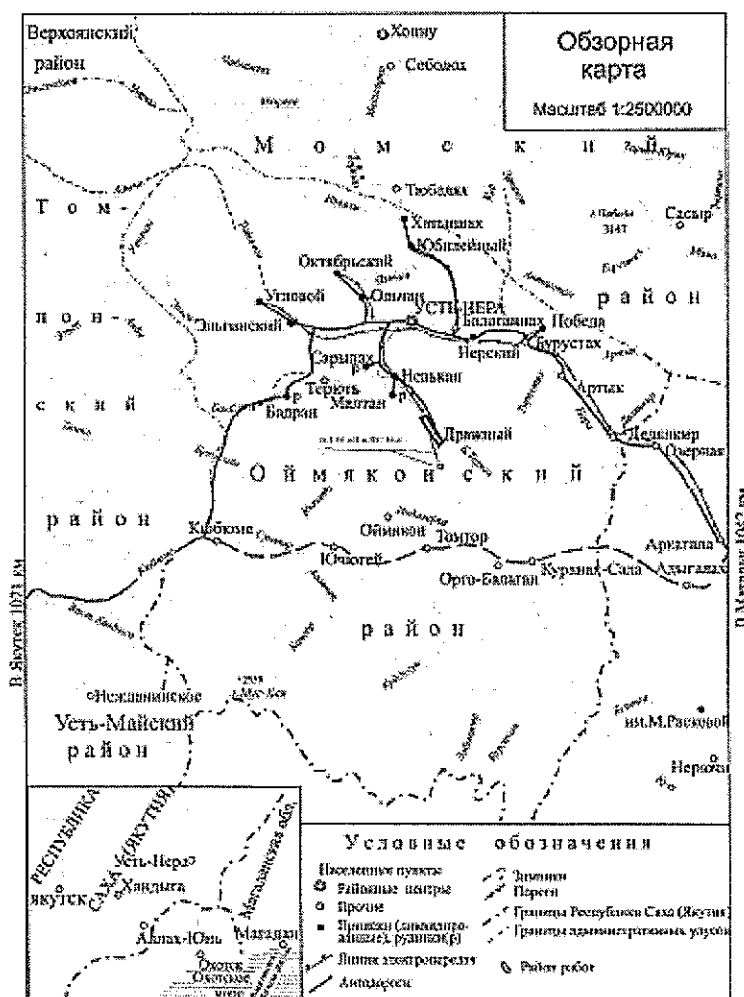


Рисунок 4.4.30 – Обзорная карта Оймяконского района

Учитывая, что на территории Оймяконского района планируется дальнейшее развитие золотодобывающих предприятий с соответственным ростом электрических нагрузок требуется развитие электрических сетей. Уровни нагрузок перспективных потребителей в соответствии с информацией ПАО «Магаданэнерго» приведены в таблице 4.4.11.

Таблица 4.4.11 – Уровни нагрузок перспективных потребителей Оймяконского района

Наименование потребителей	2017г	2018г	2019г	2020г	2021г.
ПОТРЕБНОСТЬ, МВт					
Рудник «Бадран» (ЗАО «ГРК» «Западное»)	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
ООО «Богуславец»		1	1	1	1
ООО «Горная компания «Тал»	4	4	4	4	4
Тарынская ЗРК	6	8	8	8	8
Населенные пункты с существующими ДЭС	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
Итого новые потребители Оймяконского улуса	17,9	21	21	21	21
Итого с учетом коэффициентов спроса (0,6) и совмещение максимумов нагрузки (0,7)*	7,518	8,82	8,82	8,82	8,82

* - Приказ Министерства энергетики РФ от 6 мая 2014 г. № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов»;

Электроснабжение посёлков Оймяконского улуса осуществляется от ДЭС. Данные по установленной мощности ДЭС в поселках приведены в таблице 4.4.12.

Таблица 4.4.12 – Нагрузки поселков и мощность установленных ДЭС

Наименование н/п	Максимальная электрическая нагрузка потребителей, кВт	Установленная мощность ДЭС, кВт
Кундусун	735	2045
Оймякон	318	1395
Орто-Балаган	322	580
Ючугей	181	430
Итого	1556	4450

В соответствии с приведенными в таблице 4.4.10 данными установленная мощность ДЭС поселков Оймяконского улуса значительно превышает максимум нагрузки потребителей.

Для электроснабжения поселков юга Оймяконского района и подключения перспективных потребителей в соответствии с работой по титулу «Разработка предварительного технико-экономического обоснования вариантов схемы внешнего электроснабжения месторождений Тарынского рудного поля и населенных пунктов юга Оймяконского района Республики Саха (Якутия)», выполненной в 2016 году в соответствии с Протоколом рабочего совещания по вопросам обеспечения внешней инфраструктурой месторождений золота

Тарынского рудного поля в Республике Саха (Якутия) от 29.03.2016 № ПР-76-П2 потребуется выполнения следующих мероприятий:

- строительство РП 110 кВ Артык с подключением отпайкой от ВЛ 110 кВ АрГРЭС – Нера;
- строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Дrajное протяженностью 102 км с ПС 110 кВ Дrajное (2x40 МВА, 2x10 Мвар);
- строительство ВЛ 35 кВ Дrajное – Оймякон протяженностью 90 км с ПС 35 Оймякон (1x1 МВА);
- строительство ВЛ 35 кВ Оймякон – Куйдусун протяженностью 36 км с ПС 35 кВ Куйдусун (1x1 МВА), ВЛ 35 кВ Оймякон – Орто-Балаган протяженностью 73 км с ПС 35 кВ Орто-Балаган (1x1 МВА) и ВЛ 35 кВ Оймякон – Ючюгей протяженностью 46 км с ПС 35 Ючюгей (1x1 МВА).

Карта-схема рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 4.4.31.

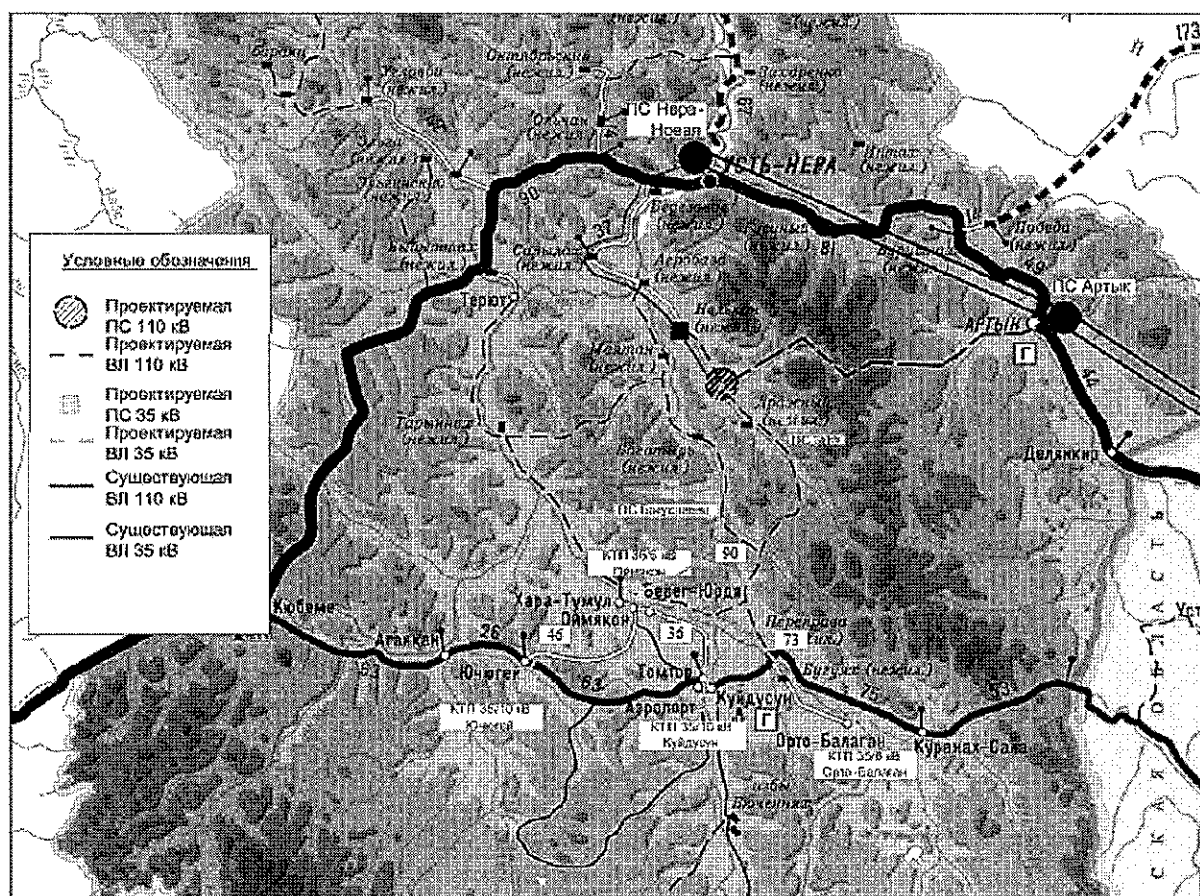


Рисунок 4.4.31 – Карта-схема рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Расчет электрического режима для зимнего максимума нагрузки приведен на рисунке 4.4.32.

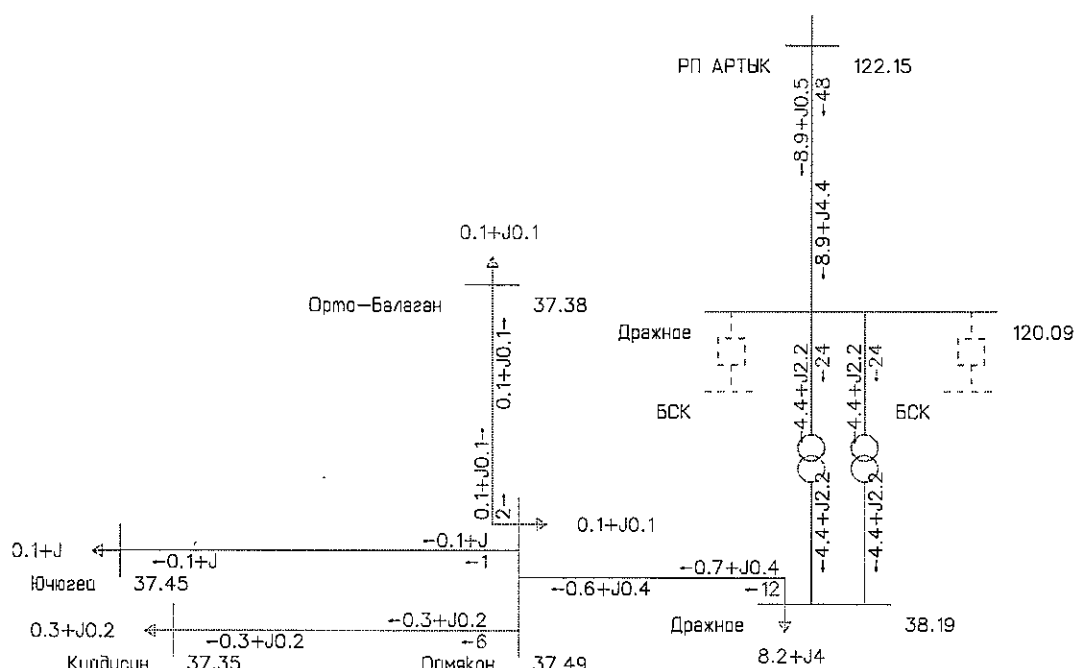


Рисунок 4.4.32 – Расчет электрического режима для рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая загрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведены в таблице 4.4.13.

Таблица 4.4.13 – Капитальные затраты на реализацию рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей		Стоимость с НДС, млн рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2017 г.)	
Строительство РП 110 кВ Артык	98,18	124,57	147,00
Строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Дражное	1412,39	1718,41	2027,73
ПС 110 кВ Дражное	371,17	470,98	555,76
ПС 35 кВ Оймякон	79,38	100,72	118,85
ВЛ 35 кВ Дражное – Оймякон	1084,53	1581,34	1865,98
ПС 35 кВ Куйдусун	79,38	100,72	118,85
ВЛ 35 кВ Оймякон – Куйдусун	433,81	632,54	746,39
ПС 35 кВ Орто-Балаган	79,38	100,72	118,85
ВЛ 35 кВ Оймякон – Орто-Балаган	879,67	1282,64	1513,52
ПС 35 кВ Ючюгей	79,38	100,72	118,85
ВЛ 35 кВ Оймякон – Ючюгей	554,31	808,24	953,72
Итого	5151,57	7021,61	8285,50

4.4.2.6. *Электроснабжение Якутского центра газодобычи и объектов газопроводной системы «Сила Сибири»*

В мае 2014 года ПАО «Газпром» и Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация (CNPC) заключили договор на поставку российского газа в Китай. В рамках реализации 30-летнего контракта на поставку в КНР предусмотрен экспорт 38 млрд куб. м газа в год. Для осуществления поставок газа предусмотрена разработка Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на территории Республики Саха (Якутия). Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение — одно из крупнейших в Российской Федерации.

Для транспортировки газа от Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (Республика Саха (Якутия)) до Благовещенска (граница с Китаем) на первом этапе предусмотрено строительство магистрального Газопровода «Сила Сибири» протяженностью почти 2200 км. На втором этапе будет построен участок от Ковыктинского месторождения в Иркутской области до Чаяндинского — около 800 км. На третьем этапе планируется расширение газотранспортных мощностей на участке от Чаяндинского месторождения до Благовещенска. Строительство первого этапа газопровода планируется завершить к 2018 году. Начать поставки газа по нему в Китай планируется в 2019 году. Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение является базовым для формирования Якутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири» (наряду с Ковыктинским месторождением в Иркутской области). Создание Якутского центра газодобычи в первую очередь направлено на обеспечение газом российских потребителей. С его развитием будут созданы необходимые условия для газоснабжения и газификации населенных пунктов Якутии и других регионов Дальнего Востока. Кроме Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения для экспорта газа предусмотрено строительство компрессорных станций и газоперерабатывающего и газохимического заводов (г. Свободный, Амурская область).

Карта-схема объектов магистрального газопровода «Сила Сибири» приведена на рисунке 4.4.33.



Рисунок 4.4.33 – Карта-схема объектов магистрального газопровода «Сила Сибири»

На территории Республики Саха (Якутия) предусмотрено строительство следующих объектов газопровода «Сила Сибири»:

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение

КС-1 «Салдыкельская»

КС-2 «Олекминская»

КС-3 «Амгинская»

КС-4 «Нимнырская»

КС-5 «Нагорная».

Для электроснабжения потребителей магистрального газопровода, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), предусмотрено подключение к электрическим сетям электросетевых компаний и электроснабжение от собственных источников электроснабжения.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение

Электроснабжение первоочередных объектов установки комплексной подготовки газа (далее – УКПГ) Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (далее – ЧНГКМ) с нагрузкой 3,95 МВт предусмотрено от ПС 220 кВ НПС-11 на напряжении 10 кВ, на первоочередных объектах УКПГ предусмотрена установка резервных ДЭС 2х1,8 МВт.

На этапе 2019 года на площадке ЧНГКМ предусмотрен ввод установки подготовки нефти (УПН) с нагрузкой 8,6 МВт с последующим ростом нагрузки до 9,87 МВт в 2021 году. Электроснабжение УПН предусмотрено от собственных

источников электроснабжения (далее – ЭСН) установленной мощностью 17,5 МВт (7x2,5 МВт).

В 2020 году предусмотрен ввод основных объектов УКПГ с нагрузкой 24,26 МВт со строительством ЭСН установленной мощностью 72 МВт (6x12 МВт). Подключение к сети АО «ДВЭУК» предусмотрено в 2018 году на напряжении 220 кВ. Для подключения к централизованным сетям АО «ДВЭУК» в соответствии с ТУ на ТП предусмотрено строительство ПС 220 кВ Чаянда с подключением отпайками от ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй с отпайками на НПС-11 № 1,2. Работа ЭСН предусмотрена без выдачи мощности в сеть 220 кВ.

КС-1 «Салдыкельская»

Для электроснабжения КС-1 «Салдыкельская» в соответствии с ТУ на ТП предусмотрено строительство ПС 220 кВ КС-1 с заходами ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 в 2019 году.

КС-2 «Олекминская»

Для электроснабжения КС-2 «Олекминская» в соответствии с ТУ на ТП предусмотрено строительство ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олекминск – КС-2 с подключением к ПС 220 кВ Олекминск в 2017 году.

КС-3 «Амгинская»

Для электроснабжения КС-2 «Амгинская» в соответствии с ТУ на ТП предусмотрено строительство ПС 220 кВ КС-3 с подключением двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Амга. Подключение ПП 220 кВ Амга предусмотрено заходами ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на НПС-16 в 2018 году.

КС-4 «Нимнырская»

Для электроснабжения КС-4 «Нимнырская» в соответствии с ТУ на ТП предусмотрено строительство ПС 110 кВ КС-4 с двумя одноцепными ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4 и сооружение на ПС 220 кВ НПС-18 ОРУ 110 кВ с подключением к существующим трансформаторам (в настоящее время напряжение 110 кВ на ПС 220 кВ НПС-18 не используется) в 2018 году.

КС-5 «Нагорная»

Для электроснабжения КС-5 «Нагорная» с нагрузкой 1,9 МВт в 2020 году в соответствии с ТУ на ТП предусмотрено строительство ПС 220 кВ КС-5 с подключением двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Нагорный. Подключение ПП 220 кВ Нагорный предусмотрено заходами ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в 2018 году.

Следует отметить, что сроки ввода вышеперечисленных электросетевых объектов по данным Проекта СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы не соответствуют срокам ввода по данным сетевых организаций (АО «ДВЭУК», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «ДРСК») и данным заявителя ПАО «Газпром». Рекомендации по изменению сроков ввода объектов в СиПР ЕЭС России приведены в разделе 4.9.2.

4.4.2.7 Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС

В настоящее время одна из линий 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная отключена от Светлинской ГЭС и используется для электроснабжения ПС 110 кВ Вилой (пос. Светлый). В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) в нормальной схеме при изолированной работе ЗЭР РС(Я) с ОЭС Востока возможно возникновение дефицита активной мощности и, как следствие, снижение частоты с работой АЧР в ЗЭР РС(Я), действующей на отключение нагрузки потребителей.

Для исключения указанной схемно-режимной ситуации необходимо восстановление проектной схемы выдачи с присоединением Светлинской ГЭС по двум ВЛ 220 кВ.

При этом необходимо обеспечить электроснабжение потребителей ПС 110 кВ Вилой. Далее рассмотрено два варианта восстановления проектной схемы выдачи мощности с присоединением Светлинской ГЭС и электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Вилой: строительство ПС 220 кВ ГПП (Светлый) с присоединением к ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная по отпаечной схеме и присоединение ПС 110 кВ Вилой на напряжении 110 кВ с сооружением новой ВЛ 110 кВ.

Вариант 1

В рамках варианта 1 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС;
2. Сооружение ПС 220/6 кВ ГПП (Светлый).

Таблица 4.4.14 – Капитальные затраты на реализацию варианта 1

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей		Стоимость с НДС, млн рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2017 г.)	
Сооружение ПС 220/6 кВ ГПП (Светлый) 25 МВА	411,10	521,65	615,55
	<i>Итого без НДС</i>	<i>521,65</i>	<i>615,55</i>

Вариант 2

В рамках варианта 2 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС;
2. Сооружение одноцепной ВЛ 110 кВ Мирнинская ГРЭС – Вилой протяженностью 71 км.

Таблица 4.4.15 – Капитальные затраты на реализацию варианта 2

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей		Стоимость с НДС, млн рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2017 г.)	
Сооружение одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 71 км	942,667	1196,15	1411,46
	<i>Итого без НДС</i>	<i>1196,15</i>	<i>1411,46</i>

Сводные показатели стоимостей вариантов и дисконтированные затраты по рассматриваемым вариантам приведены в таблице 4.4.16.

Таблица 4.4.16 – Сводные показатели стоимостей вариантов электроснабжения Намского района

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		млн рублей	
1	Капитальные затраты, млн рублей	615,55	1411,46
2	Разница в потерях мощности, МВт	0,00	2,1
3	Стоимость разницы потерь электроэнергии, млн рублей в год	0,00	37,80
4	Издержки на ремонт и обслуживание электрооборудования и РУ, млн рублей в год	12,31	0,00
5	Издержки на ремонт и обслуживание ВЛ и КЛ, млн рублей в год	0,00	5,65
6	Амортизационные отчисления, млн рублей в год	17,85	40,93
7	Приведенные годовые затраты	104,03	253,76
8	Приведенные годовые затраты, %	100,00	243,92

По критерию минимальных приведенных затрат рекомендован вариант 1 восстановления проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС.

4.4.3 Перечень электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу

В таблице 4.4.17 приведен перечень предложений по развитию распределительных сетей по результатам расчета электроэнергетических режимов.

Таблица 4.4.17 –Перечень предложений по развитию распределительных сетей

№ п/п	Наименование объекта	Параметры
1.	АОСН Айхало-Удачинского района	-
2.	Мероприятия по групповому регулированию реактивной мощности Л-203, Л-204, Л-205, Л-206, Л-207, Л-208.	150 Мвар
3.	АОСН Сунтаро-Олекминского района	-
4.	Установка ИРМ на ПС 110 кВ Сунтаро-Олекминского района	25 Мвар
5.	Восстановление проектной схемы Светлинской ГЭС	25 МВА
6.	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	-
7.	Перевод ПС 220 кВ Фабрика №3 на высший класс напряжения 110 кВ (1 и 2 этапы) в соответствии выполненной ПСД (положительное заключение экспертизы №2-1-1-0194-15 от 09.06.2015 г.)	1-й этап: 16 МВА, 3,99 км 2-й этап: 9,053 км
8.	Изменение коэффициентов трансформации ТТ на ВЛ 220 кВ ВГЭС-1,2 – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201, Л-202) со стороны каскада Виллойских ГЭС-1,2 и ПС 220 кВ Чернышевская с обеспечением номинального первичного тока не менее 1000 А	1000 А
9.	Замена ТТ ПС 110 кВ Лебединый в ячейке ВЛ 110 кВ	600 А

№ п/п	Наименование объекта	Параметры
	Лебединый – Нижний Куранах с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 600 А	
10.	Замена ТТ ПС 110 кВ Юхта в ячейках ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый и ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта с обеспечением номинального первичного тока не менее 600 А	600 А
11.	Замена ТТ ПС 110 кВ Большой Нимныр в ячейках ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр и ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта с обеспечением номинального первичного тока не менее 600 А	600 А
12.	Замена ТТ ПС 110 кВ Малый Нимныр в ячейке ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Хатыми с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А	400 А
13.	Замена ТТ Чульманской ТЭЦ в ячейках ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками с обеспечением номинального первичного тока не менее 400 А	400 А

4.5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях республики

4.5.1. Энергоисточники централизованной зоны электроснабжения

В Центральном энергорайоне в рассматриваемый период до 2021 г. по варианту ПАО «СО ЕЭС» предусматривается постепенный вывод из эксплуатации газотурбинных установок Якутской ГРЭС: в 2018 г. – 35 МВт, в 2019 г. – 45 МВт и в 2020 г. – 48 МВт (таблица 4.5.1). При этом в 2017 г. производится ввод четырех энергоблоков по 48,37 МВт на Якутской ГРЭС-2.

Таблица 4.5.1 – Перечень вводов и выводов генерирующих мощностей на электростанциях по варианту ПАО «СО ЕЭС»

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Ввод/вывод	Мощность, МВт	Год	Обоснование
ЯГРЭС	№5, ГТ-35-770-2	Вывод	35	2018	Предельная наработка
	№1, ГТЭ-45-3		45	2019	
	№9, ГТГ-12В		12	2020	
	№10, ГТГ-12В		12	2020	
	№11, ГТГ-12В		12	2020	
	№12, ГТГ-12В		12	2020	
ЯГРЭС-2	LM 6000	Ввод	48,37	2017	Балансовая необходимость, повышение надежности электроснабжения
	LM 6000		48,37	2017	
	LM 6000		48,37	2017	
	LM 6000		48,37	2017	
Мирнинская ГРЭС	№5, ГТГ-12В	Вывод	12	2017	Балансовая необходимость
	№6, ГТГ-12В		12	2017	

Ввод Якутской ГРЭС-2 необходим не только для повышения надежности электроснабжения потребителей Центрального энергорайона, но и для покрытия дефицитов электроэнергии и мощности, обусловленных выводом Якутской ГРЭС из эксплуатации.

Суммарный ввод мощности на Якутской ГРЭС-2 к концу периода по варианту ПАО «СО ЕЭС» составит 193,5 МВт, вывод из эксплуатации на Якутской ГРЭС – 128 МВт.

В Западном энергорайоне планируется окончательный вывод из эксплуатации Мирнинской ГРЭС мощностью 24 МВт в 2017 г.

По варианту Правительства Республики Саха (Якутия) предусматривается несколько иная динамика вывода из эксплуатации газотурбинных агрегатов Якутской ГРЭС: в период 2017–2019 гг. три агрегата по 35 МВт ежегодно и в 2020 г. семь агрегатов, суммарной мощностью 173 МВт.

При этом кроме ввода четырех энергоблоков (мощностью 193,5 МВт) на Якутской ГРЭС-2 в 4 кв. 2017 г. предполагается дополнительно ввод трех энергоблоков (145,1 МВт) в 2021 г.

Сводный перечень планируемых к вводу или выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях по варианту Правительства Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 4.5.2. Суммарный ввод мощности на

Якутской ГРЭС-2 к концу периода составит 338,6 МВт, вывод из эксплуатации на Якутской ГРЭС – 278 МВт.

Таблица 4.5.2 – Перечень вводов и выводов генерирующих мощностей на электростанциях по варианту Правительства Республики Саха (Якутия)

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Ввод/вывод	Мощность, МВт	Год	Обоснование
ЯГРЭС	№6, ГТ-35-770-2	Вывод	35	2017	Предельная наработка
	№5, ГТ-35-770-2		35	2018	
	№8, ГТ-35-770-2		35	2019	
	№1, ГТЭ-45-3		45	2020	
	№4, ГТЭ-45-3М		45	2020	
	№7, ГТ-35-770-2		35	2020	
	№9, ГТГ-12В		12	2020	
	№10, ГТГ-12В		12	2020	
	№11, ГТГ-12В		12	2020	
	№12, ГТГ-12В		12	2020	
	№3, ГТЭ-45-3М		45	2022	
	№2, ГТЭ-45-3		45	2024	
ЯГРЭС-2	LM 6000	Ввод	48,37	2017	Балансовая необходимость, повышение надежности электроснабжения
	LM 6000		48,37	2017	
	LM 6000		48,37	2017	
	LM 6000		48,37	2017	
	LM 6000		48,37	2021	Балансовая необходимость
	LM 6000		48,37	2021	
	LM 6000		48,37	2021	
Мирнинская ГРЭС	№5, ГТГ-12В	Вывод	12	2017	Балансовая необходимость
	№6, ГТГ-12В		12	2017	

В Западном энергорайоне планируется окончательный вывод из эксплуатации Мирнинской ГРЭС мощностью 24 МВт в 2017 г.

В Южном энергорайоне вводы, выводы мощностей в рассматриваемый период не планируются.

В рассматриваемый период строительство крупных котельных в зоне централизованного электроснабжения, альтернативными вариантами которых могли бы выступить ГТУ-ТЭЦ, не намечается. Данный фактор обусловлен отсутствием новых промышленных потребителей в газифицированной зоне и малыми тепловыми и электрическими нагрузками сельских населенных пунктов. Возможные направления развития когенерации на базе газотурбинных электростанций могут возникнуть при реализации Восточной газовой программы, с газификацией прилегающих территорий в экономически перспективных районах южной и западной Якутии.

Для покрытия дефицита тепловой мощности в связи с предполагаемым приростом нагрузки и выводом мощностей ЯГРЭС к 2018 г. необходим ввод дополнительной тепловой мощности в объеме 300 Гкал/ч в узле ЯГРЭС (пиковой котельной)¹⁷. К 2020 году согласно Проекту инвестиционной программы развития на 2017-2021 гг. ПАО «Якутскэнерго» запланирована реконструкция котельной 106 кв. г. Якутска с переводом в центральный тепловой пункт и консервацией

¹⁷ Проект корректировки инвестиционной программы ПАО «РАО ЭС Востока» на 2016-2017 гг.

оборудования. Перечень запланированного строительства котельных в Республике согласно Инвестиционной программе Республики Саха (Якутия) и крупных хозяйствующих субъектов представлен в Приложении 4.15.

4.5.2. Энергоисточники децентрализованной зоны электроснабжения

В рассматриваемой перспективе зона автономного электроснабжения сохранится в силу больших расстояний между населенными пунктами и слабой транспортной инфраструктуры, что не позволяет существенно расширять централизацию. Потребители будут обеспечиваться электроэнергией от локальных энергоисточников малой мощности, в основном, дизельных электростанций. Отсутствие крупных потребителей на этой территории обуславливает нецелесообразность строительства энергоисточников большой установленной мощности. Исключение составляют крупные потребители при разработке перспективных месторождений, такие как ОАО «Сургутнефтегаз».

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 в п. Кысыл-Сыр без утилизации тепла, ГТУ-ТЭЦ на Среднеботуобинском НГКМ и Чаяндинском НГКМ. Вводы мощности этих энергоисточников приведены в таблице 4.5.3.

В рассматриваемый период до 2021 г. в зоне децентрализованного электроснабжения планируется строительство двух электростанций ООО «Газпром добыча Ноябрьск» установленной мощностью 72 МВт и 17,5 МВт и двух резервных ДЭС с суммарной мощностью 3,6 МВт для питания потребителей Чаяндинского НГКМ с возможностью параллельной работы с энергосистемой Западного энергорайона без выдачи мощности в сеть.

Таблица 4.5.3 – Вводы мощности энергоисточников крупных потребителей децентрализованной зоны, МВт

Потребитель	Год					Всего за период
	2017	2018	2019	2020	2021	
Всего, в том числе:	-	-	101,1	72	-	173,1
ГТУ-ТЭЦ всего, в том числе:		-	89,1	72	-	161,1
Объекты обустройства Чаяндинского НГКМ*	-	-	21,1	72	-	93,1
Освоение центрального блока Среднеботуобинского НГКМ		-	60	-	-	60
Объекты ОАО «ЯТЭК» в п. Кысыл-Сыр	-	-	8	-	-	8

Примечание – мощности энергоисточников приведены ориентировочно с учетом резерва и должны уточняться при проведении проектных работ; *с учетом ввода в 2019 г. 2 резервных ДЭС суммарной мощностью 3,6 МВт

ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча» в 2019 г. планирует ввести в эксплуатацию энергоисточники суммарной установленной мощности от 60 до 90 МВт, покрывающие нагрузку в 50 МВт.

В соответствии с инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» в период с 2017 по 2021 г. планируется строительство 25 дизельных электростанций мощностью от 50 кВт до 4 МВт взамен старых ДЭС суммарной мощностью 18,2 МВт (таблица 4.16.1 Приложение 4.16).

В Верхнеколымском улусе начато строительство Зырянской мини-ТЭЦ электрической мощностью 12 МВт, тепловой – 63 Гкал/ч для энергоснабжения близ расположенных населенных пунктов. В качестве топлива предполагается использовать угли Зырянского месторождения. По состоянию на 01.01.2017 г. строительная готовность объекта составляет 76%. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства решается вопрос о консервации смонтированного оборудования.

Вводы мощности возобновляемых источников энергии подробно представлены в параграфе 4.6.

4.6. 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 2016 г. в республике функционировало 18 возобновляемых энергоисточников суммарной мощностью 1514 кВт, из них: 17 солнечных электростанций (СЭС) суммарной мощностью 1474 кВт и 1 ветроэлектростанция (ВЭС) мощностью 40 кВт (таблица 4.6.1). Ветроэлектростанция в п. Тикси (250 кВт) разрушена в результате сильного ветра в 2015 г.

Таблица 4.6.1 – Существующие возобновляемые энергоисточники (состояние 2016 г.)

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего, в том числе:		1474	
Алданский	Верхняя Амга	36	2016
	Улуу	20	2015
Абыйский	Куберганя	20	2014
Верхоянский	Томтор (Дулгалах)	20	2013
	Батагай	1000	2015
	Бетенкес	40	2015
	Юнкюр	40	2015
	Столбы	10	2015
Кобяйский	Батамай	60	2011
Оймяконский	Ючюгей	30	2012
Олекминский	Куду-Кюель	20	2013
	Иннях	20	2016
	Дельгей	80	2016
Оленекский	Эйик	40	2014
Хангаласский	Тойон-Ары	20	2014
Верхневилуйский	Юрэн	3	н.д.
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Ветроэлектростанции, всего		40	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
ИТОГО		1514	

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками в 2016 г. составила 951 тыс. кВт·ч. За рассматриваемый период выработка электроэнергии (с учетом вывода из эксплуатации ВЭС в п. Тикси) увеличилась в 15 раз за счет интенсивного ввода солнечных электростанций в течение 2015–2016 гг. суммарной мощностью 1,3 МВт (таблица 4.6.2).

Таблица 4.6.2 – Динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, тыс. кВт·ч

Показатель	Год					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Выработка электроэнергии, всего	62,6	100,2	140,4	134,4	183,8	950,8
в том числе: ВЭС	59,9	73,4	63,0	37,7	-	-
СЭС, всего	2,7	26,8	77,4	96,7	183,8	950,8
из них СЭС в п. Батагай	-	-	-	-	4,2	652,8

По Программе развития возобновляемой энергетики ПАО «РАО ЭС Востока» в период до 2021 г. на территории республики планирует установить возобновляемых источников энергии суммарной мощностью 27,4 МВт, из них 25,1 МВт солнечных электростанций и 2,3 МВт ветроэлектростанций (Приложение 4.17).

Прогноз развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии в настоящей Схеме базируется на данных утвержденной «Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «Сахазерго» на 2017–2021 годы». В перечень вводимых ВИЭ включен проект ПАО «РАО ЭС Востока» строительства ВЭС в п. Тикси с вводом первой очереди 900 кВт в 2019 г. Итоговый ввод мощностей ВИЭ за рассматриваемый период составит почти 1,8 МВт (таблица 4.6.3). Строительство мини-ГЭС на территории республики в период до 2021 г. не предусматривается.

Таблица 4.6.3 – Суммарные вводы мощности возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					Всего за период
	2017	2018	2019	2020	2021	
ВИЭ, всего, в том числе:	140	200	1100	130	205	1775
ветроэлектростанции	-	-	900	-	-	900
солнечные электростанции	140	200	200	130	205	875

Наибольший ввод мощности планируется в 2019 г. за счет сооружения ВЭС в п. Тикси (таблица 4.6.4).

В рассматриваемый период планируется ввести 1 ветроэнергетическую станцию мощностью 0,9 МВт и 24 солнечных электростанции суммарной мощностью около 0,9 МВт.

Единичная мощность СЭС варьируется в небольших пределах: от 15 до 90 кВт. Все возобновляемые источники энергии предполагается разместить в улусах, электроснабжение которых осуществляют подразделения АО «Сахаэнерго».

Структура ввода мощности по типам возобновляемых энергоисточников на конец периода приведена на рисунке 4.6.1. Несмотря на значительно меньшее количество устанавливаемых ветроэлектростанций их доля в структуре вводимой мощности составляет 51%.

К концу периода реализации программы суммарная установленная мощность ВИЭ с учетом существующих источников возрастет в 2,2 раза и составит 3,3 МВт (таблица 4.6.5).

Выработка электроэнергии ВИЭ в соответствии с намеченными вводами мощности в 2021 г. оценивается в 4 млн кВт·ч (таблица 4.6.6).

Таблица 4.6.4 – Вводы мощности возобновляемых энергоисточников, кВт

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Год					Всего за период
		2017	2018	2019	2020	2021	
ВИЭ, всего, в том числе:		140	200	1100	130	205	1775
ветроэлектростанции		-	-	900	-	-	900
Булунский	п. Тикси	-	-	900	-	-	900
солнечные электростанции		140	200	200	130	205	875
Булунский	с. Намы	-	-	-	40	-	40
	с. Сиктях	-	-	-	20	-	20
Алданский	с. Кутана	-	-	-	-	45	45
Усть-Майский	с. Белькачи	-	-	-	-	15	15
	с. Усть-Миль	-	-	-	-	30	30
Абыйский	с Абый	-	-	30	-	-	30
Жиганский	с. Кыстатыам	40	-	-	-	-	40
	с. Баханай	-	25	-	-	-	25
	с. Бестях	-	20	-	-	-	20
Кобяйский	с. Себян-Кюель	50	-	-	-	-	50
Оймяконский	с. Орто-Балаган	50	-	-	-	-	50
Олекминский	с. Марха	-	-	-	20	-	20
	с. Мача	-	-	-	25	-	25
	с. Натора	-	-	-	25	-	25
	с. Чапаево	-	-	-	-	55	55
Оленекский	с. Жилинда	-	-	-	-	60	60
Среднеколымский	с. Хатынгнах	-	25	-	-	-	25
	с. Эбях	-	40	-	-	-	40
	с. Алеко-Кюель	-	-	60	-	-	60
	с. Аргахтах	-	-	30	-	-	30
	с. Сватай	-	-	30	-	-	30
Хангаласский	с. Исит	-	-	25	-	-	25
	с. Кытыл-Дюра	-	-	25	-	-	25
Эвено-Бытантайский	с. Батагай-Альта (Саккырыр)	-	90	-	-	-	90

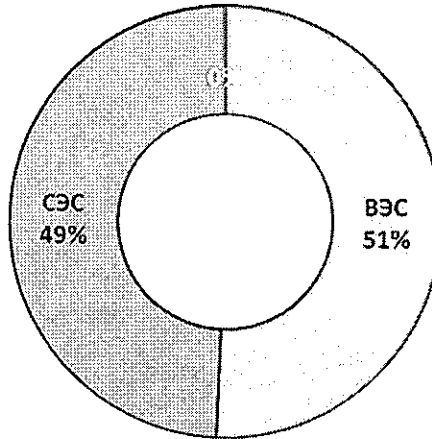


Рисунок 4.6.1 – Структура вводов мощности возобновляемых источников энергии (на период до 2021 г.)

Таблица 4.6.5 – Перспективная динамика суммарной установленной мощности возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					
	2016 (факт)	2017	2018	2019	2020	2021
ВИЭ, всего, в том числе:	1514	1654	1854	2954	3084	3289
ветроэлектростанции	40	40	40	940	940	940
солнечные электростанции	1474	1614	1814	2014	2144	2349

Таблица 4.6.6 – Перспективная динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, млн кВт·ч

Тип ВИЭ	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
ВИЭ, всего, в том числе:	1,76	1,97	3,68	3,81	4,03
ветроэлектростанции	0,07	0,07	1,56	1,56	1,56
солнечные электростанции	1,69	1,90	2,12	2,25	2,47

В начале периода большая доля выработки электроэнергии приходится на солнечные электростанции за счет существующих источников. К 2021 г. около 40% энергии будет вырабатываться на ветроэлектростанции.

Наибольшие темпы прироста как установленной мощности, так и выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии намечаются в 2019 г. (таблица 4.6.7).

Таблица 4.6.7 – Темпы прироста установленной мощности и выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Установленная мощность, кВт	1654	1854	2954	3084	3289
Темпы прироста, %		12,1	59,3	4,4	6,6
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	1,76	1,97	3,68	3,81	4,03
Темпы прироста, %		11,9	86,4	3,7	5,6

4.7. Развитие систем электроснабжения арктической зоны республики

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

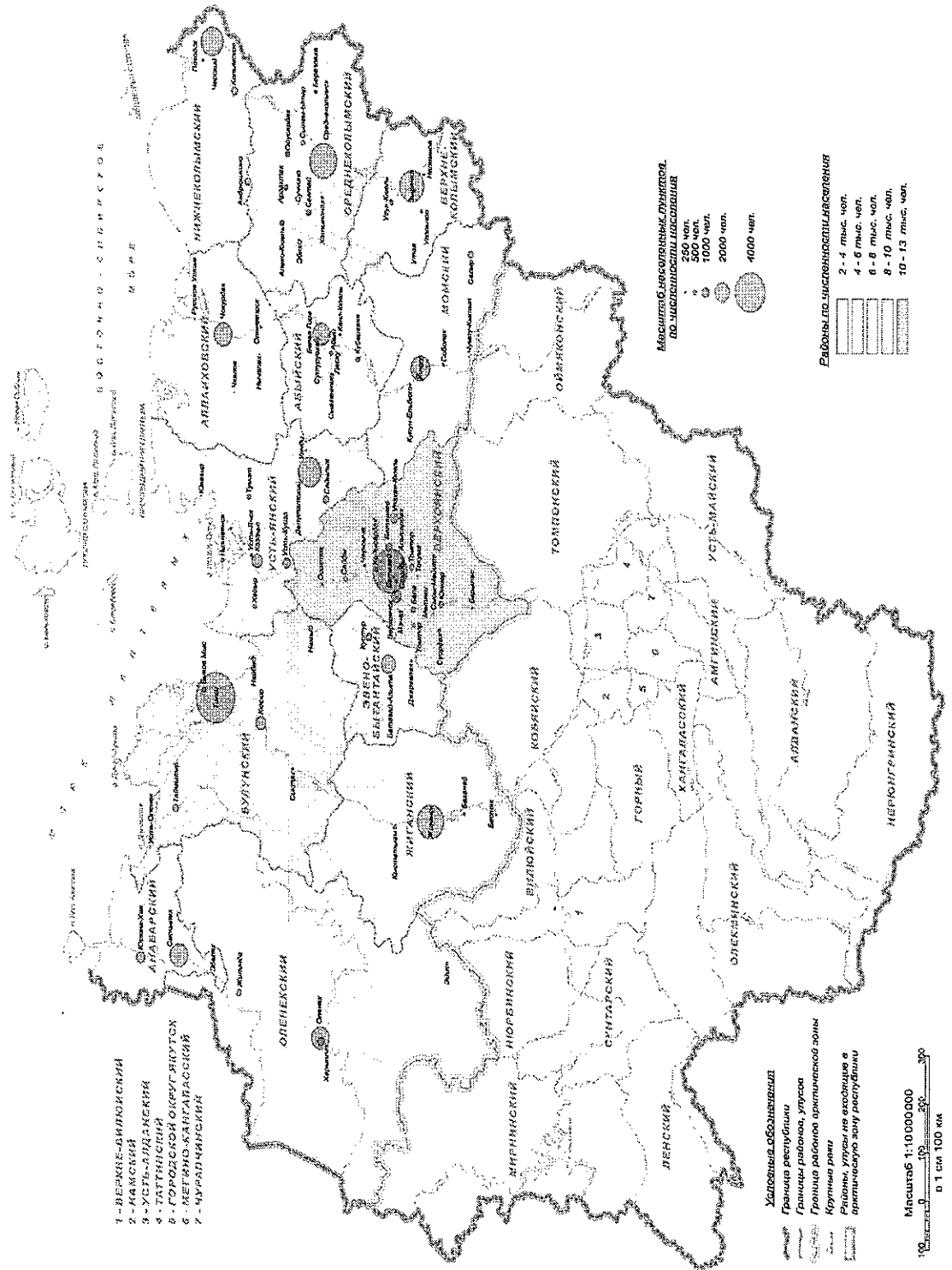
Наибольшее количество населения проживает в Булунском, Верхоянском, Среднеколымском и Усть-Янском улусах, в них же расположены крупные населенные пункты (рисунок 4.7.1).

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей всех арктических улусов находится в ведении подразделений АО «Сахаэнерго» (см. таблицу 4.7.1).

Таблица 4.7.1 – Принадлежность улусов арктической зоны к подразделениям АО «Сахаэнерго»

Улус	Подразделение АО «Сахаэнерго»
Абыйский	Белогорский РЭС
Аллаиховский	Чокурдахский РЭС
Анабарский	Анабарский РЭС
Булунский	Булунские ЭС
Верхнеколымский	Зырянский РЭС
Верхоянский	Верхоянские ЭС
Жиганский	Жиганский РЭС
Момский	Момский РЭС
Нижнеколымский	Нижнеколымский РЭС
Оленекский	Оленекский РЭС
Среднеколымский	Среднеколымский РЭС
Усть-Янский	Янские ЭС
Эвено-Бытантайский	Эвено-Бытантайский РЭС

Рисунок 4.7.1



4.7.1 Анализ состояния генерирующих и электросетевых объектов арктической зоны республики (находящихся в ведении АО «Сахаэнерго»)

Установленная мощность электростанций

Генерирующие мощности арктической зоны представлены различными типами энергоисточников: мини-ТЭЦ – единственной станцией п. Депутатский, ДЭС и возобновляемыми энергоисточниками (солнечными и ветроэлектростанциями). Наибольшая доля (94%) установленной мощности приходится на дизельные электростанции (рисунок 4.7.2).

Суммарная установленная электрическая мощность энергоисточников арктической зоны на конец 2015 г. составила 157,6 МВт, из них 7,5 МВт – Депутатская мини-ТЭЦ, 1,2 МВт – возобновляемые источники энергии (рисунок 4.7.3). Доля энергоисточников арктической зоны в структуре установленной мощности АО «Сахаэнерго» – 84%.

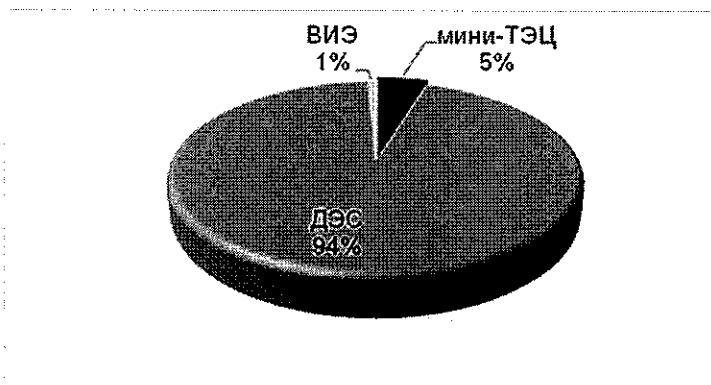


Рисунок 4.7.2 – Структура установленной электрической мощности электростанций в арктической зоне

В таблице 4.7.2 представлена ретроспектива динамики установленной электрической мощности по 13 структурным подразделениям АО «Сахаэнерго», осуществляющим свою деятельность в арктической зоне республики. За период 2011–2015 гг. суммарная установленная мощность практически не изменилась и в 2015 г. составила 159 МВт. Наибольшее снижение произошло в Момском РЭС и Янских ЭС. В то же время в Среднеколымском РЭС и Булунских ЭС отмечается увеличение мощности относительно 2011 г.

Таблица 4.7.2 – Динамика установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» арктической зоны, МВт

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Годы				
	2011	2012	2013	2014	2015
Арктическая зона, всего	156,4	157,4	156,8	156,4	158,7
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	0,25	0,25	0,27	0,35	1,23
СЭС*	-	-	0,02	0,1	1,19
ВЭС	0,25	0,25	0,25	0,25	0,04
ДЭС, ТЭЦ, всего	156,1	157,1	156,5	156,0	157,5
в том числе по РЭС:					

Булунские ЭС	18,2	18,2	20,9	21,3	20,9
Янские ЭС**	36,6	37,6	32,6	32	32,3
Верхоянские ЭС	19,3	19,2	19,4	19,5	20,8
Эвено-Быгантайский РЭС	3,6	3,5	3,3	4,0	4,0
Среднеколымский РЭС	10,3	10,3	11,6	11,6	11,6
Нижнеколымский РЭС	9,3	9,4	9,6	9,6	9,6
Оленекский РЭС	5,3	5,3	5,8	5,9	6,0
Белогорский РЭС	7,5	7,4	7,3	7,4	7,5
Анабарский РЭС	5,3	5,1	5,6	5,6	5,6
Чокурдахский РЭС	9,9	9,9	9,3	9,3	9,3
Жиганский РЭС	8,3	8,6	8,6	8,8	8,9
Момский РЭС	7,3	7,4	7,3	5,8	5,8
Зырянский РЭС	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2

Примечание – * с учетом солнечной электростанции в п. Батагай (проект ПАО «РАО ЭС Востока»);

** с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: формы статистической отчетности 6-ТП за 2011-2015 гг.

Выработка электроэнергии

Всеми типами электростанций АО «Сахаэнерго» на территории арктической зоны республики в 2015 г. выработано 227,8 млн кВт·ч электроэнергии. Структура выработки электрической энергии характеризуется преобладающей долей ДЭС.

По сравнению с предыдущим годом в 2015 г. суммарное производство электроэнергии практически не изменилось. Но произошли незначительные изменения по РЭС: небольшое снижение выработки наблюдается в Янских ЭС, увеличение – в Булунских ЭС и Среднеколымском РЭС (таблица 4.7.3).

Таблица 4.7.3 – Динамика выработки электроэнергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны, млн кВт·ч

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Годы				
	2011	2012	2013	2014	2015
Арктическая зона, всего	221,5	217,3	223,9	228,4	227,8
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	0,06	0,07	0,08	0,07	0,1
СЭС*	-	-	0,02	0,03	0,1
ВЭС	0,06	0,07	0,06	0,04	-
ДЭС	221,4	217,2	223,8	228,3	227,7
в том числе по РЭС:					
Булунские ЭС	29,8	30,4	33,9	37,9	36,9
Янские ЭС**	40,8	37,7	38,8	35,2	34,6
Верхоянские ЭС	35,1	34,2	34,1	34,5	33,8
Эвено-Быгантайский РЭС	4,8	4,5	4,7	4,9	4,9
Среднеколымский РЭС	17,1	16,7	16,9	19,4	19,9
Нижнеколымский РЭС	4,2	4,1	4,5	4,3	5,3
Оленекский РЭС	9,4	10	10,5	10,7	10,6
Белогорский РЭС	10,9	11	11,4	11,2	11,9

Анабарский РЭС	10	9,6	10,3	10,5	10,8
Чокурдахский РЭС	11	10,8	10,2	10,5	10,8
Жиганский РЭС	13,2	13,3	14,1	14,6	14,4
Момский РЭС	11,3	11	10,8	11,2	11,3
Зырянский РЭС	23,8	23,9	23,6	23,4	22,5

Примечание – * с учетом солнечной электростанции в п. Батамай (проект ПАО «РАО ЭС Востока»);

** с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: формы статистической отчетности 6-ТП за 2011-2015 гг.

Источниками тепловой энергии в арктической зоне являются мини-ТЭЦ и котельная в п. Депутатский, а также утилизационные установки на дизельных электростанциях. По состоянию на 2015 г. суммарная установленная тепловая мощность в арктической зоне – 105 Гкал/ч, из них 76,4 Гкал/ч – ТЭЦ в п. Депутатский (таблица 4.7.4).

Таблица 4.7.4 – Тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» арктической зоны, Гкал/ч

Тип теплоисточника, подразделение АО «Сахаэнерго»	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Теплоутилизационные установки ДЭС, всего	27,4
в том числе:	
Анабарский РЭС	1,6
Белогорский РЭС	3,3
Булунский ЭС	2,6
Верхоянские ЭС	4,8
Жиганский РЭС	2,4
Зырянский РЭС	0,3
Момский РЭС	1,8
Нижнеколымский РЭС	0,7
Оленекский РЭС	1,9
Среднеколымский РЭС	3,2
Чокурдахский РЭС	0,9
Эвено-Бытантайский РЭС	2,3
Янские ЭС	1,5
ТЭЦ п. Депутатский	76,4
Котельная «Северное сияние» п. Депутатский	1,2
ВСЕГО	105,0

Несмотря на то, что во всех подразделениях АО «Сахаэнерго» на ДЭС имеются утилизационные установки, отпуск тепла производится только на 6 из них. В 2015 г. суммарный отпуск тепла составил 93,3 тыс. Гкал (таблица 4.7.5), в том числе 75,2 тыс. Гкал – мини-ТЭЦ, немногим более 1 тыс. Гкал – котельные, остальное тепло отпускается утилизационными установками.

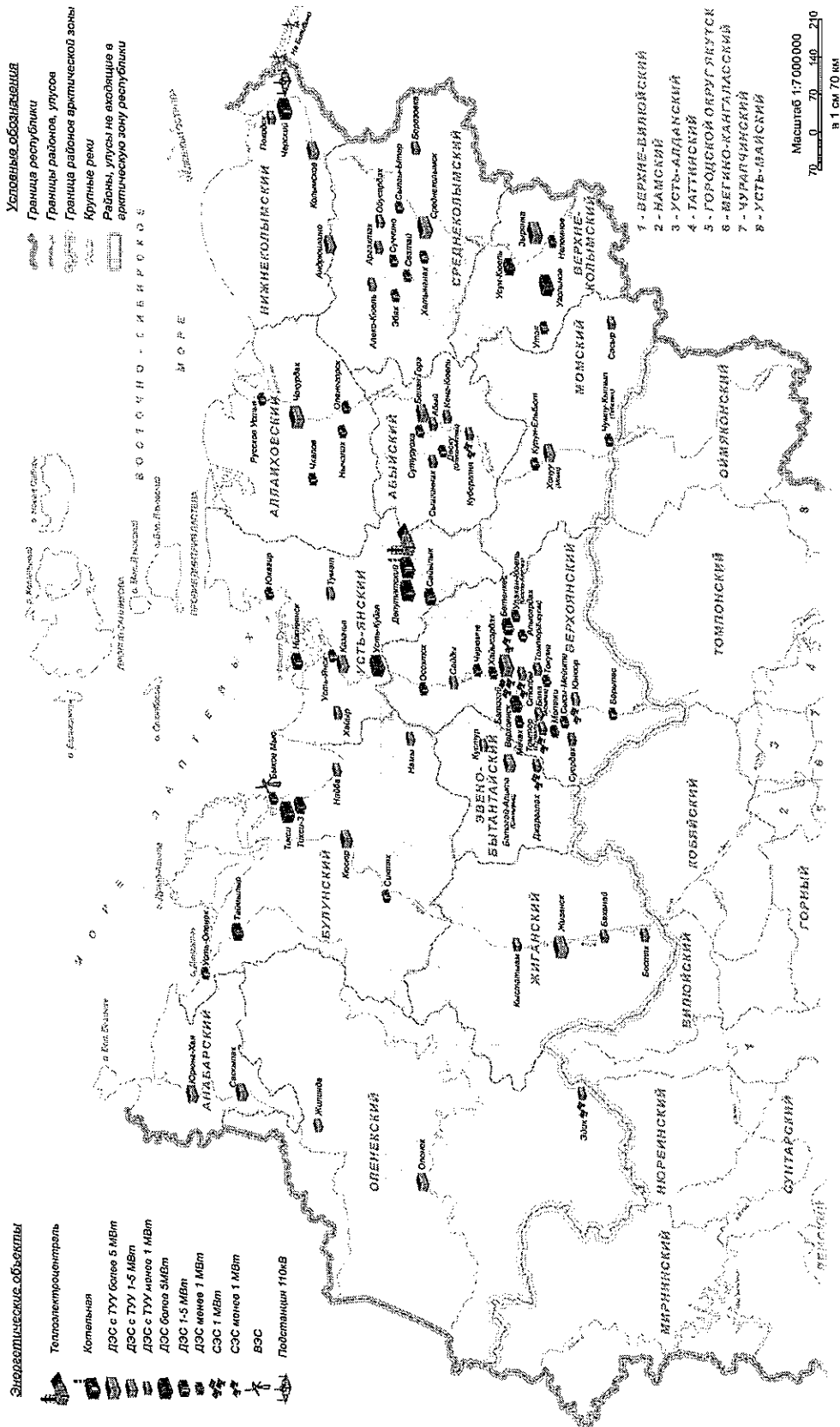


Рисунок 4.7.3. Карта-схема размещения существующих объектов энергетики в арктической зоне Республики Саха (Якутия)

Таблица 4.7.5 – Отпуск тепловой энергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (состояние 2015 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Отпуск тепла, тыс. Гкал
Белогорский РЭС	4,7
Момский РЭС	5,3
Нижнеколымский РЭС	0,7
Среднеколымский РЭС	3,7
Чокурдахский РЭС	2,9
Янские ЭС	76,1
Итого	93,3

Расход электроэнергии на собственные нужды

Доля расхода на собственные нужды в выработке электроэнергии в 2015 г. по сравнению с 2014 г. существенно увеличился лишь по трем подразделениям: Булунским ЭС, Жиганскому и Момскому РЭС. Изменение данного показателя по структурным подразделениям приведено в таблице 4.7.6.

Таблица 4.7.6 – Динамика расхода электроэнергии на собственные нужды, % от выработки

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Годы				
	2011	2012	2013	2014	2015
Белогорский РЭС	3,16	3,14	2,81	2,89	2,74
Чокурдахский РЭС	2,29	2,51	2,87	2,81	2,83
Анабарский РЭС	3,38	3,36	4,02	4,62	4,53
Булунские ЭС	4,64	4,47	4,24	4,45	5,10
Зырянский РЭС	2,03	2,69	2,63	2,45	2,47
Верхоянские ЭС	3,5	1,41	1,57	3,52	3,42
Жиганский РЭС	3,42	3,43	2,44	2,33	2,73
Момский РЭС	2,28	2,32	2,42	2,78	2,92
Нижнеколымский РЭС	5,16	6,49	6,45	6,39	6,11
Оленекский РЭС	2,83	3,32	2,43	3,24	2,98
Среднеколымский РЭС	2,54	2,73	3,12	2,91	2,88
Янские ЭС	4,26	3,00	2,89	2,29	2,08
Эвено-Бытантайский РЭС	2,9	3,02	2,92	2,57	2,45

Источник: Производственно-технические отчеты АО «Сахаэнерго» за 2011-2015 гг.

Увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды по сравнению с прошлым годом обусловлено большим числом часов использования индукционных подогревателей нефти на ДЭС п. Тикси Булунских ЭС. Это связано с увеличением производства электроэнергии на нефть, числа часов использования вспомогательного оборудования в связи с увеличением производства электроэнергии на ДЭС Жиганского и Момского РЭС.

Электросетевое хозяйство

Электрические сети ВЛ 35 кВ и выше в арктической зоне не эксплуатируются.

В ведении АО «Сахаэнерго» находятся линии напряжением 10 и 6 кВ в основном небольшой протяженности от нескольких сот метров до нескольких километров. В Верхоянских (Батагайская ДЭС) и Янских ЭС (Депутатская ТЭЦ), Зырянском (Зырянская ДЭС), Момском (Момская ДЭС) и Среднеколымском (Среднеколымская ДЭС) РЭС эксплуатируются линии 20–40 км. При этом самые протяженные линии электропередачи в Янских ЭС имеют напряжение 6 кВ.

Суммарная протяженность линий электропередачи – 548,8 км, из них напряжением 10 кВ – 145,6 км или 27%. В Жиганском, Зырянском РЭС и Янских ЭС отсутствуют линии 10 кВ (таблица 4.7.7).

В арктической зоне на трансформаторных подстанциях АО «Сахаэнерго» установлено 646 агрегатов. Суммарная мощность трансформаторных подстанций на 2015 г. – 200,2 тыс. кВА. Единичная мощность в среднем от 100 до 600 кВА, минимальная мощность установленных агрегатов – 63 кВА, максимальная – 1000 кВА.

Таблица 4.7.7 – Протяженность линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (состояние 2015 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность, км	
	6 кВ	10 кВ
Белогорский РЭС	0,7	16,0
Чокурдахский РЭС	6,3	0,3
Анабарский РЭС	-	9,2
Булунские ЭС	44,8	2,4
Зырянский РЭС	67,2	-
Верхоянские ЭС	67,7	12,1
Жиганский РЭС	19,8	-
Момский РЭС	16,7	45,4
Нижнеколымский РЭС	20,2	2,2
Оленекский РЭС	-	11,1
Среднеколымский РЭС	1,4	41,7
Янские ЭС	177,2	-
Эвено-Бытантайский РЭС	-	5,2
Итого по арктической зоне	403,2	145,6

Потребление топлива

В арктической зоне на нужды энергетики потребляется, кроме дизельного топлива, нефть и каменный уголь. Уголь сжигается только на ТЭЦ в п. Депутатский.

Суммарная потребность в топливе оценивается в 100 тыс. т у.т. в год. Из них большая доля (75%) приходится на дизельное топливо (рисунок 4.7.4).

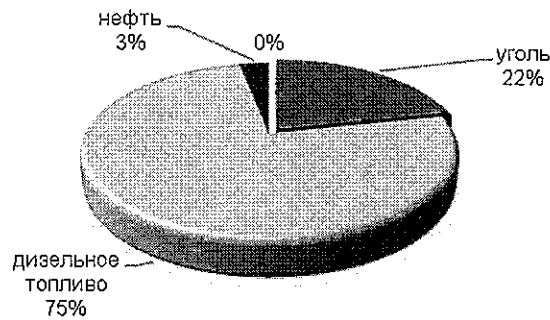


Рисунок 4.7.4 – Структура потребления топлива в арктической зоне

В соответствии с выработкой электрической и тепловой энергии наибольшие объемы потребления топлива приходятся на Булунские, Янские, Верхоянские ЭС и Зырянский РЭС (таблица 4.7.8).

Таблица 4.7.8 – Потребность в топливе по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (состояние 2015 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потребность в топливе, тыс. т у.т.
Анабарский РЭС	3,9
Белогорский РЭС	4,5
Булунские ЭС	13,1
из него нефть	0,9
Верхоянские ЭС	13,2
Жиганский РЭС	5,6
из него нефть	1,3
Зырянский РЭС	8,3
Момский РЭС	4,6
Нижнеколымский РЭС	2,8
Оленекский РЭС	4,3
Среднеколымский РЭС	7,7
из него нефть	0,7
Чокурдахский РЭС	3,9
Эвено-Бытантайский РЭС	1,8
Янские ЭС, в том числе:	25,3
дизельное топливо	3,8
уголь	21,3
нефть	0,2
Итого по арктической зоне, в том числе:	99
дизельное топливо	74,6
уголь	21,3
нефть	3,1

Возобновляемые источники энергии

Из существующих на 2015 г. 16 возобновляемых источников энергии в арктической зоне расположено 9 станций, в том числе 1 крупная солнечная

электростанция мегаваттного класса. Из них в 2015 г. было введено 1130 кВт (92%). Установленная мощность ВИЭ в арктической зоне – 1225 кВт или 89% от суммарной установленной мощности всех возобновляемых источников республики (таблица 4.7.9).

Таблица 4.7.9 – Возобновляемые энергоисточники арктической зоны (состояние 2015 г.)

Тип электростанции, улус	Населенный пункт	Мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего,		1185	
в том числе:			
Верхоянский	Томтор (Дулгалах)	20	2013
Оленекский	Эйик	40	2014
Абыйский	Куберганя	20	2014
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Верхоянский	Батагай	1000	2015
Верхоянский	Бетенкес	40	2015
Верхоянский	Юнкюр	40	2015
Верхоянский	Столбы	10	2015
Ветроэлектростанции, всего		40	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
ИТОГО		1225	

4.7.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности по районам арктической зоны республики

Прогноз потребления электроэнергии (таблица 4.7.10) и совмещенного максимума нагрузки по арктическим улусам (таблица 4.7.11) сформированы на основе прогноза изменения численности населения (см. Приложение 4.9), а также сведений о перспективных потребителях (см. Приложение 2.3). В большинстве улусов наблюдается стагнация либо негативная динамика численности населения, при этом рост потребления электроэнергии связан с планами по улучшению уровня жизни, отраженными мероприятиями по строительству водоочистных и канализационно-очистных сооружений, новых социальных объектов (школ и детских садов), а также новых котельных с подключением значительной части частного сектора.

Прирост потребления электроэнергии по арктическим улусам к концу рассматриваемого периода ожидается на уровне 12% относительно уровня 2016 г. Наибольшие приросты ожидаются в Верхоянском и Момском улусах – 20%, Булунском, Усть-Янском и Эвено-Бытантайском улусах по 17%.

Таблица 4.7.10 – Прогноз потребления электроэнергии по арктическим улусам в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго», млн кВт·ч

Улус	Годы						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Абыйский	11,90	11,96	12,48	12,71	13,44	13,50	13,54
Аллайховский	10,84	9,98	10,59	10,70	10,84	10,92	10,96
Анабарский	10,84	11,04	11,04	11,66	11,66	12,00	12,35
Булунский	36,94	36,07	42,01	42,23	42,86	42,83	43,03
Верхнеколымский	22,52	21,37	22,03	22,12	22,20	22,34	22,39
Верхоянский	33,84	33,83	36,16	36,47	37,49	39,41	39,88
Жиганский	14,41	14,86	14,77	14,88	15,19	15,28	15,36
Момский	11,31	11,19	11,63	12,20	12,33	12,99	13,50
Нижнеколымский	5,27	5,40	5,35	5,58	5,77	6,11	6,55
Оленекский	10,68	10,52	10,62	10,60	10,59	10,65	10,72
Среднеколымский	19,87	19,15	20,22	20,50	20,71	21,25	21,43
Усть-Янский	34,60	32,43	33,71	34,57	35,31	35,73	36,28
Эвено-Бытантайский	4,88	5,28	5,49	5,76	5,72	5,89	6,08
Всего, по арктическим улусам	227,9	223,1	236,1	240,0	244,1	248,9	252,1
Среднегодовые темпы прироста		-2,11	5,83	1,65	1,71	1,97	1,28

Таблица 4.7.11 – Прогноз совмещенного максимума нагрузки по арктическим улусам в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго», МВт

Улус	Годы						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Абыйский	2,57	2,57	2,69	2,74	2,90	2,91	2,92
Аллайховский	2,22	2,28	2,29	2,31	2,34	2,36	2,37
Анабарский	2,22	2,40	2,33	2,46	2,46	2,53	2,60
Булунский	7,45	7,55	8,63	8,68	8,81	8,80	8,84
Верхнеколымский	4,64	5,21	4,92	4,94	4,96	4,99	5,00
Верхоянский	7,42	7,22	7,82	7,89	8,11	8,52	8,63
Жиганский	3,42	3,34	3,41	3,43	3,50	3,52	3,54
Момский	2,39	2,39	2,47	2,59	2,62	2,76	2,87
Нижнеколымский	3,32	3,97	3,63	3,79	3,92	4,15	4,44
Оленекский	2,35	2,31	2,34	2,33	2,33	2,34	2,36
Среднеколымский	4,60	4,42	4,67	4,74	4,79	4,91	4,95
Усть-Янский	7,75	6,63	7,21	7,39	7,55	7,64	7,75
Эвено-Бытантайский	1,12	1,17	1,23	1,29	1,28	1,32	1,37
Всего, по арктическим улусам	51,47	51,45	53,63	54,58	55,55	56,76	57,64

Из крупных промышленных предприятий и хозяйствующих субъектов, имеющих собственные генерирующие мощности, информацию предоставили ФКП «Аэропорты Севера» и АО «Алмазы Анабара» (таблица 4.7.12). На балансе ФКП

«Аэропорты Севера» находится единственная ДЭС, функционирующая в базовом режиме в п. Саскылах Анабарского улуса установленной мощностью 500 кВт. Выработка электроэнергии Саскылахской ДЭС в 2016 г. составила 871,5 тыс. кВт·ч. В 2017 г. планируется вывод Саскылахской ДЭС ФКП «Аэропорты Севера» в резерв в связи с подключением аэропорта и сторонних потребителей к источнику АО «Сахаэнерго».

Таблица 4.7.12 – Прогноз производства электроэнергии по производственным объектам АО «Алмазы Анабара», расположенным в арктических улусах, млн кВт·ч

Улус	Годы						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Анабарский	20,19	23,08	13,25	12,70	12,70	15,59	15,16
Оленекский	2,74	1,29	8,28	8,78	8,78	8,14	8,14
Булунский	9,56	9,73	9,51	9,51	9,51	9,51	9,51

Источник: сведения АО «Алмазы Анабара» (Приложение 4.5)

4.7.3. Перечень «узких мест» в электроэнергетике арктической зоны республики

В электроэнергетике арктической зоны как и всей республики «узкие места» в основном связаны с техническим состоянием генерирующего оборудования и электросетевого хозяйства – это физическое и моральное старение, что обуславливает не только увеличение расхода топлива, но и повышение риска аварийных ситуаций. В арктических улусах в силу их удаленности и труднодоступности наиболее остро стоит проблема транспорта топлива.

Техническое состояние электростанций

В среднем по арктической зоне состояние генерирующего оборудования на ДЭС удовлетворительное – износ оценивается в 17,5%. При этом техническое состояние дизельных электростанций существенно различается по структурным подразделениям: от относительно новых агрегатов в Анабарском РЭС до почти 40% выработанного ресурса от суммарной установленной мощности в Момском РЭС, где на всех 4-х ДЭС только по 1–2 агрегата имеют небольшую наработку (таблица 4.7.13). Худшие условия на ДЭС в п. Кулун-Ельбют – из 350 кВт только 1 агрегат мощностью 30 кВт имеет наработку около 30% от нормативной.

В Белогорском РЭС в п. Куберганя на всех агрегатах ДЭС наработанный ресурс превышает нормативный в 1,5–2 раза.

Несмотря на то, что в Верхоянском РЭС суммарный процент выработки на агрегатах немногим более 17%, в небольших населенных пунктах (Алысардах, Бала (Арылах), Томтор (Борулах), Суордах, Улахан-Кюель (Табалах), (Хайысардах) износ составляет от 70 до 90% установленной мощности.

На многих ДЭС осталось только по одному агрегату, не выработавшему ресурс: Кенг-Кюель, Сутуруоха (Белогорский РЭС), Нелемное (Зырянский РЭС), Малыкан (Нижнеколымский РЭС), Жилинда, Эйик (Оленекский РЭС), Алеко-Кюель, Хатынгнах (Среднеколымский РЭС), Нычалах (Чокурдахский РЭС), Усть-Янск (Янские ЭС). В основном, это ДЭС небольшой мощности до 600 кВт.

На ТЭЦ п. Депутатский АО «Сахаэнерго» турбинное оборудование эксплуатируется с 2010 г., техническое состояние турбинного парка удовлетворительное.

Таблица 4.7.13 – Износ генерирующего оборудования по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны

Подразделения АО «Сахаэнерго»	Установленная мощность дизельных агрегатов, выработавшая ресурс, % к суммарной установленной
Белогорский РЭС	26,8
Чокурдахский РЭС	5,4
Анабарский РЭС	0,0
Булунские ЭС	6,8
Зырянский РЭС	28,4
Верхоянские ЭС	17,2
Жиганский РЭС	12,4
Момский РЭС	36,9
Нижнеколымский РЭС	5,6
Оленекский РЭС	28,6
Среднеколымский РЭС	20,8
Янские ЭС	24,4
Эвено-Бытантайский РЭС	11,4

Техническое состояние электрических сетей

По протяженности средний процент износа электрических сетей АО «Сахаэнерго» на территории арктической зоны порядка 65%, что характеризует высокую вероятность аварийных ситуаций в суровых климатических условиях. Линии напряжением 6 кВ имеют 71,4% износа. Максимальный износ отмечается в Янских ЭС, Чокурдахском и Зырянском РЭС (таблица 4.7.14). У всех наиболее протяженных ВЛ износ 100%.

Несмотря на то, что в Булунских ЭС самый низкий процент износа ВЛ, линии в пп. Найба и Намы полностью изношены. Физический износ кабельных линий п. Тикси, протяженность которых составляет почти половину кабельных линий АО «Сахаэнерго», оценивается в 100%. Поиск и устранение повреждений затруднен ввиду несохранившейся технической документации о прокладке кабельных трасс.

В Янских ЭС линия электропередачи напряжением 6 кВ от Депутатской ТЭЦ (ф.6-12 «Уяндино») протяженностью 46 км имеет 100% износа. В октябре 2016 г. произошел обрыв несущего троса провода АС воздушного перехода через р. Яна ВЛ-6 кВ протяженностью 420 м в п. Нижнеянский, в связи с этим необходима реконструкция.

Трансформаторные подстанции

По состоянию на 2015 г. практически 50% общей установленной мощности трансформаторов подстанций в арктической зоне выработало нормативный ресурс. По различным РЭС этот показатель существенно отличается: в Анабарском, Жиганском, Среднеколымском РЭС средний износ трансформаторов не превышает

17%, наибольший износ наблюдается в Белогорском РЭС (72%), Булунских (60,8%) и Янских ЭС (74%) (таблица 4.7.15).

В отдельных населенных пунктах в эксплуатации находятся трансформаторы, отработавшие 35–50 лет при нормативе 25 лет.

Таблица 4.7.14 – Износ линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго»

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность линий электропередачи, имеющих 100% износ, % к суммарной	
	6 кВ	10 кВ
Белогорский РЭС	-	23,4
Чокурдахский РЭС	92,3	-
Анабарский РЭС	-	10,9
Булунские ЭС	4,7	-
Зырянский РЭС	97,0	-
Верхоянские ЭС	51,7	8,3
Жиганский РЭС	11,9	-
Момский РЭС	73,6	67,3
Нижнеколымский РЭС	61,5	-
Оленекский РЭС	-	46,6
Среднеколымский РЭС	-	57,1
Янские ЭС	91,0	-
Эвено-Бытантайский РЭС	-	49,9

Таблица 4.7.15 – Износ оборудования трансформаторных подстанций по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Установленная мощность трансформаторных агрегатов, выработавшая ресурс, % к суммарной установленной
Белогорский РЭС	72,4
Чокурдахский РЭС	31,6
Анабарский РЭС	4,5
Булунские ЭС	60,8
Зырянский РЭС	17,0
Верхоянские ЭС	34,8
Жиганский РЭС	59,0
Момский РЭС	53,2
Нижнеколымский РЭС	46,6
Оленекский РЭС	38,8
Среднеколымский РЭС	12,3
Янские ЭС	30,6
Эвено-Бытантайский РЭС	73,5
В среднем по арктической зоне	49,7

Наибольшее их количество расположено в п. Тикси (Булунские ЭС), п. Зырянка (Зырянский РЭС), п. Черский (Нижнеколымский РЭС), пп. Усть-Куйга и Нижнеянк (Янские ЭС), где 70–97% мощности трансформаторов выработало нормативный срок службы. В этих населенных пунктах большое количество

трансформаторных агрегатов функционирует более 40 лет, в п. Тикси установлено 3 трансформатора, находящихся в эксплуатации 60–70 лет.

Важной проблемой являются потери в сетях, приводящие к необходимости увеличения выработки энергии и, соответственно, перерасходу топлива.

Потери электроэнергии в линиях электропередачи в среднем по РЭС составляют 13–15%. Значительно превышают нормативные значения потери в Янских ЭС (16,5%) и Нижнеколымском РЭС (24,8%) (таблица 4.7.16).

Таблица 4.7.16 – Потери электроэнергии в сетях

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потери в электрических сетях, %
Белогорский РЭС	14,3
Чокурдахский РЭС	13,1
Анабарский РЭС	14,0
Булунские ЭС	15,1
Зырянский РЭС	15,0
Верхоянские ЭС	13,4
Жиганский РЭС	12,7
Момский РЭС	13,3
Нижнеколымский РЭС	24,8
Оленекский РЭС	13,1
Среднеколымский РЭС	12,6
Янские ЭС	16,5
Эвено-Бытантайский РЭС	12,8

Потери в тепловых сетях повсеместно выше нормативных – 14–26%. Крайне неблагоприятное положение сложилось в Янских ЭС, где потери при транспорте тепловой энергии – 44,5%. Таким образом теряется практически половина вырабатываемой энергии, что обуславливает двойной расход топлива на выработку тепла (таблица 4.7.17).

Таблица 4.7.17 – Потери тепловой энергии в сетях

Подразделения АО «Сахаэнерго»	Потери в тепловых сетях, %
Белогорский РЭС	25,9
Момский РЭС	26,4
Нижнеколымский РЭС	14,3
Среднеколымский РЭС	19,4
Чокурдахский РЭС	16,4
Янские ЭС	44,5

Проблемы топливоснабжения энергоисточников в арктической зоне связаны с дальностью, труднодоступностью, необходимостью нескольких перевалов и созданием значительных запасов топлива. Эти проблемы приводят к значительным количественным и качественным потерям при перевозках топлива, особенно угля.

Ежегодный завоз порядка 20 тыс. тонн угля для нужд ТЭЦ в п. Депутатский осуществляется по сложной транспортной схеме протяженностью более 5,5 тыс. км. В летний период (июне-июле) в порту Осетрово (г. Усть-Кут Иркутской

области) производится отгрузка каменного угля на суда. Далее флот спускается по р. Лена до ее устья (около 4 тыс. км) и затем через Северный Ледовитый океан – в порт Нижнеянск. В порту Нижнеянск уголь переваливают на суда меньшего водоизмещения для его дальнейшей доставки до п. Усть-Куйга, где происходит выгрузка и перемещение угля на склад, расположенный на острове Нижний. С началом ледостава и появлением дорожного сообщения с островом, в октябре-ноябре, начинается автомобильная перевозка угля до ТЭЦ п. Депутатский на расстояние 251 км по круглогодичной автодороге Усть-Куйга – Депутатский.

Кроме дальности и сложной схемы доставки топлива возникли проблемы по отгрузке топлива с порта Осетрово, обусловленные необходимостью переработки большого количества грузов, в том числе для нужд проекта «Сила Сибири». Прогнозируемое сохранение низких уровней воды на верховьях реки Лена и наличие единственного перевозчика, имеющего суда класса река-море, ОАО «ЛОРП» на данном участке, отсутствие технической возможности производить перевозку топлива по маршруту п. Находка – п. Нижнеянск также являются факторами, ограничивающими объемы перевозок по существующей транспортной схеме. В связи с чем необходимо проработать вопрос об изменении логистики поставки топлива, в том числе на ТЭЦ п. Депутатский, через Северный морской путь.

4.7.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях арктической зоны республики

В перспективный период до 2021 г. согласно данным Инвестиционной программы АО «Сахаэнерго» в арктических улусах намечается ввод 1 резервной и 14 автоматизированных дизельных электростанций установленной мощностью 14,4 МВт (таблица 4.7.18). Максимальный ввод планируется в 2020 г.

В Верхнеколымском улусе начато строительство Зырянской мини-ТЭЦ электрической мощностью 12 МВт, тепловой – 63 Гкал/ч для энергоснабжения близ расположенных населенных пунктов. В качестве топлива предполагается использовать угли Зырянского месторождения. По состоянию на 01.01.2017 строительная готовность объекта составляет 76%. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства решается вопрос о консервации смонтированного оборудования.

Суммарный ввод возобновляемых источников энергии в арктической зоне республики предполагается в размере 1,4 МВт, из них 0,9 МВт – ветроэнергетические станции (таблица 4.7.19).

Суммарный ввод генерирующих мощностей в арктических улусах за период 2017 - 2021 гг. оценивается в 16 МВт. Размещение по территории вводимых энергоисточников представлено на рисунке 4.7.5.

Таблица 4.7.18 – Вводы мощности электростанций на органическом топливе в арктической зоне, кВт

Наименование объекта	Улус	Годы			
		2017	2018	2019	2020
Резервная ДЭС в п. Депутатский	Усть-Янский	4000	-	-	-
АДЭС в с. Хатынгнах	Среднеколымский	240	-	-	-
АДЭС в с. Чкалов	Аллайховский	300	-	-	-
АДЭС в с. Сяганнах	Абыйский	450	-	-	-
АДЭС в с. Эбях	Среднеколымский	-	450	-	-
АДЭС в с. Нычалах	Аллайховский	-	250	-	-
АДЭС в с. Эйик	Оленекский	-	650	-	-
АДЭС в с. Кулун-Елбют	Момский	-	400	-	-
АДЭС в с. Березовка	Среднеколымский	-	-	300	-
АДЭС в с. Андриюшкино	Нижнеколымский	-	-	1000	-
АДЭС в с. Усун-Кюель	Верхнеколымский	-	-	660	-
АДЭС в п. Оленек	Оленекский	-	-	-	4700
АДЭС в с. Сасыр	Момский	-	-	-	900
АДЭС в с. Алысардах	Верхоянский	-	-	-	75
АДЭС в с. Суччино	Среднеколымский	-	-	-	50
Всего ДЭС		4990	1750	1960	5725
Итого в арктической зоне		4990	1750	1960	5725
Всего за период		14425			

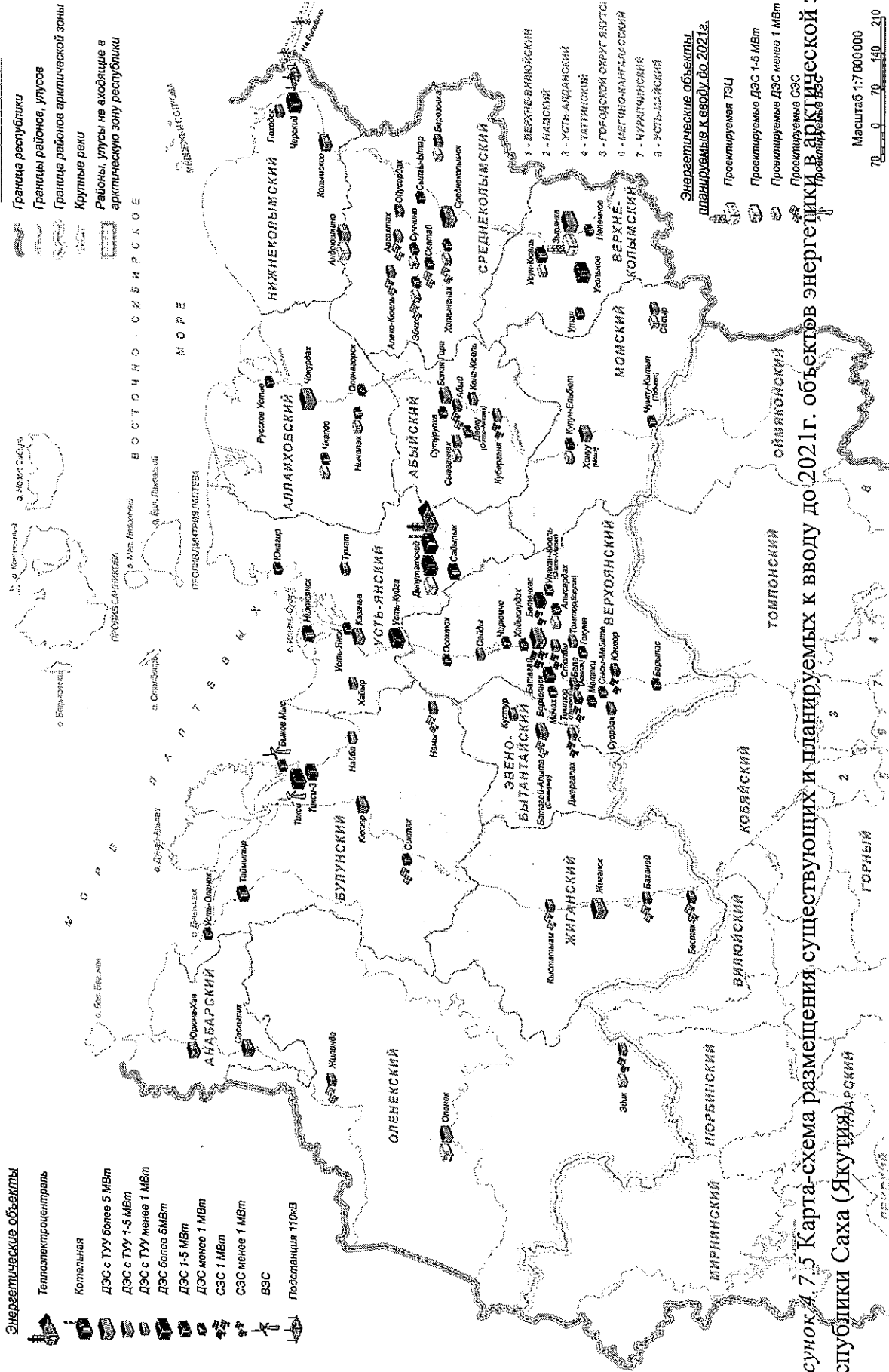
Источник: Инвестиционная программ АО «Сахаэнерго»

Таблица 4.7.19 – Вводы мощности возобновляемых энергоисточников, кВт

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Годы					Всего за период
		2017	2018	2019	2020	2021	
ВИЭ, всего, в том числе:		40	200	1050	60	60	1410
ветроэлектростанции		-	-	900	-	-	900
Булунский	п. Тикси	-	-	900	-	-	900
солнечные электростанции		40	200	150	60	60	510
Булунский	с. Намы	-	-	-	40	-	40
	с. Сиктях	-	-	-	20	-	20
Абыйский	с. Абый	-	-	30	-	-	30
Жиганский	с. Кыстатыам	40	-	-	-	-	40
	с. Баханай	-	25	-	-	-	25
	с. Бестях	-	20	-	-	-	20
Оленекский	с. Жилинда	-	-	-	-	60	60
Среднеколымский	с. Хатынгнах	-	25	-	-	-	25
	с. Эбях	-	40	-	-	-	40
	с. Алеко-Кюель	-	-	60	-	-	60
	с. Аргахтах	-	-	30	-	-	30
	с. Сватай	-	-	30	-	-	30
Эвено-Бытантайский	с. Батагай-Альта (Саккырыр)	-	90	-	-	-	90

- Условные обозначения**
- Границы республики
 - Границы районов, улусов
 - Границы районов арктической зоны
 - Крупные реки
 - Районы, улусы не входящие в арктическую зону республики

- Энергетические объекты**
- Теплоэлектроцентр
 - Копельня
 - ДЭС с ТУУ более 5 МВт
 - ДЭС с ТУУ 1-5 МВт
 - ДЭС с ТУУ менее 1 МВт
 - ДЭС более 5МВт
 - ДЭС 1-5 МВт
 - ДЭС менее 1 МВт
 - СЭС 1 МВт
 - СЭС менее 1 МВт
 - ВЭС
 - Подстанция 110кВ



Энергетические объекты, планируемые к вводу до 2021г.

- Проектируемая ТЭС
- Проектируемые ДЭС 1-5 МВт
- Проектируемые ДЭС менее 1 МВт
- Проектируемые СЭС
- Проектируемые ВЭС

Масштаб 1:7 000 000
 0 70 140 210
 в 1 см 70 км

Рисунок 4.7.5 Карта-схема размещения существующих и планируемых к вводу до 2021г. объектов энергетик в арктической зоне Республики Саха (Якутия)

4.7.5. Предварительные предложения в виде перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 6 кВ и выше в арктической зоне республики

В соответствии с Инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» в 2018 г. намечено строительство следующих электросетевых объектов:

- ВЛЗ 6 кВ для замены КЛ-6 кВ п. Тикси Булунского улуса – 4 км;
- ВЛЗ 35 кВ в Тикси – Тикси-3 Булунского улуса – 9,33 км (с установкой трансформаторной подстанции – 2 ед.).

Планируется реконструкция:

- поэтапный ремонт ВЛ 6 кВ (ф.6-12 «Уяндино») протяженностью 46 км, п. Депутатский Усть-Янского улуса, начиная с 2018 г. по 5 км ежегодно;
- реконструкция воздушного перехода ВЛ 6 кВ протяженностью 420 м через р. Яна п. Нижнеянский Усть-Янского улуса с заменой металлических опор;
- продолжение поэтапного ремонта оставшегося участка протяженностью 28,2 км ВЛ 10 кВ (ф. «Соболох-Победа») в п. Хонуу Момского улуса с заменой на СИП с 2018 г. по 5 км ежегодно.

Необходима поэтапная замена трансформаторных агрегатов суммарной мощностью порядка 100 тыс. кВА и линий электропередачи протяженностью более 350 км (68 км напряжением 10 кВ и 283 км напряжением 6 кВ), имеющих высокий процент износа.

4.8. Потребность электростанций в топливе

Основными видами топлива на тепловых электростанциях является природный газ средневилюйского месторождения (Центральный энергорайон) и каменный уголь южно-якутского угольного бассейна (Южно-Якутский энергорайон). Текущее потребление природного газа на ТЭС составляет 1043 тыс.т.у.т., каменного угля – 1506 тыс.т.у.т. Прогноз потребления топлива составлен на базе прогнозов выработки электроэнергии, предоставленных генерирующими компаниями, а также при максимальной загрузке генерирующих мощностей (рис. 4.8.1.). Ожидаемый объем потребления каменного угля на электростанциях оценивается на уровне 1,4 – 1,5 млн т.у.т. в год, максимальное потребление оценивается на уровне 1,7 млн т.у.т. В рассматриваемом периоде несмотря на рост потребности в электроэнергии и тепле, прогнозируется снижение потребления природного газа, обусловленное вводом более экономичной ЯГРЭС-2 и существенным увеличением объемов когенерационной выработки тепловой энергии. Объем потребления природного газа к 2021 г. по данным генерирующих компаний прогнозируется на уровне 1,2 млн т.у.т. Возможная максимальная потребность в природном газе за период может возникнуть в 2017 г. и оценивается на уровне 1,4 млн т.у.т.

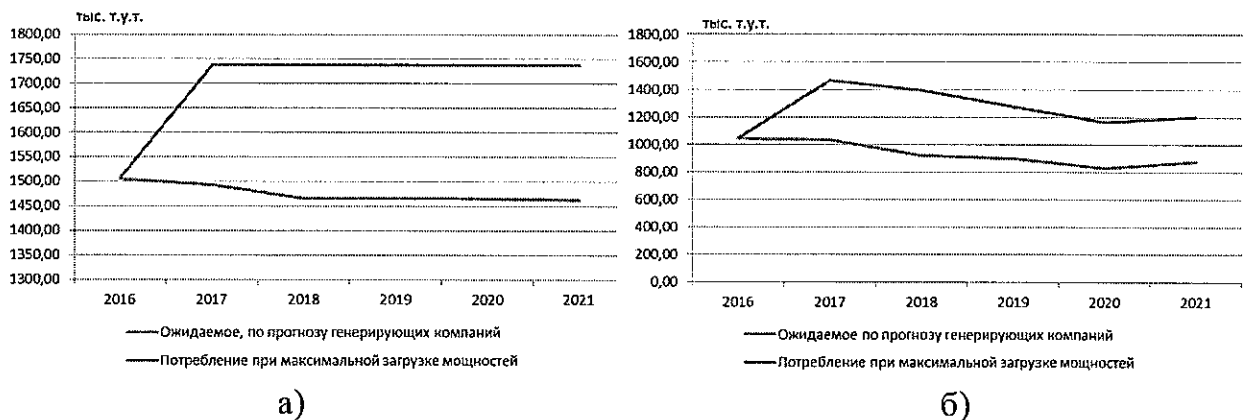


Рисунок 4.8.1 – Прогноз ожидаемого и максимального потребления каменного угля а) и природного газа б) на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Среди автономных источников энергии крупными потребителями природного газа являются мощности ОАО «Сургутнефтегаз», АО «ЯТЭК» и планируемые к строительству ГТУ-ТЭЦ на Чайядинском месторождении (ООО «Газпром Добыча Ноябрьск»). Крупными потребителями дизельного топлива являются АО «Сахаэнерго», ОАО «Эльгауголь», ПАО «АК АЛРОСА», АО «Алмазы Анабара».

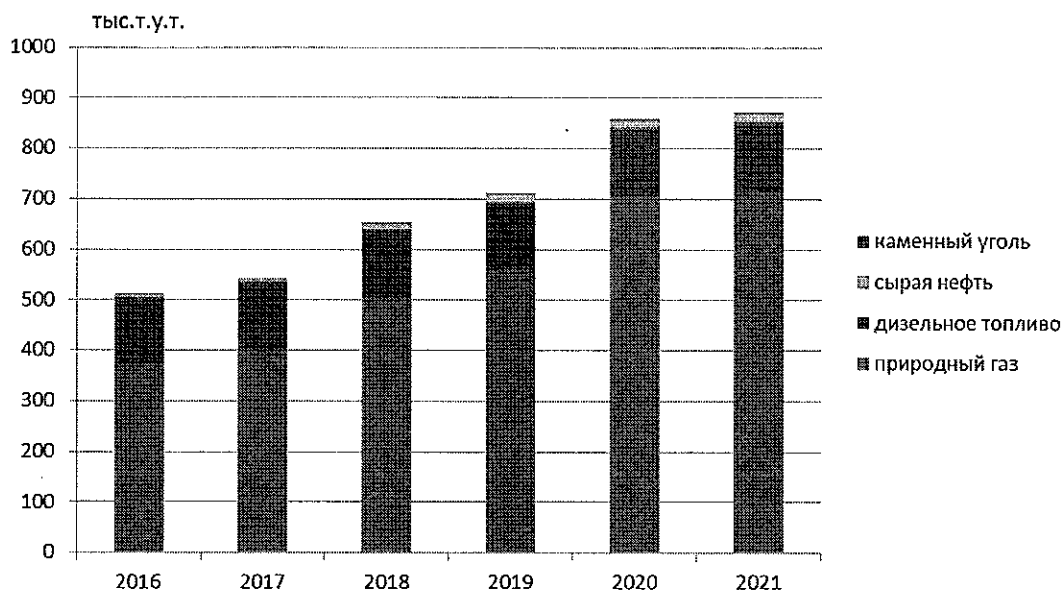


Рисунок 4.8.2 – Прогноз потребления топлива автономными тепловыми электростанциями

Среднегодовой темп прироста потребления топлива на автономных тепловых электростанциях республики оценивается на уровне 8% в год. Суммарное потребление топливных ресурсов к концу периода ожидается на уровне 870 тыс.т.у.т. Основной прирост обусловлен вводом двух ГТУ-ТЭЦ при разработке Чаяндинского НГКМ. Также ожидается рост потребления на ТЭС сырой нефти с 4 тыс.т.у.т. до 14 тыс.т.у.т к концу периода, связанное с переводом ДЭС Нюрбинского ГОК-а на сырую нефть.

4.9. Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих объектов, объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше

4.9.1. Перечень объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше

Перечень объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше разработан на основе:

- Проекта Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2017-2021 годы;
- Технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС»;
- расчетов режимов работы основной электрической сети, выполненных в разделе 4.3 настоящей СиПР;
- перечня электросетевых объектов, направленных на устранение «узких мест», приведенного в разделе 4.4 настоящей СиПР;
- предложений сетевых компаний. В приложении 4.21 приведены обосновывающие материалы по включению в перечень ряда объектов, необходимость реализации которых обусловлена: техническим состоянием объектов, переходом на электроотопление, переводом на проектный класс напряжения.

Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих объектов, объектов электросетевого хозяйства выполнена с разбивкой по собственникам. Показатели стоимости объектов электросетевого хозяйства приняты в соответствии с «Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2016 №75. Перевод в цены 2017 г. осуществлен с применением индекса 1,2689 в соответствии с приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380. Объемы капитальных вложений приведены в таблице 4.9.1.

Таблица 4.9.1 – Объемы инвестиций в сооружение объектов электросетевого хозяйства

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					
				2017	2018	2019	2020	2021	Итого
<i>ПАО "Якутскэнерго"</i>									
1	Установка АОСН, действующих на отключение нагрузки потребителей электрической энергии на ПС 110 кВ Виллойск, ПС 110 кВ Верхневиллойск		2017	0,20					0,20
2	Мероприятия по групповому регулированию реактивной мощности	150 Мвар	2020-2024				62,11	64,18	126,29

	(УШРИБСК) Л-203, Л-204, Л-205, Л-206, Л-207, Л-208								
3	Установка устройства АОПЧ на Каскаде Вилойских ГЭС 1, 2		2018		1,36	7,98			9,34
4	Реконструкция Л-112 «Якутск-Хандыга» (переход через р.Алдан)	6 км, АС-240, АСУ-300	2017	13,51					13,51
5	Установка АОСН, действующих на отключение нагрузки потребителей электрической энергии на объектах электроэнергетики Айхало-Удачинского энергорайона		2018	2,67	2,66				5,33
6	Переход Л 35-1К Хандыга-Крест-Хальджай через р. Томпо (установка повышенной металлической опоры на новом месте из-за изменения русла реки)	1,8 км, АС-35	2018	4,08	21,57				25,65
7	Переход ВЛ-110 кВ Л-118 «Хандыга-Джебарики-Хая» через р. Тыры	1,5 км, АС-120	2018	5,66	11,94				17,60
8	ПС 110 кВ Нижний Бестях (установка токоограничивающего реактора на 35 кВ)		2018		20,42				20,42
9	Реконструкция ПС 110 кВ Мохсоглох (замена трансформатора, выключателя)	2x10+7,5 МВА	2018	29,66	15,99				45,65
10	Реконструкция ПС 110 кВ Нюрба (замена трансформаторов)	2x10 МВА	2018	42,09	9,08				51,17
11	Реконструкция ПС 110 кВ Мурья (устройство ОРУ 35 кВ, в т.ч. ячейки с коммутационной аппаратурой)	6,3 МВА	2018	10,55	30,03				40,58
12	Реконструкция ВЛ 35 кВ Вилойск-Битонг	38,58 км, АС-35, АС-50	2020			6,48	12,68		19,16
13	Реконструкция с заменой трансформатора на ПС 110 кВ Бердигестях	10 МВА	2019			21,99			21,99
14	Реконструкция с заменой трансформатора на ПС 35 кВ Тамалакан	2 МВА	2019			5,74			5,74
15	Строительство ПС 35 кВ Сунтар-3 с ВЛ 35 кВ		2019	20,71	55,96	85,43			162,10

16	Строительство ПС 35 кВ Южная Нюя		2019		31,11	71,59			102,70
17	Реконструкция ПС 110 кВ Тойбохой (замена оборудования ОРУ 35 кВ)	2х6,3 МВА	2020			41,09	44,49		85,58
18	Реконструкция ПС 35 кВ Усунь-Кель (замена трансформатора)	10 МВА	2021					17,55	17,55
19	Реконструкция ПС 220 кВ Мирный, 1-ый этап (замена фундаментов сооружений ОРУ 220 кВ, замена оборудования ОРУ 220 кВ)		2021		19,40	70,54	118,05	59,57	267,56
20	Реконструкция ПС 220 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ (замена трансформатора, строительство ВЛ 110 кВ)	5,6 км	2020		28,78	60,83	97,75		187,36
21	Реконструкция ПС 220 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ (монтаж РЗАИ, СДТУ на смежных подстанциях)		2020			118,28	101,3		219,58
22	Реконструкция ПС 220 кВ Фабрика-3 (2-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ (реконструкция ВЛ-220 кВ, замена деревянных опор на 2-х цепные металлические, расширение ОРУ 110 кВ ПС Мирный)		2021-2023					70,54	70,54
23	Строительство ПС 110 кВ Марха	2х16 МВА	2020	118,52	110,50	108,62	251,83		589,47
24	Строительство заходов на ПС 220 кВ Майя		2018	119,90	367,72				487,62
25	Реконструкция ПС 35 кВ Сунтар-2 (присоединения)		2018	0,58	23,44				24,02
26	Реконструкция ПС 35/6 кВ Бриндакит (замена трансформаторов)		2020	34,23	14,98	24,14	35,32		108,67
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ Эльдикан - Солнечный	40,8 км	2020-2023				19,03	37,83	56,86
28	Реконструкция с заменой масляных выключателей ММО и НЛД на элегазовые ВГТ-110 на Якутской ГРЭС		2019-2021		2,91	7,91	8,31	17,88	37,01
29	Реконструкция с заменой маслонаполненных вводов ГБМЛП-100 на высоковольтные		2018-2020	5,54	5,52	5,75	5,69		22,50

	ввода типа ГКЛП на Якутской ГРЭС								
Итого ПАО "Якутскэнерго"				407,90	773,37	636,37	756,56	267,55	2841,75
АО "ДРСК"									
30	Реконструкция ПС 110 кВ Малый Нимныр	1 ячейка 110 кВ	2017	62,41					62,41
31	Реконструкция ВЛ 35 кВ Томмот – Алексеевск и ВЛ 35 кВ Томмот – Н.Якокитская		2017	13,89					13,89
32	Реконструкция ПС 110 кВ ЗИФ (установка БСК)		2017	1,49	10,13				11,61
33	Замена ТТ 110 кВ	24 фазы ТТ	2017-2018	24,86	24,86				49,73
34	Сооружение ПС 110 кВ Комсомольская с двумя одноцепными ВЛ от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-114, Л-115) до ПС 110 кВ Комсомольская		2018	438,99	877,99				1316,98
35	ПС 220 кВ КС-3 с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Амга	2х10 МВА 2х0,05 км	2018	9,67	206,71	469,76			686,14
36	ПС 220 кВ КС-5 с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Нагорный	2х10 МВА 2х0,05 км	2018	9,68	14,23	335,55	352,63		712,09
37	Строительство ПС 110 кВ КС-4 с двумя одноцепными ВЛ 110 кВ НПС-18 - КС-4	2х10 МВА, 2х7 км	2019	0,30	22,59	236,53	307,28		566,70
38	Реконструкция ВЛ 35 кВ Алексеевск - Укулан	0,19 км	2019			1,40			1,40
39	Строительство ПС 35/10 кВ Промзона	2х10 МВА	2019	0,06	129,01	112,49			241,56
40	Строительство 2-х цепной ВЛ 35 кВ (в габ. 110 кВ) Томмот - Промзона	5,07 км	2020			29,13	55,61		84,74
41	Перевод ЛЭП 110 кВ ТДЭС - 24 км на напряжение 35 кВ	16,8 км	2021		1,39		42,22		43,61
42	Реконструкция ВЛ 35 кВ Промзона - Левобережная	3,29 км	2021					45,74	45,74
43	Реконструкция ПС 110 кВ Алдан	2х25 МВА	2023		7,03	2,60		35,44	45,06
44	Реконструкция ВЛ 110 кВ М.Нимныр - Б.Нимныр	2,9 км	2024					1,62	1,62
Итого АО "ДРСК"				561,36	1293,94	1187,45	757,74	82,80	3883,28
ПАО "ФСК ЕЭС"									

45	ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №1 и №2	2х268 км 100 Мвар	2017, 2019 2022	3857,97	5143,96	3857,97			12859,91
46	с ПС 220 кВ Эльгауголь	2х125 МВА 2хШР-25 Мвар 4хБСК-25 Мвар				1194,44			1194,44
47	Реконструкция КРУЭ 110 кВ ПС Майя для присоединения ВЛ 110 кВ Майя - Бютейдах	1 ячейка 110 кВ	2017	20,99					20,99
48	ПС 220 кВ Томмот	2х63 МВА, УШР 100 Мвар	2017	1101,22					1101,22
49	Реконструкция РЗА ПС Олёкма	1 ячейка 110 кВ	2017	4,62					4,62
50	ПС 220 кВ НПС- 15. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующих НПС	2х40 МВА	2017	104,76					104,76
51	ПС 220 кВ НПС- 16. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующих НПС	2х32 МВА	2017	102,02					102,02
52	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1 и № 2	2х262 км	2018	5176,27	5176,27				10352,55
53	ПП 220 кВ Амга с заходами ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-15 №1 с отпайкой на НПС-16	2х8 км	2018		1130,70				1130,70
54	ПП 220 кВ Нагорный с заходами ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь	2х8 км	2018	205,88	823,54				1029,42
55	ПС 220 кВ НПС- 17. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующих НПС	2х40 МВА	2018		104,76				104,76
56	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19- Нижний Куранах (№ 3)	290 км	2019	3215,50	3215,50	3215,50			9646,51
57	ПС 220 кВ НПС- 11. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующих НПС	2х40 МВА	2019			104,76			104,76
58	ПС 220 кВ НПС- 19. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующих НПС	2х40 МВА	2019			104,76			104,76
Итого ПАО "ФСК ЕЭС"				13789,2 4	15594,7 4	8477,44	0,00	0,00	37861,41
АО "ДВЭУК"									

59	ВЛ 220 кВ Пеледуй - НПС-9 №1 и №2	2x125 км 2x135 км	2017	5334,33					5334,33
60	ПС 220 кВ Олекминск, замена трансформаторов	2x40 МВА	2017	104,76					104,76
61	Сооружение ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олекминск - КС-2	2x10 МВА 2x24,6 км	2017	914,85					914,85
62	ПС 220 кВ НПС-12. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующих НПС	2x40 МВА	2017	104,76					104,76
63	ПС 220 кВ НПС-13. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующих НПС	2x40 МВА	2017	104,76					104,76
64	ПС 220 кВ НПС-14. Замена силовых трансформаторов ОРУ на существующих НПС	2x40 МВА	2017	104,76					104,76
65	Установка двух линейных выключателей 220 кВ на ВЛ 220 кВ Городская - Пеледуй (Л-233), ВЛ 220 кВ Городская-Пеледуй (Л-234) и СВ-200 кВ на ПС 220 кВ Пеледуй	3 ячейки 220 кВ	2017	92,97					92,97
66	Установка устройства ПА с функциями автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) и автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на ПС 220 кВ Олекминск		2017	1,50					1,50
67	ВЛ 220 кВ Сунтар - Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба (III и IV пусковые комплексы ВЛ 220 кВ «Мирный-Сунтар-Нюрба»)	161 км, 2x63 МВА	2021					5004,69	5004,69
68	ВЛ 220 кВ Нюрба - Накын с ПС 220 кВ Накын	2x190 км, 2x40 МВА	2021					5679,04	5679,04
69	ПС 220 кВ Чаюнда с отпайками от ВЛ 220 кВ Городская - Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на НПС-11	2x63 МВА 2x75 км	2018	1485,25	2970,50				4455,75
70	ПС 220 кВ КС-1 с заходами ВЛ 220 кВ НПС-12 - НПС-13	2x10 МВА 2x7,1 км	2019		543,76	543,76			1087,51

71	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олёкминск (Л-242) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар		2019			0,66			0,66
Итого АО "ДВЭУК"				8247,94	3514,26	544,42	0,00	10683,73	22990,34
ПАО "РАО ЭС Востока"									
72	СВМ Якутской ГРЭС-2	2x31,1 км	2017	1007,88					1007,88
Итого ПАО "РАО ЭС Востока"				1007,88	0,00	0,00	0,00	0,00	1007,88
ПАО "АК "АЛРОСА"									
73	Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС с сооружением ПС 220 кВ ГПП (Светлый)	1x25 МВА	2020				615,55		615,55
Итого ПАО "АК "АЛРОСА"				0,00	0,00	0,00	615,55	0,00	615,55
МСХиПП РС(Я)									
74	ВЛ 110 кВ Майя - Бютейдах с ПС 110 кВ Бютейдах	240 км 2x16 МВА	2017	357,34					357,34
Итого МСХиПП РС(Я)				357,34	0,00	0,00	0,00	0,00	357,34
ИТОГО по Республике Саха (Якутия)				24371,66	21176,30	10845,67	1514,30	11034,08	68942,01

4.9.2. Предложения по корректировке сроков ввода объектов электросетевого хозяйства относительно проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 годы

В ходе разработки настоящей СиПР выявлена необходимость корректировки сроков ввода объектов, предусмотренных проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 годы. Предложения по корректировке приведены в таблице 4.9.2.

Таблица 4.9.2 – Предложение по корректировке сроков ввода объектов электросетевого хозяйства

№ п/п	Наименование объекта	Срок ввода (вывода) согласно проекту СиПР	Предложение по корректировке	Обоснование
1.	ПС 220 кВ Чайнда с отпайками от ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1,2 с отпайками на ПС НПС-11	2018	2024	Письмо АО «ДВЭУК» от 08.12.2016 № ДВЭУК-01-133-4038, протокол заседания рабочей группы по разработке комплексного плана мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической энергии в Дальневосточном федеральном округе для обеспечения энергоснабжения строящихся объектов

№ п/п	Наименование объекта	Срок ввода (вывода) согласно проекту СпПР	Предложение по корректировке	Обоснование
				газотранспортной инфраструктуры, в том числе магистрального газопровода «Сила Сибири» от 21.12.2016 № 09-3201 пр. в г. Москва, Письмо ПАО «Газпром» от 10.03.2017 № 03/36-1467
2.	ПС 220 кВ КС-1 с заходами ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13	2019	2020	Письмо АО «ДВУЭК» от 08.12.2016 № ДВЭУК-01-133-4038, протокол заседания рабочей группы по разработке комплексного плана мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической энергии в Дальневосточном федеральном округе для обеспечения энергоснабжения строящихся объектов газотранспортной инфраструктуры, в том числе магистрального газопровода «Сила Сибири» от 21.12.2016 № 09-3201 пр. в г. Москва, Письмо ПАО «Газпром» от 10.03.2017 № 03/36-1467
3.	ПС 220 кВ Олекминск, замена трансформаторов	2017	2018	Письмо АО «ДВУЭК» от 08.12.2016 № ДВЭУК-01-133-4038
4.	ПС 220 кВ КС-3 с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Амга	2018	2019	Письмо ПАО «Газпром» от 10.03.2017 № 03/36-1467
5.	ПС 220 кВ КС-5 с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Нагорный	2018	2020	Письмо ПАО «Газпром» от 10.03.2017 № 03/36-1467
6.	ПС 220 кВ ГПП (Светлый)	Отсутствует	2019-2020	В послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) в режиме зимнего максимума нагрузок (загрузка Светлинской ГЭС – 150 МВт, потребление ЗЭР — 600 МВт) в нормальной схеме при изолированной работе ЗЭР РС(Я) с ОЭС Востока выявлено возникновение дефицита активной мощности в объеме 150 МВт и, как следствие, снижение частоты электрического тока до значения 48,3 Гц с работой АЧР в ЗЭР РС(Я), действующей на отключение нагрузки потребителей объемом до 81 МВт. В настоящее время одна из линий 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная отключена от Светлинской ГЭС и используется для электроснабжения ПС 110 кВ Вилюй (пос. Светлый). Необходимо сооружение ПС 220 кВ ГПП (Светлый) и присоединение 2-ой ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная к Светлинской ГЭС для восстановления проектной схемы выдачи мощности

№ п/п	Наименование объекта	Срок ввода (вывода) согласно проекту СиПР	Предложение по корректировке	Обоснование
7.	ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба ВЛ 220 кВ Нюрба – Накын с ПС 220 кВ Накын	Отсутствует	2021	Реализация Комплексного инвестиционного проекта электроснабжения Вилюйской группы улусов и Накынского месторождения

4.10. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований республики

Схема теплоснабжения объекта согласно статье 2 Федерального закона «О теплоснабжении» – это документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Необходимость разработки схем теплоснабжения городов (поселений) определена Федеральным Законом от 27.07.2010 (в ред. от 01.05.2016) № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Развитие систем теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения. Порядок их разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

По состоянию на 14 марта 2017 г. по данным Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) во всех муниципальных образованиях Республики Саха (Якутия) схемы теплоснабжения разработаны и утверждены, кроме схемы теплоснабжения МО «Берелехский наслег» Аллаиховского улуса, которая находится на стадии утверждения.

Наиболее крупной системой теплоснабжения республики, по которой разработана схема теплоснабжения, является схема теплоснабжения г. Якутска. «Схемой теплоснабжения городского округа «Город Якутск» до 2032 года», утвержденной постановлением окружной администрации города Якутска от 03.03.14 г. № 34п и актуализированной версией на 2017 г., утвержденной постановлением Окружной администрации города Якутска от 16.06.16 г. № 120п, учитывается по 1 варианту:

- строительство блочно-модульных котельных вместо котельных «Школа-интернат», «Заречная», «Холбос»;
- увеличение мощности котельной Красильникова 9 (дополнительный котел на 2 МВт);
- перевод нагрузки котельной «Школа №3» на котельную «Чернышевского 60».

По 2 варианту:

- переключение потребителей котельных «Промкомплекс», «ЯГУ-1», «ЯГУ-2», «квартал 2», «квартал 4» к источнику от Якутской ГРЭС-2 со строительством ЦТП и строительством/реконструкцией сетей теплоснабжения;
- оптимизация источников теплоснабжения в Автодорожном округе со строительством блочно-модульных котельных с закрытием квартальных котельных и строительством ЦТП и сетей теплоснабжения: строительство котельной

Автодорожной 20 с закрытием или переоборудованием котельных «ЯПАП-1», «ЯМРО СХТ», «Красильникова 9» под ЦТП, реконструкция котельной «Чернышевского 60» с закрытием котельной «Школа №3», реконструкция котельной «ПТКУ» с закрытием котельной «Предприятие 14»;

– строительство ЦТП «Деткомбинат» в мкрн. Марха с переключением потребителей котельных «Деткомбинат» Якутрайпо, «Школа-интернат», «Заречная», «Холбос».

В независимости от вариантов:

– строительство Якутской ГРЭС-2 тепловой мощностью 569,8 Гкал/ч;

– строительство пиковой водогрейной котельной на Якутской ГРЭС-1 мощностью 300 Гкал/ч;

– модернизация и оптимизация котельной «Лермонтова 200» (с выводом котельной «Гидромет», «Лермонтова 198»);

– реконструкция котельной «Радиостанция» Тулагино-Кильдямского наслега;

– реконструкция котельной «Чернышевского 60»;

– переключение потребителей котельной «106 квартал» на источник теплоснабжения от ЯГРЭС-2.

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.

Согласно «Схеме теплоснабжения МО «Город Нерюнгри» Нерюнгринского района РС(Я) на период до 2030 г.», утвержденной 05.09.14 постановлением Нерюнгринской городской администрации, 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 РС(Я)», 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 РС(Я) на период до 2029 г.», утвержденной 26.10.15 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 РС(Я) на период до 2029 г.», утвержденной 17.09.15 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 РС(Я) на период до 2029 г.», утвержденной 27.05.15 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 РС(Я)», утвержденная 16.03.15 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.

4.11. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Республики Саха (Якутия)

Для обеспечения перспективной потребности в тепловой энергии в республике в рассматриваемый период производство тепла возрастет с 14,2 млн Гкал в 2015 г. до 14,7 млн Гкал в 2021 г. Увеличение производства тепловой энергии в 2021 г. составит 3,5% по сравнению с уровнем 2015 г. Столь незначительное увеличение уровня производства тепловой энергии по сравнению с увеличением теплопотребления объясняется значительным сокращением потерь тепловой энергии с 21,4% в 2015 г. до 16,0% в 2021 г. Достижение такого уровня сокращения потерь тепловой энергии планируется за счет проведения мероприятий по реконструкции и строительству новых тепловых сетей. Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2021 г. по типам источников приведена в таблице 4.11.1.

Таблица 4.11.1 – Прогноз производства тепловой энергии в республике, млн Гкал

Показатель	Годы						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Производство тепловой энергии, всего, в том числе:	14,17	14,30	14,41	14,46	14,51	14,50	14,70
электростанции	4,45	4,50	4,37	4,48	4,50	4,67	5,01
котельные	9,17	9,22	9,46	9,40	9,42	9,24	9,08
электробойлерные	0,49	0,49	0,49	0,50	0,50	0,51	0,51
ТУУ и прочие	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

Источник: данные компаний – см. Приложение к разделу 4.11; оценки авторов.

За рассматриваемый период в структуре производства тепловой энергии в республике предполагаются некоторые изменения. Производство тепла электростанциями региона в рассматриваемой перспективе увеличится на 12,5%, при этом доля тепловой энергии, производимой путем когенерации, увеличится с 31,4% в 2015 г. до 34,0% в 2021 г. Динамика производства тепла котельными в перспективе различна: в середине периода наблюдается некоторое увеличение объемов производства, в дальнейшем – сокращение до уровня 2015 г.

При этом доля производства тепловой энергии котельными сократится с 64,7% в 2015 г. до 61,8% в 2021 г. Объемы производства тепловой энергии за рассматриваемый период практически не изменятся, при этом доли электробойлерных, теплоутилизационных установками и прочих источников энергии в общей структуре производства составят 3,4% и 0,6% соответственно.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2021 г. представлена на рисунке 4.11.1.

Для рассмотрения предложений по модернизации крупных систем теплоснабжения муниципальных образований республики в таблице 4.11.2 представлен более детальный прогноз на период до 2021 г. производства тепловой энергии электростанциями крупных генерирующих компаний.

Основным мероприятием по модернизации системы централизованного теплоснабжения г. Якутска является вывод мощностей на Якутской ГРЭС и ввод в эксплуатацию Якутской ГРЭС-2 и пиковой водогрейной котельной новой станции, суммарной установленной мощностью 469 Гкал/ч. Вывод мощности Якутской ГРЭС планируется начать в 2017 г., в итоге к концу рассматриваемого периода установленная тепловая мощность станции составит 174 Гкал/ч.

В 2018 г. предполагается закрытие котельной 106 кв., установленная тепловая мощность которой 60 Гкал/ч. Ввод в эксплуатацию первой очереди Якутской ГРЭС-2 и пиковой водогрейной котельной на площадке Якутской ГРЭС планируется в 2018 г., что позволит покрыть возможный дефицит мощности в связи с закрытием теплоисточников. Переключение тепловой нагрузки потребителей потребует значительной перестройки и модернизации тепловых сетей, основная часть мероприятий направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений путем строительства центральных тепловых пунктов и ликвидации убыточных котельных с целью рационального использования свободных мощностей существующих (строящихся) источников теплоснабжения. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки не предусматривается.

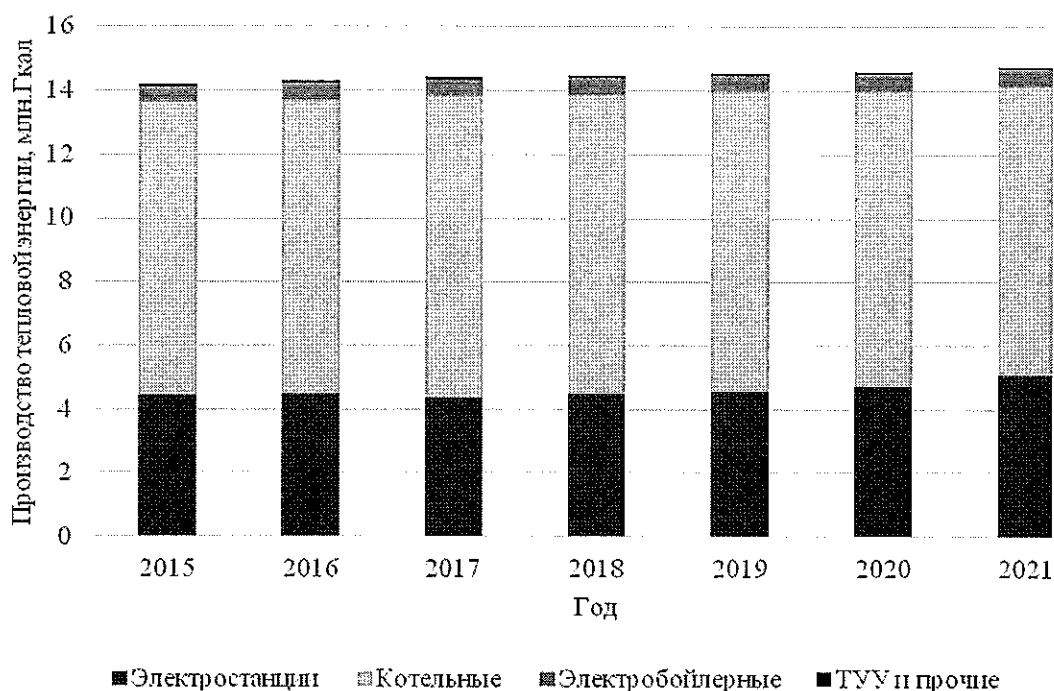


Рисунок 4.11.1 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2021 г.

Таблица 4.11.2 – Прогноз производства тепловой энергии на электростанциях крупных генерирующих компаний республики, тыс. Гкал

Показатель	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Производство тепловой энергии электростанциями, всего	4448	4503	4369	4481	4504	4666	5008
в том числе:							
ПАО "Якутскэнерго"	2279	2314	2189	2299	2277	2317	2552
ЯТЭЦ	923	944	944	944	944	944	944
ЯГРЭС	1356	1370	1245	1120	995	435	435
ЯГРЭС-2	-	-	-	235	338	938	1173
АО "Сахаэнерго"	75,1	75,1	75,1	75,1	75,1	75,1	75,1
ОАО "ДГК"	2076	2113	2105	2107	2107	2107	2107
Нерюнгринская ГРЭС	1762	1798	1852	1851	1852	1852	1852
Чульманская ТЭЦ	314	315	253	255	255	255	255
ГТУ-ТЭЦ Чаяндынское НГКМ						120	220
ГТУ-ТЭЦ Ботуобинское НГКМ					44,8	46,6	53,8

Источник: данные компаний, оценка авторов.

В ранее выполненных работах упоминался вывод из эксплуатации Чульманской ТЭЦ. В настоящее время проводятся работы по разработке оптимального варианта модернизации системы теплоснабжения г. Нерюнгри, в связи с чем вывод станции из эксплуатации перенесен за пределы рассматриваемого периода.

В Верхнеколымском улусе начато строительство Зырянской мини-ТЭЦ тепловой мощностью 63 Гкал/ч для теплоснабжения близ расположенных

населенных пунктов. По состоянию на 01.01.2017 строительная готовность объекта составляет 76%. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства решается вопрос о консервации смонтированного оборудования.

Для покрытия возникающей потребности в тепловой энергии при обустройстве Чайндинского и Средне-Ботуобинского НГКМ планируется строительство ГТУ-ТЭЦ. Установленная тепловая мощность энергоблоков ГТУ-ТЭЦ Чайндинского НГКМ составит 100,2 Гкал/ч, ввод в эксплуатацию станции планируется в 2020 г. Ввод в эксплуатацию энергоблоков ГТУ-ТЭЦ Средне-Ботуобинского НГКМ установленной тепловой мощностью 17,92 Гкал/ч предполагается в 2019 г.

В ранее выполненных работах предполагалось значительное увеличение производства тепловой энергии электродотельными за счет перевода части потребителей Нюрбинского и Сунтарского улусов на электроотопление, теплоснабжение Накынского ГОКа также планировалось осуществлять с помощью электроэнергии. В соответствии с информацией АК «АЛРОСА» (ПАО) вопрос перехода Накынского месторождения на централизованное энергоснабжение рассматривался институтом «Якутнипроалмаз» АК «АЛРОСА» (ПАО) в период 2010–2016 гг. По результатам выполненных работ электроснабжение Накынского ГОКа от централизованной энергосистемы с учетом текущих тарифов на электроэнергию и требуемых инвестиций в строительство ЛЭП 110/220 кВ было признано нецелесообразным. В настоящее время котельные ГОКа и УМТС на Накынской промплощадке переведены на нефть, также ведутся работы по переводу ДЭС на нефть, которые планируется завершить в 2018 г.

Вышеописанная модернизация систем теплоснабжения муниципальных образований республики влечет за собой изменения установленной тепловой мощности источников республики. В таблице 4.11.3 представлены вводы и выходы тепловой мощности на энергоисточниках республики в период до 2021 г.

Таблица 4.11.3 – Ввод/вывод тепловой мощности на энергоисточниках республики

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Ввод/вывод тепловой мощности, всего, Гкал/ч	-50	659	-32,1	-123,8	
Электростанции					
ЯГРЭС	-50	-50	-50	-224	
ЯГРЭС-2		469			
Чаяндинское НГКМ				100,2	
Среднеботуобинское НГКМ			17,9		
Котельные					
Котельная 106 кв.		-60			
ПВК Якутской ГРЭС-1		300			

Как видно из таблицы 4.11.3 динамика изменения установленной тепловой мощности источников республики неравномерна на протяжении рассматриваемого перспективного периода. Наибольший ввод тепловой мощности предполагается в 2018 г. в связи с вводом в эксплуатацию Якутской ГРЭС-2 и пиковой водогрейной котельной на площадке Якутской ГРЭС.

4.12. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований республики

Протяженность тепловых сетей в Республике в 2015 г. составила 3,91 тыс. км, причем 81,9% из них распределительные сети диаметром до 200 мм. Согласно статистическим данным (формы Росстата 1-ТЕП) износ тепловых сетей в 2015 г. не превысил 18,2%, в действительности фактический уровень износа значительно выше. Основная доля эксплуатируемых тепловых сетей (около 42%) принадлежит ГУП «ЖКХ РС (Я)» при этом износ тепловых сетей предприятия превышает 57%.

Данные по протяженности тепловых сетей различной ведомственной принадлежности представлены в таблице 4.12.1.

Таблица 4.12.1 – Протяженность тепловых сетей (состояние 2015 г.)

Предприятие, ведомство	Протяженность тепловых сетей, км			Износ, %
	Всего	из них:		
		магистральные	внутриквартальные	
ПАО «Якутскэнерго»	431,6	156,2	275,4	38
АО «Сахаэнерго»	36,4		36,4	32,4
ОАО «ДГК»	139,5	79,5	60,0	н/д
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	1623,2	6,8	1614,4	57
АО «Теплоэнергосервис»	485,5	282,1	203,4	41,8
АК «АЛРОСА» (ПАО)	418,7	94,2	451,2	28,1
АО «ДСК»	13,4	9,5	3,9	н/д
Прочие ведомства	762,9	н/д	н/д	н/д
Всего	3911,2	589,2	3202,9	18,2

Источник: годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго» за 2015 г., годовые отчетные данные ОАО «ДГК», АО «Теплоэнергосервис», ГУП «ЖКХ РС (Я)», АО «ДСК», АК «АЛРОСА» (ПАО) за 2015 г.

Прокладка тепловых трасс во многих районах республики надземная, тепловая изоляция трубопроводов выполнена минватой, теплоизоляционными полотнами ПСХТ. Изоляция на некоторых участках находится в неудовлетворительном состоянии, что приводит к дополнительным тепловым потерям в сетях. Деревянные короба, в которые уложены некоторые трубопроводы с изоляцией из древесной стружки, подвергаются воздействию атмосферных осадков, что является негативным фактором.

Все это свидетельствует о том, что теплосетевое хозяйство республики требует особого внимания и значительных капиталовложений в модернизацию существующих тепловых сетей и в строительство новых теплотрасс от новых источников теплоснабжения.

Объемы перекладки тепловых сетей, необходимые для поддержания нормального их функционирования представлены в таблице 4.12.2.

Увеличение протяженности тепловых сетей к 2021 г. составит порядка 1%, 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 2021 гг. строительство новых тепловых сетей составит 75,5 км, модернизация существующих тепловых сетей – 513,0 км. В соответствии с представленной динамикой замены тепловых сетей уровень износа возрастет до 18,7 %.

Таблица 4.12.2 – Прогноз развития теплосетевого хозяйства на 5-летний период

Показатель	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Протяженность тепловых сетей, км, всего	3991,2	3986,2	3993,4	4003,4	4012,1	4017,0	4022,8
Строительство новых тепловых сетей, км		12,15	15,06	13,73	9,83	10,83	13,93
в том числе:							
ПАО «Якутскэнерго»		4,45	0,88	1,95	1,95	1,95	5,05
АО «Сахаэнерго»			1,8	3,1	3,5	4,5	4,5
АО «Теплоэнергосервис»		7,7	8	4,3			
ОАО «ДГК»			4,38	4,38	4,38	4,38	4,38
Модернизация существующих тепловых сетей, км	89	87,6	112,3	112,8	107,6	3,7	0
в том числе:							
АО «Теплоэнергосервис»		10	10,2	12,1			
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	89	74	96	97	104		
ПТВС АК «АЛРОСА» (ПАО)		3,6	3,8	3,7	3,6	3,7	
ПАО «Якутскэнерго»			2,3				
Износ тепловых сетей, %	18,2	19,5	20,3	19,5	18,7	17,0	18,7

Источник: ИПР ПАО «Якутскэнерго», АО «Теплоэнергосервис», АО «Сахаэнерго», ГУП «ЖКХ РС (Я)», ПТВС АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «ДГК», оценки авторов.

В связи с этим необходимо рекомендовать энергоснабжающим предприятиям при разработке программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.

4.13. Рекомендации по выполнению дополнительных исследований, проектных работ в части перспективного развития электроэнергетики республики

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 выполнение дополнительных, детальных обосновывающих работ и реализация выполненных.

Присоединение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям 220 кВ ЕНЭС России

В настоящее время Талаканская ГТЭС с установленной мощностью 135 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 60,5 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 2018 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 2021 г. составит 27 МВт.

Баланс мощности Талаканской ГТЭС на 2017-2020 гг. приведен в таблице 4.13.1.

Таблица 4.13.1 – Балансы мощности Талаканского НГКМ, МВт

Республика Саха (Якутия)	2017	2018	2019	2020	2020
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	135	135	135	135	135
Талаканская ГТЭС	135	135	135	135	135
Потребность (собственный максимум), в т.ч.:	74,5	84,5	98,1	106	108
Талаканское НГКМ*	54	62	67	69	71
Сторонние потребители	20,5	22,5	31,1	37	37
ИЗЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	60,5	50,5	36,9	29	27

* - 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 строящейся 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.

Предполагаемая схема подключения ГТЭС приведена на рисунке 4.13.1.

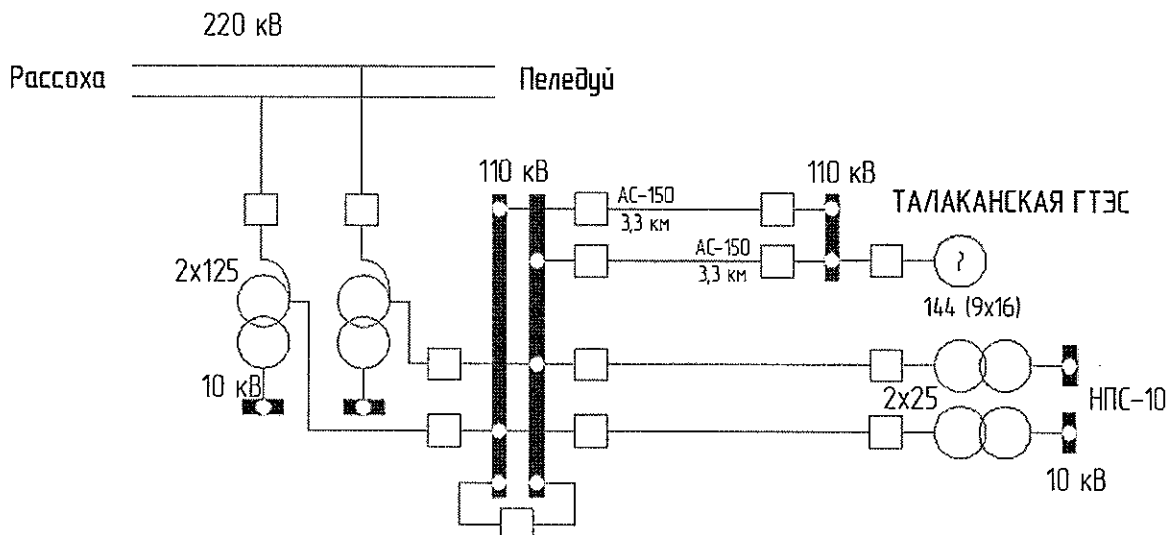


Рисунок 4.13.1 – Схема подключения Талаканской ГТЭС

Для обоснования целесообразности и эффективности присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям необходима разработка технико-экономического обоснования строительства ПС220 кВ Новая с детальной

проработкой схем подключения с учетом тарифных составляющих и режимных условий.

Развитие сетей 110-220 кВ в направлении Майя – Хандыга – Джебарики-Хая с дальнейшим объединением с Магаданской энергосистемой

В настоящее время электроснабжение потребителей в направлении ПС 110 кВ Джебарики-Хая, Солнечный осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью около 600 км, при нормативе не более 150 км при двухстороннем питании. К указанным ВЛ подключено 9 ПС 110 кВ. Энергоснабжение указанного энергоузла является ненадежным. 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.

Для обеспечения надежного электроснабжения указанного энергоузла в утвержденной приказом Минэнерго России от 09 сентября 2015 г. № 627 СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы предусматривалось строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга протяженностью около 350 км и ПС 220 кВ Хандыга мощностью 2х63 МВА с вводом в 2021 г. В настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга с ПС 220 кВ Хандыга, исключено из утвержденной Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016-2022 годы и не предусмотрено в Проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017–2023 годы (находится на утверждении в Министерстве энергетики РФ).

Участок ВЛ 220 кВ является стратегически важным начальным звеном для объединения Якутской и Магаданской энергосистем и присоединения Магаданской энергосистемы на параллельную работу с ЕЭС России.

На основании вышеперечисленного, 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, имеющей две ГЭС со значительными холостыми сбросами в связи с отсутствия потребителей.

Развитие электрической сети 110-220 кВ в узле Сунтар – Нюрба – Вилюйск – Якутск

В настоящее время электроснабжение потребителей в направлении ПС 110 кВ Вилюйск осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью около 400 км. К указанным ВЛ подключено 7 ПС 110 кВ. Энергоснабжение указанного энергоузла является ненадежным, что подтверждено результатами расчетов электрических режимов.

Для обеспечения надежного электроснабжения указанного энергоузла в утвержденной приказом Минэнерго России от 09 сентября 2015 г. № 627 СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы предусматривалось строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба протяженностью около 160 км и ПС 220 кВ Нюрба мощностью 2х63 МВА с вводом в 2017 г. На настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Сунтар – Нюрба, исключено из утвержденной Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016-2022 годы и не предусмотрено в Проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017–2023 годы (находится на утверждении в Министерстве энергетики

РФ). Проектирование ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба выполнено ООО «Премьер-Энерго» в 2012 году, имеется положительное заключение государственной экспертизы.

Учитывая, что строительство одноцепных ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба и ПС 220 кВ Сунтар – Нюрба необходимо для надежного электроснабжения существующих потребителей и осуществления подключения перспективных потребителей рекомендуется добавить данный объект в СиПР ЕЭС России со сроком ввода в 2021 году.

Кроме неудовлетворительной надежности электроснабжения потребителей указанного района 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 – Виллойск – Бердигестях – Якутск, представляется целесообразной разработка Схемы развития электрических сетей 110-220 кВ Северной части Якутской энергосистемы для объединения ЗЭР и ЦЭР. В предлагаемой работе следует рассмотреть целесообразность сооружения малой электростанции на газе в районе Виллойска. Эта электростанция является актуальной в связи с появляющимся дефицитом электроэнергии в ЗЭР к 2017 г при маловодности.

4.14. Карта-схема размещения объектов электроэнергетики республики на 2017- 2021 годы

Карта-схема размещения объектов электроэнергетики республики на 2017-2021 годы приведена в приложении 4.13.
