



ГУБЕРНАТОР ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

26 июня 2015 г.

№ 102-ПП

г. Салехард

**Об утверждении схемы и программы перспективного развития
электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа
на период 2016 – 2020 годов**

В целях исполнения требований правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить прилагаемые схему и программу перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2016 – 2020 годов.

2. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на первого заместителя Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа Ситникова А.В.

Временно исполняющий обязанности
Губернатора Ямало-Ненецкого
автономного округа



Д.Н. Кобылкин

УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Губернатора
Ямало-Ненецкого автономного округа
от 26 июня 2015 года № 102-ПГ

СХЕМА И ПРОГРАММА

перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2016 – 2020 годов

I. Общая характеристика Ямало-Ненецкого автономного округа

1.1. Географические особенности региона.

Ямало-Ненецкий автономный округ (далее – ЯНАО) – субъект Российской Федерации, входит в состав Уральского федерального округа. Административный центр округа – город Салехард. Граничит с Ненецким автономным округом, Республикой Коми, Ханты-Мансийским автономным округом - Югрой (далее – ХМАО), Красноярским краем.

ЯНАО расположен в арктической зоне, на севере крупнейшей в мире Западно-Сибирской равнины и занимает обширную территорию – более 750 тысяч квадратных километров. Больше половины территории расположено за Полярным кругом, охватывая низовья Оби с притоками, бассейны рек Надыма, Пура и Таза, полуострова Ямал, Тазовский, Гыданский, группу островов в Карском море (Белый, Шокальский, Неупокоева, Олений и др.), а также восточные склоны Полярного Урала. Крайняя северная точка материковой части Ямала находится на уровне 72 градусов 60 минут северной широты.

Рельеф ЯНАО представлен двумя частями: горной и равнинной. Равнинная часть почти на 90% лежит в пределах высот до 100 метров над уровнем моря. Горная часть округа занимает неширокую полосу вдоль Полярного Урала и представляет собой крупные горные массивы общей протяженностью свыше 200 километров. Средняя высота южных массивов 600 – 800 метров, а ширина 200 – 300 метров. Наиболее высокими вершинами являются горы: Колокольня – 1305 метров, Пай-Ер – 1499 метров. Севернее высота гор достигает 1000 – 1300 метров. Главный водораздельный хребет Полярного Урала извилист, его абсолютные высоты достигают 1200 – 1300 метров и выше.

На территории ЯНАО расположено около 300 тысяч озер (крупнейшие – Ярато, Нейто, Ямбуто) и 48 тысяч рек (главные – Обь, Таз, Пур и Надым). На севере к берегам Карского моря и его заливов примыкают морские равнины. Южнее расположены моренные и водно-ледниковые равнины, основные черты рельефа которых связаны с оледенением четвертичного периода.

Северная граница ЯНАО, омываемая водами Карского моря, имеет протяженность 5100 километров и является частью Государственной границы Российской Федерации (около 900 километров). На западе по Уральскому хребту

ЯНАО граничит с Ненецким автономным округом и Республикой Коми, на юге – с ХМАО, на востоке – с Красноярским краем.

1.2. Климатические особенности региона.

ЯНАО располагается в центре северной части Евразии. Высокоширотное расположение его территории, небольшой приток солнечной радиации, значительная удаленность от теплых воздушных и водных масс Атлантического и Тихого океанов, равнинный рельеф, открытый для вторжения воздушных масс с Арктики в летнее время и переохлажденных континентальных масс зимой, определяют резкую континентальность и суровость климата.

На формирование климата влияют многолетняя мерзлота, близость холодного Карского моря, глубоко впадающие в сушу морские заливы, обилие болот, озер и рек. Длительная зима, короткое прохладное лето, сильные ветры, незначительная мощность снежного покрова – все это способствует промерзанию почвы на большую глубину. Среднегодовая температура воздуха отрицательная, а на Крайнем Севере – ниже минус 10°C. Зима холодная, длится около 8 месяцев. Минимальные температуры опускаются до минус 59°C. Лето короткое, умеренно прохладное. Наиболее теплый месяц на юге Ямала – июль, на севере – конец июля, август. В это время температура может подняться до плюс 30°C на всей территории. Самый холодный месяц – январь, самые низкие температуры наблюдаются на юго-востоке округа с удалением от моря и увеличением континентальности климата. Характерной чертой для территории округа является преобладание циклонического типа погоды в течение всего года, особенно в переходные сезоны и в начале зимы. В связи с этим с декабря по февраль, а также в августе и сентябре наблюдаются туманы. Довольно часты магнитные бури: в зимнее время они нередко сопровождаются полярным сиянием.

1.3. Административно-территориальное деление региона.

Административно-территориальное деление ЯНАО¹:

1) районы:

- Красноселькупский с административным центром в селе Красноселькуп;
- Надымский с административным центром в городе Надым;
- Приуральский с административным центром в селе Аксарка;
- Пуровский с административным центром в городе Тарко-Сале;
- Тазовский с административным центром в поселке Тазовский;
- Шурышкарский с административным центром в селе Мужы;
- Ямальский с административным центром в селе Яр-Сале;

2) города окружного значения:

- Губкинский;
- Муравленко;
- Надым;
- Новый Уренгой;
- Ноябрьск;
- Лабытнанги;

¹ В соответствии с Законом ЯНАО от 06 октября 2006 года № 42-ЗАО «Об административно-территориальном устройстве Ямало-Ненецкого автономного округа» (принят Государственной Думой ЯНАО 20 сентября 2006 года) в редакции от 06 декабря 2012 года.

- Салехард.

Промышленный прогресс последних десятилетий способствовал росту населения ЯНАО. За пятьдесят лет численность населения в регионе достигла к 01 января 2014 года 539 671 человек (0,38% населения Российской Федерации). Основные населенные пункты ЯНАО приведены в таблице 1.

Населенные пункты, численность населения которых свыше 5 тысяч²

Таблица 1

Населённый пункт	Количество жителей (человек)	Населённый пункт	Количество жителей (человек)
1	2	3	4
Новый Уренгой	115 753	Тарко-Сале	20 906
Ноябрьск	107 447	Уренгой	11 018
Салехард	46 650	Пангоды	10 761
Надым	46 765	Пурпе	9 618
Муравленко	33 016	Тазовский	7 757
Лабытнанги	26 359	Харп	6 228
Губкинский	26 214		

1.4. Стратегия развития ЯНАО.

Стратегия социально-экономического развития ЯНАО до 2020 года (утверждена постановлением Законодательного Собрания ЯНАО от 14 декабря 2011 года № 839) представляет собой сбалансированную систему ориентиров, задающих целенаправленное движение к неуклонному росту качества жизни населения и повышению устойчивости экономики ЯНАО в обозначенный период.

Главные ориентиры социально-экономического развития Ямала в целом совпадают с планами по развитию Арктической зоны Российской Федерации. Это – инновационная модернизация экономики и устойчивый экономический рост, обеспечение национальной безопасности и личной защищенности местного населения, укрепление роли и места Арктики в экономике Российской Федерации.

Существующее социально-экономическое положение ЯНАО достаточно стабильно. Внушительный ресурсный и человеческий потенциал сохраняют устойчивость региона даже при инерционном сценарии управления. Тем не менее, темпы социально-экономического развития способны вырасти, если стимулировать эффективное использование региональных преимуществ и планомерно заниматься решением проблем, снижающих качество жизни населения в условиях Крайнего Севера. Выбор активного (инновационного) сценария развития региона отвечает прогрессивным планам государства, согласуется с ожиданиями населения и целями делового сообщества. Поэтому за основу стратегического планирования принят активный сценарий развития.

² Федеральная служба государственной статистики (Росстат). Бюллетень «Численность населения Российской Федерации по муниципальным образованиям на 01 января 2014 года»

В качестве приоритетных задач стратегического преобразования качества жизни в регионе отмечены следующие:

- модернизация инфраструктуры и отраслей социальной сферы;
- развитие экономического потенциала;
- сохранение и развитие человеческого потенциала и традиций;
- охрана окружающей среды и оздоровление экологии;
- становление ЯНАО международным форпостом развития Арктики.

1.5. Структура экономики.

Структура экономики ЯНАО представлена следующими видами экономической деятельности: промышленность, строительство, транспорт и связь, торговля, сельское и лесное хозяйство.



Схема 1. Оборот организаций по видам экономической деятельности

Промышленность в структуре экономики ЯНАО за 2013 год занимает наибольший удельный вес – 60% (1213,1 млрд. рублей) приходится на промышленное производство, представленное добычей полезных ископаемых, обрабатывающим производством, а также производством электроэнергии, газа и воды.

Строительство занимает 5% от всего оборота организаций (1213,1 млрд. рублей), торговля – 23% (467,1 млрд. рублей), транспорт и связь – 5% (108,4 млрд. рублей). Около 7% приходится на сельское и лесное хозяйство и прочие виды экономической деятельности.

Основными газодобывающими предприятиями в ЯНАО являются дочерние общества ОАО «Газпром», суммарная добыча за 2013 год составила 448,1 млрд. куб. метров или 81,7% всей добычи газа в ЯНАО.

Основные нефтегазодобывающие предприятия – ОАО «Газпром нефть» и ОАО «НК «Роснефть». Предприятием ОАО «Газпром нефть» добыто 13,0 млн. тонн нефти, что составляет 59,8% от добытой нефти в целом по ЯНАО.

Компанией ОАО «НК «Роснефть» добыто 6,3 млн. тонн нефти – 29,0% добычи нефти по ЯНАО в целом.

Лидирующие позиции по добыче газового конденсата занимают предприятия ОАО «Газпром», на которые приходится 69,3% добычи по ЯНАО или 10,8 млн. тонн конденсата.

Динамика и индекс физического объема промышленного производства за последние годы приведены на схеме 2.

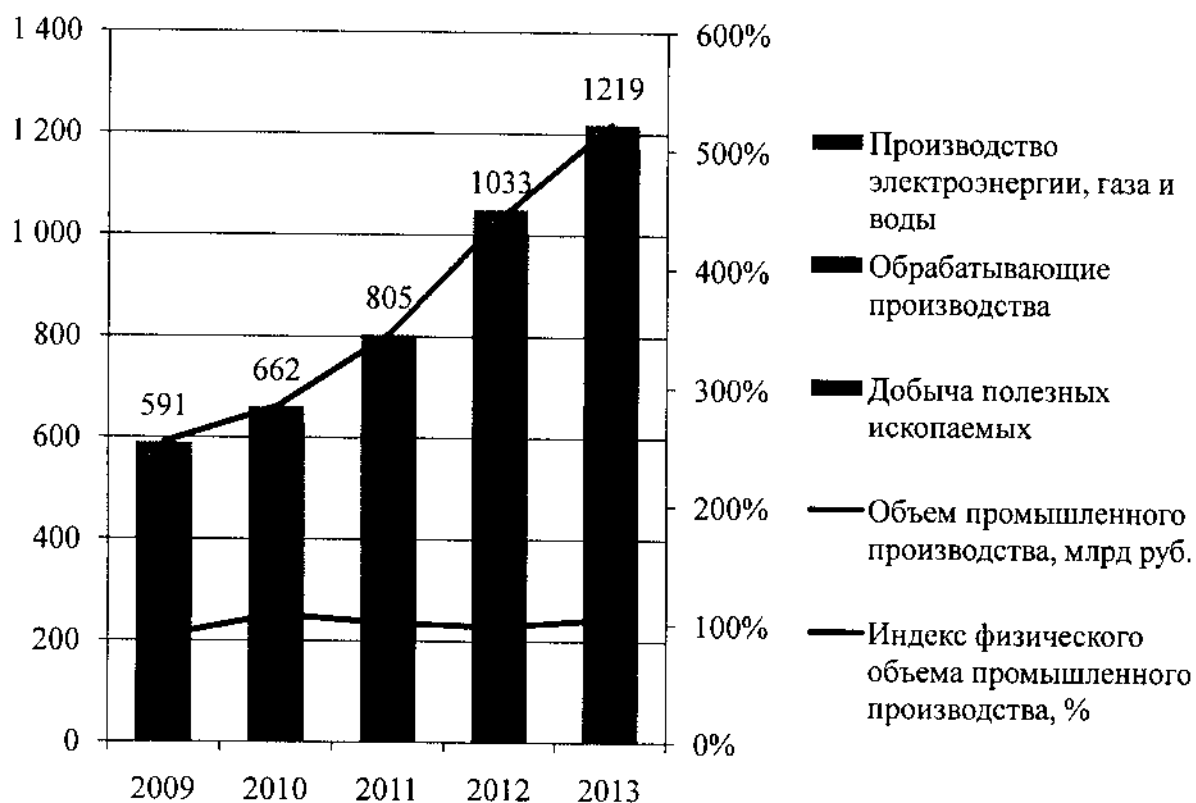


Схема 2. Динамика и индекс физического объема промышленного производства за 2009 – 2013 годы

За период 2010 – 2013 годов на территории ЯНАО наблюдается рост инвестиционной активности. В рассматриваемый период объем средств, инвестированный в реальный сектор экономики составил 504,4 млрд. рублей³, что в сопоставимых ценах ниже уровня 2012 года на 16,8%. Объем инвестиций в основной капитал крупных и средних предприятий составил 97,8% от общего объема инвестиций или 493,1 млрд. рублей.

В структуре инвестиций в основной капитал по видам экономической деятельности значительную долю занимают: топливно-энергетический комплекс – 66,1%, транспорт и связь – 19,1%, остальные отрасли – 12,8%.

За период 2010 – 2012 годов в результате возобновления финансирования были завершены строительство блока ПГУ на Уренгойской ГРЭС (460 МВт) и ввод новой Ноябрьской ПГЭ (119,6 МВт), что позволило существенно улучшить балансовую ситуацию энергосистемы на территории ЯНАО.

³ В текущих ценах.

В 2013 году в режиме пробной эксплуатации начата добыча нефти на Южно-Соимлорском и Соимлорском месторождениях (ОАО «Сургутнефтегаз»), на Валынтойском месторождении (ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»), в режиме пробной эксплуатации начата добыча газа и конденсата на Ево-Яхинском месторождении (ОАО «Арктикгаз»), на Добровольском месторождении (ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»), в режиме пробной эксплуатации начата добыча газа на Салмановском (Утреннем) месторождении (ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»).

По результатам анализа перспектив экономического развития ЯНАО выявлено, что необходима разработка технических решений, при реализации которых появится возможность обеспечить надежное электроснабжение существующих и вновь присоединяемых потребителей ЯНАО.

II. Анализ существующего состояния электроэнергетики ЯНАО за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей ЯНАО.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) ЯНАО входит в состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала и имеет электрические связи с ЭЭС ХМАО. На части территории ЯНАО получили распространение технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы. ЭЭС ЯНАО представлена электрическими сетями класса 500 кВ и ниже. Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы представлены сетью 35 кВ и ниже с объектами генерации.

2.1.1. ЭЭС ЯНАО.

С вводом в 2012 году блока № 1 Уренгойской ГРЭС, установленной мощностью 460 МВт, около 50% потребности ЭЭС ЯНАО в электрической мощности может быть обеспечено собственными генерирующими источниками.

Максимальное потребление ЭЭС ЯНАО в 2014 году было зафиксировано на уровне 1496 МВт. ЭЭС ЯНАО обеспечивает электроснабжение городов Новый Уренгой, Ноябрьск, Губкинский, Муравленко, Тарко-Сале, Надым, части Пуровского и Надымского районов. Потребление электроэнергии на территории ЯНАО за 2014 год составило 11,091 млрд кВт·ч.

Наиболее динамично развивающимися направлениями деятельности в ЯНАО являются добыча и транспортировка углеводородного сырья, в связи с чем необходима разработка технических решений, при реализации которых появится возможность обеспечить надежное электроснабжение потребителей ЯНАО в случае увеличения спроса на электрическую энергию и мощность.

Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЯНАО представлены на схеме 3.

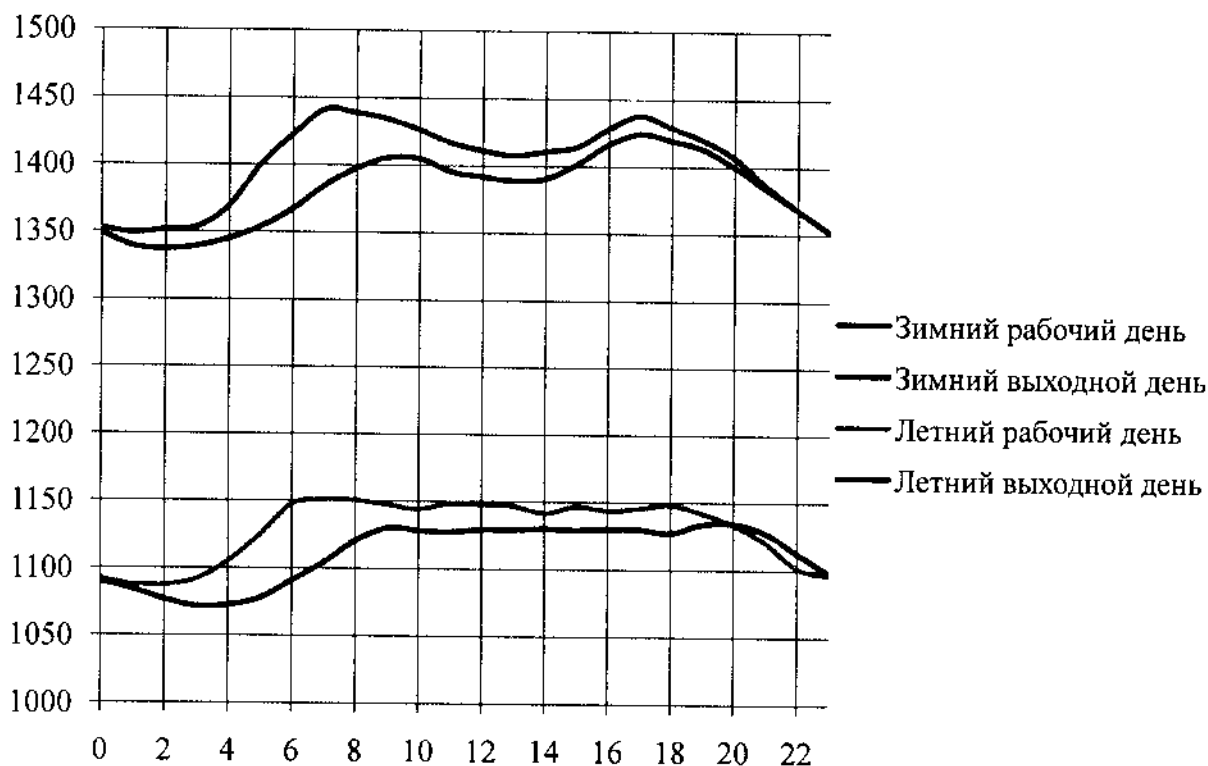


Схема 3. Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЯНАО

Особенностью характерного суточного графика нагрузок летнего дня является отсутствие ярко выраженного утреннего или вечернего максимума, а также равномерность в течение суток, из-за большой доли промышленности в структуре потребления электроэнергии, а также продолжительности светового дня в летний период. Отношение летнего минимума к летнему максимуму составляет 0,93. Зимний характерный суточный график нагрузки имеет два ярко выраженных максимума – утренний и вечерний.

ЭЭС ЯНАО разделена на Ноябрьский и Северный энергорайоны. Ноябрьский энергорайон включает в себя следующие основные объекты:

- Ноябрьская ПГЭ;
- ПС 500 кВ Муравленковская;
- ПС 500 кВ Тарко-Сале;
- ПС 500 кВ Холмогорская;
- ПС 220 кВ Аврора;
- ПС 220 кВ Вынгапур;
- ПС 220 кВ ГГПЗ;
- ПС 220 кВ Пуль-Яха;
- ПС 220 кВ Янга-Яха.

С вводом в 2012 году блока № 1 Уренгойской ГРЭС Северный энергорайон ЯНАО является избыточным в части баланса потребления и производства энергии и мощности. Северный энергорайон включает в себя следующие основные объекты:

- Уренгойская ГРЭС;
- ПЭС Уренгой;

- Харвутинская ГТЭС;
- Ямбургская ГТЭС;
- Песцовая ГТЭС;
- ГТЭС Юрхаровского НГКМ;
- ПЭС Надым;
- ПС 220 кВ Надым;
- ПС 220 кВ Оленья;
- ПС 220 кВ П.Хетгинская;
- ПС 220 кВ Пангоды;
- ПС 220 кВ Уренгой.

2.1.2. Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы.

Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы ЭЭС ЯНАО охватывают территорию 9 муниципальных образований: Приуральский, Ямальский, Тазовский, Красноселькупский, Шурышкарский районы, часть Надымского и Пуровского районов, города Салехард и Лабитнанги. Выработка электроэнергии осуществляется от автономных газопоршневых, газотурбинных и дизельных электростанций.

Наиболее крупным технологически изолированным энергорайоном является энергорайон города Салехарда. В энергорайон входит три центра питания ПС 35 кВ и четыре объекта генерации. Управление режимом энергосистемы осуществляет МП «Салехардэнерго». Максимумы нагрузок в энергорайоне города Салехарда составляют около 65 МВт в зимний период.

Технологически изолированный энергорайон города Салехарда включает в себя следующие основные объекты:

- ТЭС-14;
- ДЭС-1;
- ДЭС-2;
- ГТЭС-3;
- ПС 35 кВ Дизельная;
- ПС 35 кВ Турбинная;
- ПС 35 кВ Центральная.

В малонаселенных пунктах электроснабжение потребителей осуществляется в основном от дизельных электростанций, работающих на привозном жидком топливе.

Высокая себестоимость производства электроэнергии на ДЭС определяет повышенные расходы на дотирование электроснабжения из бюджетов муниципальных районов, городов окружного значения и окружного бюджета в целом. Проблемы вызывает и эксплуатация дизельных электростанций в труднодоступных районах ЯНАО.

Существующее состояние электроэнергетики технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем ЭЭС ЯНАО накладывает объективные ограничения на уровень развития экономики и качество жизни населения этих территорий. Строительство электростанций

осуществляется в основном в рамках Адресной инвестиционной программы ЯНАО.

2.2. Характеристика основных субъектов электроэнергетики.

Генерирующие компании.

На территории ЯНАО действуют следующие генерирующие компании:

- Филиал «Уренгойская ГРЭС» ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация», с 2012 года является самым крупным источником электроэнергии на территории ЯНАО;

- Филиал ООО «Ноябрьская ПГЭ» ООО «Интертехэлектро – Новая генерация»;

- Филиалы Передвижные электростанции (ПЭС) «Уренгой», ПЭС «Лабитнанги» ОАО «Передвижная энергетика»;

- ООО «Северная ПЛЭС» (ПЭС «Надым»);

- ООО «Энергетическая Компания «Урал Промышленный – Урал Полярный».

На территории действует большое количество предприятий, совмещающих производство и потребление электроэнергии, в частности, крупные потребители электроэнергии и предприятия муниципальных образований (далее – МО).

Электросетевые компании.

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Западной Сибири (МЭС Западной Сибири) осуществляют свою деятельность на территории ЯНАО, ХМАО и Тюменской области. На обслуживании у Филиала находится 83 ПС и более 13 тыс. км ЛЭП 500-220 кВ, относящихся к Единой национальной электрической сети Российской Федерации (далее – ЕНЭС Российской Федерации). На территории ЯНАО действует Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Ямало-Ненецкое предприятие магистральных электрических сетей (далее – ЯНПМЭС).

ОАО «Тюменьэнерго» осуществляет деятельность на территории Тюменского региона (ЯНАО, ХМАО, Тюменская область). На обслуживании ОАО «Тюменьэнерго» находятся сети 220-0,4 кВ. На территории ЯНАО действуют Филиалы Ноябрьских и Северных электрических сетей ОАО «Тюменьэнерго».

Территориальные сетевые организации (ТСО) имеют в своей собственности преимущественно сети 35-0,4 кВ, созданы как муниципальные предприятия и обслуживают потребителей одного МО и собственные электросетевые хозяйства промышленных предприятий (Надымский и Уренгойский филиалы ОАО «Газпром энерго», ОАО «РЖД»).

Системный оператор.

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики осуществляют:

- Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области» (Тюменское РДУ);

- Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала» (ОДУ Урала).

Энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики электроэнергии.

ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» – крупнейшая энергосбытовая компания – гарантирующий поставщик электрической энергии в Тюменской области, ХМАО и ЯНАО.

ОАО «Межрегионэнергосбыт» является независимой энергосбытовой компанией. Предприятие создано как дочернее общество ООО «Межрегионгаз» (ОАО «Газпром») и является одним из крупнейших энерготрейдеров Российской Федерации. В соответствии со стратегией ОАО «Газпром» в электроэнергетике основной задачей компании является оптимизация сбыта электрической энергии предприятий Группы «Газпром». Общество является активным участником как оптового, так и розничного рынка электроэнергии.

ООО «РН-Энерго» является независимой энергосбытовой компанией и обеспечивает поставку электрической энергии (мощности) предприятиям, как входящим в группу ОАО «НК «Роснефть», так и посторонним потребителям. На территории ЯНАО ООО «РН-Энерго» осуществляет свою деятельность в интересах ООО «РН-Пурнефтегаз» в соответствии с заявленными объемами электрической энергии и мощности.

ООО «Русэнергоресурс» является независимой энергосбытовой компанией, не обладающей статусом гарантирующего поставщика ни в одном из регионов осуществления деятельности. Осуществляет поставку электрической энергии (мощности) потребителям, расположенным в сорока семи регионах Российской Федерации, в том числе Красноярском крае, Курганской области, Новосибирской области, Пермском крае, Республике Башкортостан, Республике Саха (Якутия), Республике Татарстан, Ставропольском крае, Кировской области, Московской области. В Тюменском регионе ООО «Русэнергоресурс» осуществляет свою деятельность в интересах крупного потребителя ОАО «Сибнефтепровод».

ОАО «Северная энергетическая компания» (ОАО «СевЭнКо») является гарантирующим поставщиком (зона деятельности город Ноябрьск).

Потребители.

На территории ЯНАО действуют следующие крупные потребители:

- ОАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ямбург»; ООО «Газпром добыча Уренгой»; ООО «Газпром добыча Надым»; ООО «Газпром трансгаз Югорск»; ООО «Газпром трансгаз Сургут»; ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» (в т.ч. филиал «Газпромнефть – Муравленко»); ООО «Газпром переработка»; ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс» (ООО «НГХК»);

- ОАО «СибурТюменьГаз»: Филиал «Губкинский газоперерабатывающий завод» (Губкинский ГПЗ); Филиал «Муравленковский газоперерабатывающий завод» (Муравленковский ГПЗ), Филиал «Вынгапуровский газоперерабатывающий завод» (Вынгапуровский ГПЗ);

- ОАО «НК «Роснефть»: ООО «РН-Пурнефтегаз»;

- ОАО «ЛУКОЙЛ»: ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – Территориально-производственное предприятие (ТПП) «Ямалнефтегаз»;

- ОАО «АК Транснефть»: ОАО «Сибнефтепровод»;

- ОАО «НОВАТЭК».

2.3. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Ямало-Ненецком автономном округе и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет.

В таблице 2 приведены балансы электрической энергии за отчетный период 2009 – 2014 годов ЭЭС ЯНАО.

Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО за период 2009 – 2014 годов

Таблица 2

Наименование показателя	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление (млн кВт·ч)	10 563,0	10 930,4	10 337,0	10 533,0	11 083,1	11 091,0
Собственная выработка (млн кВт·ч)	694,9	1 252,4	1 903,8	2 438,0	4 830,3	4 966,5
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	- 0,10	+ 3,47	- 5,40	+ 1,89	+ 5,22	+ 0,1

В таблице 3 приведена динамика электропотребления по ЯНАО с учетом технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем ЭЭС ЯНАО за 2011 – 2012 годы⁴, а также структура электропотребления по данным Федеральной службы государственной статистики.

Потребление электрической энергии отдельными группами потребителей ЯНАО в 2011 – 2012 годах (млн кВт·ч)

Таблица 3

Наименование	2011 год	2012 год
1	2	3
ЯНАО, всего	13 077,0	13 278,8
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	10 750,8	10 895,8
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	13,9	11,8
Строительство	419,8	408,8
Оптовая и розничная торговля	н/д	122,3
Транспорт и связь	757,3	759,3
Другие виды экономической деятельности	375,2	298,3
Городское и сельское население	612,4	626,0
Потери в электросетях	147,6	156,5

На схеме 4 приведена структура потребления электрической энергии по территории ЯНАО в соответствии с таблицей 3.

⁴ Соответствующая статистическая информация за 2009 – 2010 годы, а также за 2013 год отсутствует.



Схема 4. Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей в 2011 – 2012 годах

Более 80% от всей потребленной в ЯНАО электроэнергии потребляется промышленными предприятиями. Населением потребляется около 5%.

2.4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии.

Сведения о динамике электропотребления ($\Delta_{\text{потр}}$), максимуме потребляемой мощности (P_{max}) крупных потребителей электрической энергии и мощности ЯНАО приведены в таблице 4.

Сведения об электропотреблении крупных потребителей энергосистемы ЯНАО за период 2009 – 2014 годов

Таблица 4

Потребитель	Показатель	Год					
		2009	2010	2011	2012	2013	2014
1	2	3	4	5	6	7	8
ООО «Газпром добыча Ямбург»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	337,5	320,8	302,9	309,8	290,9	н/д
	P_{max} , МВт	57,8	56,3	58,6	53,6	53,9	46,0
ООО «Газпром добыча Уренгой»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	261,7	269,4	283,4	267,1	268,5	262,6
	P_{max} , МВт	29,9	30,8	32,4	30,5	38,5	30,0
ООО «Газпром»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн	60,8	60,3	59,2	57,4	54,7	52,9

1	2	3	4	5	6	7	8
добыча Надым»	кВт·ч						
	P_{\max} , МВт	6,9	6,9	6,8	6,5	8,4	н/д
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	49,4	52,9	54,1	53,2	50,4	49,8
	P_{\max} , МВт	5,6	6,0	6,2	6,1	8,1	5,7
ОАО «Газпром- нефть – Ноябрьскнеф- тегаз»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	4 651,8	4 410,3	4 209,2	4 467,3	4656,6	н/д
	P_{\max} , МВт	548,5	523,4	521,6	569,6	548,4	567,0
ООО «Газпром переработка»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	62,8	64,2	67,1	68,5	78,1	73,9
	P_{\max} , МВт	9,9	9,9	10,1	11,7	10,9	11,9
ООО «НГХК»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	19,0	27,5	32,2	27,0	29,2	32,1
	P_{\max} , МВт	2,2	3,1	3,7	3,1	4,7	6,0
ОАО «Губкинский ГПК»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	616,8	615,9	595,6	391,7	453,8	414,1
	P_{\max} , МВт	65,7	70,4	70,3	68,0	51,8	65,0
Вынгапуровский ГПЗ	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	119,8	127,3	142,7	152,6	227,4	н/д
	P_{\max} , МВт	8,9	13,7	14,5	18,7	20,9	23,0
ООО «РН- Пурнефтегаз»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	1 311,0	1 318,0	1 235,0	1 294,0	1 620,0	1 368
	P_{\max} , МВт	158,0	174,0	171,0	159,0	190,0	206,0
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	34,3	30,2	24,6	25,2	26,1	25,1
	P_{\max} , МВт	4,4	3,9	3,1	3,2	3,4	2,9
ОАО «НОВАТЭК» – всего	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	103,6	131,2	156,5	167,2	200,0	197,6
	P_{\max} , МВт	22,1	24,9	26,9	28,1	34,5	40,6
В т.ч. ОАО «НОВАТЭК- Пуровский ЗПК»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	39,0	42,4	46,0	46,3	57,5	78,0
	P_{\max} , МВт	6,9	7,1	7,2	7,7	11,5	12,5
ОАО «НОВАТЭК- ЮРХАРОВ- НЕФТЕГАЗ»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	27,8	48,8	64,6	67,1	88,4	56,1
	P_{\max} , МВт	9,2	11,3	12,3	12,0	14,2	19,0
ОАО «НОВАТЭК- ТАРКОСАЛЕ- НЕФТЕГАЗ»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	36,8	40,0	45,9	53,8	54,1	63,5
	P_{\max} , МВт	6,0	6,5	7,4	8,4	8,8	9,1

2.5. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет и наличие возможности для технологического присоединения новых потребителей крупных узлов нагрузки.

2.5.1. ЭЭС ЯНАО.

Сводные данные по динамике изменения максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО приведены в таблице 5 и на схеме 5.

Динамика изменения максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО
за период 2009 – 2013 годов (МВт)

Таблица 5

Наименование	Год					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1	2	3	4	5	6	7
Максимум потребления	1454	1390	1461	1472	1449	1496
Ноябрьские электрические сети	1210	1150	1194	1174	1139	1179
Северные электрические сети	244	240	267	298	310	317

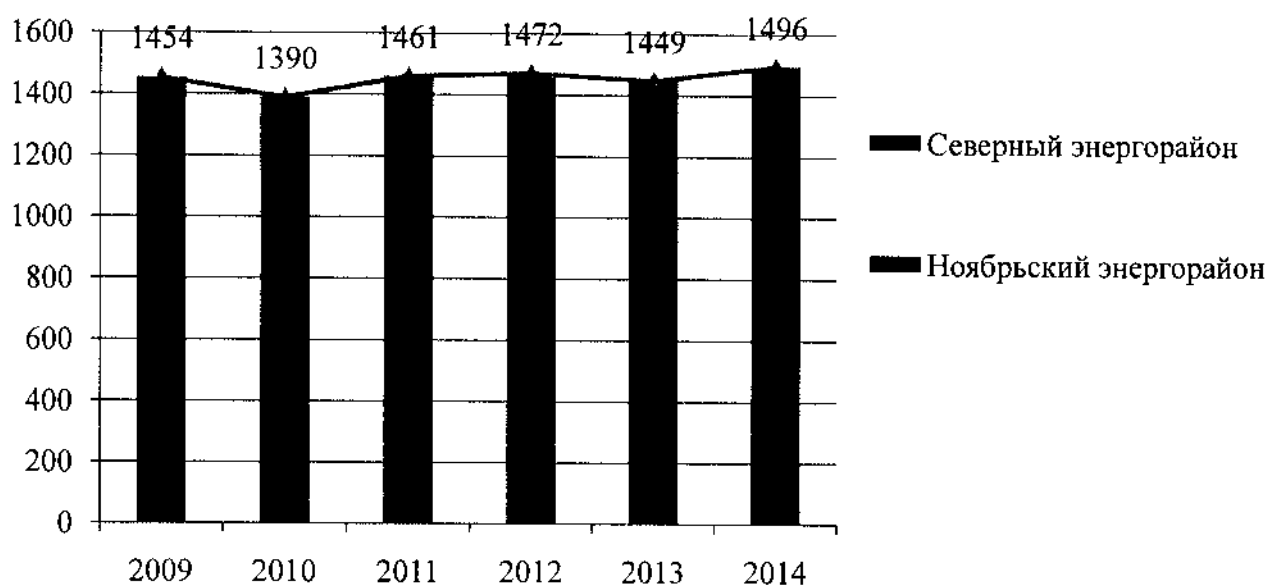


Схема 5. Динамика изменения максимума потребления ЭЭС ЯНАО
(без технологически изолированных территориальных
электроэнергетических систем ЭЭС ЯНАО)
за период 2009 – 2014 годов (МВт)

2.5.2. Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы.

Сводные данные по динамике изменения максимумов потребления электрической мощности МО, расположенных в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах ЭЭС ЯНАО, приведены в таблице 6.

Динамика изменения максимумов потребления электрической мощности МО, расположенных в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах ЭЭС ЯНАО, период 2009 – 2013 годов (МВт)

Таблица 6

Наименование МО	Год				
	2009	2010	2011	2012	2013
1	2	3	4	5	6
Город Салехард	66,3	65,5	61,0	62,0	67,0
Город Лабытнанги	28,9	27,5	26,3	26,5	26,5
Приуральский район	11,7	11,9	12,5	11,1	12,4
Ямальский район	10,6	10,9	10,9	10,5	11,1
Тазовский район	22,6	22,6	21,9	24,4	21,6
Красноселькупский район	6,4	6,1	5,7	6,2	6,3
Надымский район (село Кутюпьюган, село Нори, село Ныда)	2,2	2,2	2,1	2,2	2,4
Шурьшкарский район	9,0	6,8	8,4	8,7	8,8
Пуровский район (поселок Самбург, село Толька)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Итого	158,8	154,6	149,9	152,7	157,2

2.6. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в ЯНАО, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных по основным группам потребителей за последние 5 лет.

Установленная тепловая мощность генерирующих установок по МО приведена в таблице 7.

Установленная тепловая мощность источников теплоснабжения МО
на 01 января 2014 года

Таблица 7

№ п/п	Муниципальное образование	Количество котельных	Суммарная установленная мощность (Гкал/час)	Преимущественный вид топлива
1	2	3	4	5
1	Город Губкинский	5	177,0	газ, нефть
2	Город Лабытнанги	18	295,8	газ, нефть, ДТЗ, мазут
3	Город Муравленко	8	351,3	газ, нефть, попутный газ
4	Город Ноябрьск	25	782,8	газ, ДТЗ, попутный газ
5	Город Новый Уренгой	15	1035,3	газ, газовый конденсат, ГШЗ, мазут
6	Город Салехард	37	325,7	газ, ДТЗ
7	Красноселькупский район	10	75,8	нефть, ГШЗ, газовый конденсат, дрова
8	Надымский район	47	863,1	газ, ВЭР, нефть, ДТЗ, газовый конденсат

1	2	3	4	5
9	Приуральский район	13	191,0	газ, ДТЗ, мазут, нефть
10	Пуровский район	38	470,7	газ, ГЩЗ, нефть
11	Тазовский район	17	134,7	газ, ГЩЗ, ДТЗ
12	Шурышкарский район	18	75,2	ДТЗ, уголь,
13	Ямальский район	19	131,6	газ, ГКСКН, ДТ, уголь, дрова

В таблице 8 приведена динамика потребления тепловой энергии за период 2009 – 2013 годов.

Динамика потребления тепловой энергии в ЯНАО (тыс. Гкал)

Таблица 8

Показатель	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
1	2	3	4	5	6
Произведено тепловой энергии	8341,4	8307,8	7144,4	7355,1	7681,4
Получено тепловой энергии со стороны	495,1	180,7	133,6	107,6	136,1
Отпуск потребителям, всего	7014,1	7014,1	6018,9	6181,3	6547,4
Населению	4394,4	4073,2	3702,1	3685,0	3891,7
Бюджетным организациям	834,8	849,1	742,2	798,3	860,0
Предприятиям на производственные нужды	555,1	490,4	422,5	449,8	282,0
Прочим организациям	1521,2	1601,5	1152,1	1248,1	1513,8

На схеме 6 приведена структура отпуска тепловой энергии отдельным группам потребителей в соответствии таблицей 8.

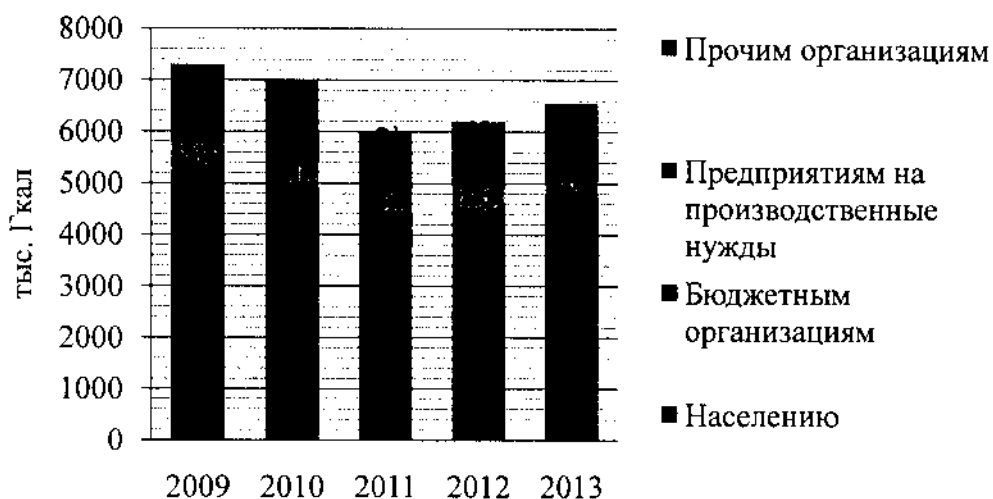


Схема 6. Структура отпуска тепловой энергии по отдельным группам потребителей по ЯНАО за 2009 – 2013 годы

На схеме 7 представлены данные о выработке и полезному отпуску тепловой энергии в МО ЯНАО.

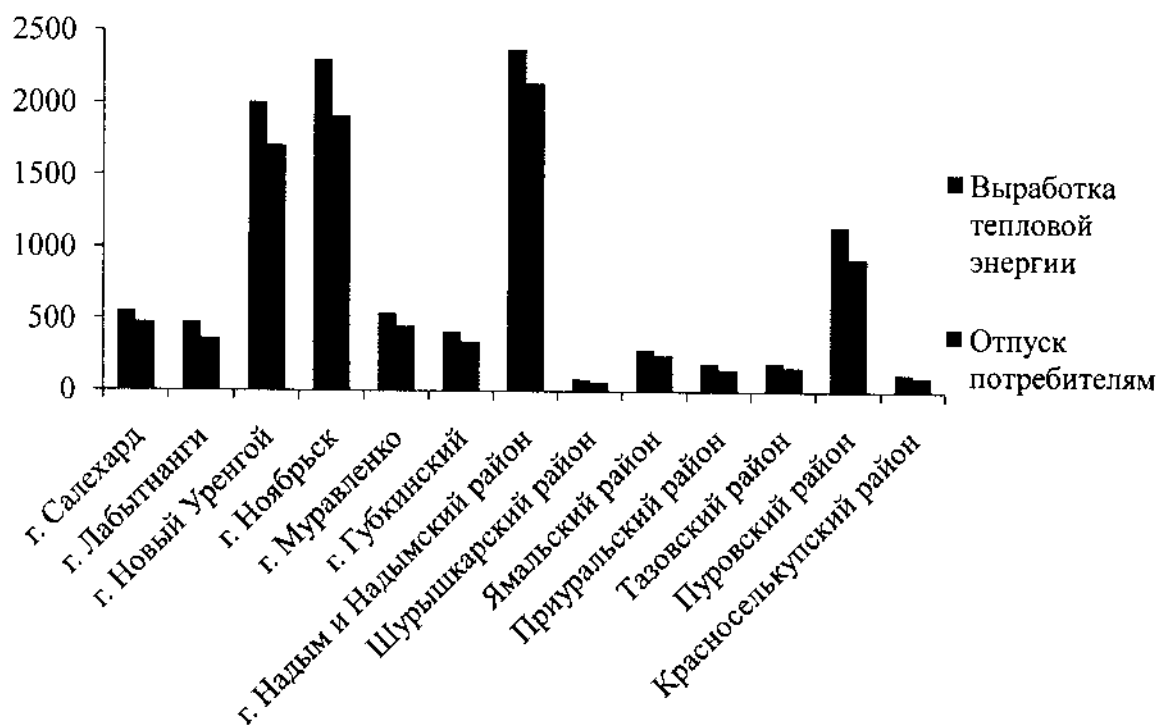


Схема 7. Выработка и полезный отпуск тепловой энергии (Гкал)

2.7. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в ЯНАО.

Основные крупные потребители тепловой энергии на территории ЯНАО приведены в таблице 9.

Перечень крупных потребителей тепловой энергии на территории ЯНАО

Таблица 9

№ п/п	Потребители тепловой энергии
1	2
1.	ГБУЗ ЯНАО «Ноябрьская центральная городская больница»
2.	ОАО «Газпромнефть-ННГ»
3.	ОАО «ДЭХ»
4.	ОАО «Газпромнефть – ННГФ»
5.	МУП «МПГЭС»
6.	ОАО «Ноябрьские электрические сети»
7.	МАУ СОК «Ямал»
8.	МАДОУ ЦРР ДС «Дельфин»
9.	ГУП ЯНАО «Ямалавтодор»
10.	ГУ «6 ПЧ ФПС по ЯНАО»
11.	ГОУ СПО ЯНАО «ММК»
12.	ООО «ЯмалСервисЦентр»
13.	ООО «Ноябрьская центральная трубная база»
14.	ООО «Ноябрьскнефтеспецстрой»
15.	ООО «НоябрьскНефтеГазАвтоматика»
16.	ООО «Борец-Муравленко»
17.	ООО «Ноябрьскэнергонефть»
18.	ООО «НК КНГ»

1	2
19.	Предприниматель Капула Г.И.
20.	Предприниматель Салонов В.А.
21.	ООО «Муравленковская транспортная компания»
22.	ЗАО «Самотлорнефтепромхим»
23.	МАДОУ «Теремок»
24.	ООО ЭК «ТВЭС»
25.	ООО «Ямал-Энерго»
26.	ООО «Рагга»
27.	ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»
28.	МУП «Муравленковские коммунальные сети»
29.	ЗАО «Спецтеплосервис»
30.	МП Белоярское ПП ЖКХ
31.	ООО «Прогресс»
32.	ОАО «Харп-Энерго-Газ»
33.	МУП «Пуровские коммунальные системы»
34.	ОАО «Уренгойтеплогенерация-1»
35.	МУП ЖКХ «Лимбей»
36.	Филиал «Уренгойская ГРЭС» ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»

2.8. Структура установленной электрической мощности на территории ЯНАО.

Большая часть вырабатываемой электроэнергии на территории ЯНАО производится на тепловых электростанциях (ТЭС). Наиболее крупными объектами генерации ЭЭС ЯНАО являются Уренгойская ГРЭС и Ноябрьская ПГЭ. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01 января 2015 года составляет 804,6 МВт. Кроме того, на территории ЯНАО размещено большое количество автономных источников электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией промышленные предприятия и территориально изолированные энергосистемы МО. Сводные данные по установленной мощности и типам генерирующих установок приведены в таблице 10.

Установленная мощность электростанций ЯНАО по состоянию
на 01 января 2015 года

Таблица 10

Суммарная установленная мощность электростанций ЯНАО	МВт
1	2
ЭЭС ЯНАО	804,6
Парогазовые установки (ПГУ)	579,6
Газотурбинные установки (ГТУ)	201,0
Паросиловые установки (ПСУ)	24,0
Изолированная часть	818,8
В т.ч. автономные источники промышленных предприятий	524,9
В т.ч. ГТУ	368,8
Дизельные электростанции (ДЭС)	80,5
Газопоршневые генерирующие установки (ГПГУ)	75,6
Автономные источники территориально изолированных МО	293,9

	1	2
В т.ч. ДЭС		104,5
ГТУ		159,9
ГПГУ		29,5

На схеме 8 приведена структура установленной мощности электростанций ЯНАО по типам генерирующих установок для обеих зон энергосистемы ЯНАО.

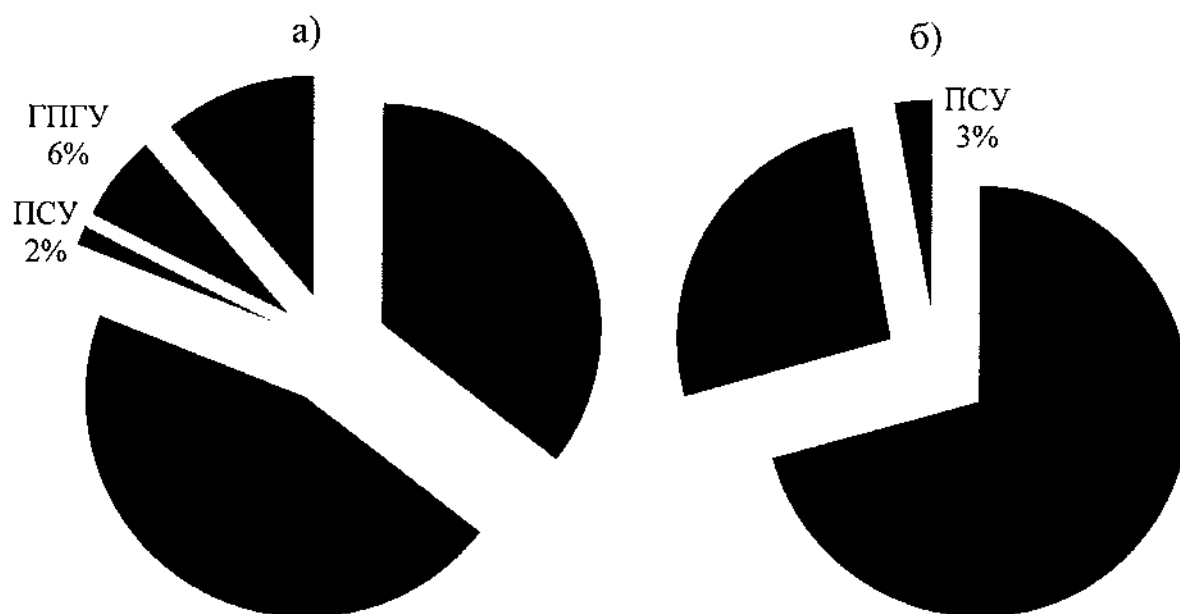


Схема 8. Структура установленной электрической мощности на территории ЯНАО по типам генерирующих установок:
 а) всего по территории ЯНАО;
 б) по ЭЭС ЯНАО (без технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем ЭЭС ЯНАО)

В 2013 году был осуществлен вывод из эксплуатации блоков № 1-2 Т2-12-2Б на ПЭС Надым-04 (ООО «Северная ПЛЭС»), общей установленной мощностью 24 МВт. В 2014 году был введен в эксплуатацию ГТУ № 4 на ГТЭС Юрхаровского НГКМ (ОАО «НОВАТЭК»), установленной мощностью 2,5 МВт.

2.9. Состав существующих электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Данные по составу генерирующего оборудования приведены в таблице 11.

Состав существующих электростанций по состоянию на 01 января 2015 года

Таблица 11

№	Наименование электростанции	Сведения о блоках/агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность (МВт)
1	2	3	4	5	6
ЭЭС ЯНАО (без технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем ЭЭС ЯНАО)					
1.	Уренгойская ГРЭС (ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)	всего по электростанции			484,0
		1Г-ПТ	ПГУ	2012	165,0
		1Г-1ГТ	ПГУ	2012	147,5
		1Г-2ГТ	ПГУ	2012	147,5
		ПРТЭЦ № 1	ПСУ	1992	12,0
		ПРТЭЦ № 2	ПСУ	1990	12,0
2.	Ноябрьская ПГЭ (ООО «НПГЭ»)	всего по электростанции			119,6
		ГТ1	ПГУ	2010	40,6
		ПТ1	ПГУ	2010	19,0
		ГТ2	ПГУ	2010	41,1
		ПТ2	ПГУ	2010	18,9
3.	ПЭС Уренгой (ОАО «Передвижная энергетика»)	всего по электростанции			72,0
		№ 1	ГТУ	1981	12,0
		№ 2	ГТУ	1981	12,0
		№ 3	ГТУ	1982	12,0
		№ 4	ГТУ	1982	12,0
		№ 5	ГТУ	1984	12,0
		№ 6	ГТУ	1984	12,0
4.	ПЭС Надым (ООО «Северная ПЛЭС»)	всего по электростанции			24,0
		5Г-1	ГТУ	1978	12,0
		5Г-2	ГТУ	1978	12,0
5.	Ямбургская ГТЭС (ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			72,0
		№ 1	ГТУ	1993	12,0
		№ 2	ГТУ	1993	12,0
		№ 3	ГТУ	1993	12,0
		№ 4	ГТУ	1993	12,0
		№ 5	ГТУ	1994	12,0
6.	Харвутинская ГТЭС (ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			10,0
		№ 1	ГТУ	2007	2,5
		№ 2	ГТУ	2007	2,5
		№ 3	ГТУ	2007	2,5
		№ 4	ГТУ	2007	2,5
7.	ГТЭС Юрхаровского НКМ (ОАО «НОВАТЭК»)	всего по электростанции			8,0
		КГТЭС-1500 № 1	ГТУ	н/д	1,5
		КГТЭС-1500	ГТУ	н/д	1,5

1	2	3	4	5	6
		№ 2			
		ГТЭС-2,5 № 3	ГТУ	н/д	2,5
		ГТЭС-2,5 № 4	ГТУ	н/д	2,5
8.	ГТЭС Песцовая (ООО «Газпром- добыча Уренгой»)	всего по электростанции			15,0
Итого					804,6
В т.ч. ПГУ					579,6
ГТУ					201,0
ПСУ					24,0
Автономные источники электроснабжения крупных потребителей					
ООО «Газпром добыча Ямбург»		всего по предприятию			46,5
1.	ГТЭС-22,5	9 ПАЭС-2500	ГТУ	2001	22,5
2.	ГТЭС-24	4 энерго модуля с ГТУ-6000	ГТУ	2002	24,0
ООО «Газпром добыча Надым»		всего по предприятию			101,0
3.	ГТЭС-25 м/р Бованенковское	10 блоков	ГТУ	2008, 2012	25,0
4.	ГТЭС-36 м/р Бованенковское	6 блоков	ГТУ	2010	36,0
5.	ГТЭС-10 м/р Харасавэйское	4 блока	ГТУ	2008	10,0
6.	ПАЭС-10 м/р Юбилейное	4 блока	ГТУ	1999	10,0
7.	ГТЭС-5 м/р Юбилейное	2 блока	ГТУ	2004	5,0
8.	ПАЭС-10 м/р Ямсовейское	4 блока	ГТУ	1997	10,0
9.	ПАЭС-5 м/р Ямсовейское	2 блока	ГТУ	2003	5,0
ООО «Газпром трансгаз Югорск»		всего по предприятию			193,2
10.	Ямбургское ЛПУ	итого Руст			30,2
		БЭС-630	ДЭС	1986	0,6
		9хКАС-500	ДЭС	1988 – 2001	4,5
		8хКАС-630	ДЭС	1990 – 2002	5,0
		2хПАЭС-2500	ГТУ	1990	5,0
		6хПАЭС-2500М	ГТУ	1990	15,0
11.	Ныдинское ЛПУ МГ	итого Руст			21,3
		2хАС-804р1	ДЭС	1986 – 1987	1,3
		5хКАС-500	ДЭС	1988 – 1996	2,5
		3хПАЭС-2500	ГТУ	1987 – 1997	7,5
		4хПАЭС-2500М	ГТУ	1986 – 1987	10,0
12.	Новоуренгойское ЛПУ МГ	итого Руст			33,7
	Пуровская ГКС	4хVolvo-250	ДЭС	1984	1,0

1	2	3	4	5	6
		3хБЭС-630	ДЭС	1985 – 2003	1,9
		Wola-200/0,2	ДЭС	1985	0,2
		3хРастон ТВ-5000	ГТУ	1985	8,1
13.	Правохеттинское ЛПУ	3хБЭС-630	ДЭС	1985 – 1986	1,9
		ЭД-200	ДЭС	1998	0,2
		4хКАС-500	ДЭС	1987 – 1995	2,0
		2хПАЭС-2500	ГТУ	1997	5,0
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1983 – 1985	7,5
		2хРастон ТВ-5000	ГТУ	1984	5,4
		ЭД-500	ДЭС	1995	0,5
14.	Пангодинское ЛПУ МГ	итого Руст			6,5
	Хасьрейская п/п	Звезда-630НК	ДЭС	2010	0,6
		КАС-500	ДЭС	1993	0,5
		2хРастон ТВ-5000	ГТУ	1984 – 1985	5,4
15.	Ягельное ЛПУ МГ	итого Руст			18,1
		5хБЭС-630	ДЭС	1985 – 1987	3,2
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1983 – 1985	7,5
		2хРастон ТВ-5000	ГТУ	1986 – 1988	5,4
		4хЭД-500Т	ДЭС	1988 – 1996	2,0
16.	Приозерное ЛПУ МГ	итого Руст			23,1
		4хАС-804р1	ДЭС	1985 – 1987	2,5
		АСДА-200	ДЭС	1991	0,2
		5хКАС-500	ДЭС	1987 – 1991	2,5
		2хПАЭС-2500	ГТУ	1990 – 2005	5,0
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1983 – 2005	7,5
		2хРастон ТВ-5000	ГТУ	1986 – 1987	5,4
17.	Ново-Уренгойское ЛПУ	итого Руст			13,0
		Звезда-630НК	ДЭС	2010	0,6
		3хАС-804р1	ДЭС	1982 – 1984	1,9
		КАС-500	ДЭС	1989	0,5
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1992	7,5
		ЭГ-2500	ГТУ	2006	2,5
18.	Пангодинское ЛПУ ЯНАО	итого Руст			14,7
		4хАС-804р1	ДЭС	1983 – 1987	2,5
		Звезда-630НК	ДЭС	2005	0,6
		3хКАС-500	ДЭС	1993 – 2005	1,5
		4хУрал-2500	ГТУ	2007	10,0
19.	Надымское ЛПУ МГ	итого Руст			18,6
		Звезда-630НК	ДЭС	2010	0,6
		Wola-200	ДЭС	1993	0,2

1	2	3	4	5	6
		3xКАС-500	ДЭС	1982 – 1989	1,5
		2xАС-804р1	ДЭС	1983 – 1984	1,3
		2xПАЭС-2500	ГТУ	1982 – 2001	5,0
		4xПАЭС-2500М	ГТУ	1976 – 1982	10,0
20.	Лонг Юганское ЛПУ	итого Руст			14,2
		5xBЭС-630	ДЭС	1985 – 2002	3,2
		2xКАС-500	ДЭС	1985 – 2000	1,0
		ПАЭС-2500	ГТУ	1990	2,5
		3xПАЭС-2500М	ГТУ	1978 – 2004	7,5
ООО «Газпром трансгаз Сургут»		всего по предприятию			22,0
21.	ЭСК п. Уренгой	ЭСК «Wartsila»	ДЭС	н/д	22,0
ООО «РН-Пурнефтегаз»		всего по предприятию			52,4
22.	Тарасовская газопоршневая электростанция (ТПЭС)	6xГПГУ	ГПГУ	2010	52,4
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»		всего по предприятию			69,0
23.	ЭСН ГКС Находкинского м/р	6xГПЭА	ГПГУ	2012	10,5
24.	ГПЭС Находкинского м/р	4xГПЭА	ГПГУ	2004	5,5
25.	ГТЭС-24 Пяяхинское м/р	4xГТУ	ГТУ	2009	24,0
26.	ГТЭС-8 Пуровская группа м/р	10xГТУ	ГТУ	2001	14,0
27.	ПАЭС-2500	6xПАЭС-2500	ГТУ	1992	15,0
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»		всего по предприятию			19,5
28.	ЭСН Чатылкинского м/р	Waukesha	ГТУ	2008	5,0
		6xCummins	ДЭС	2008	6,0
29.	ЭСН Холмистого м/р	Waukesha	ГТУ	2008	4,5
		6xCummins	ДЭС	2008	4,0
ОАО «НОВАТЭК»		всего по предприятию			8,6
30.	Таркосаленеф-тегаз	OPRA	ГТУ	2010	3,6
		ПАЭС-2500	ГТУ	2007	5,0
Вынгапуровский ГПЗ – Филиал ОАО «СибурТюменьГаз»		всего по предприятию			7,2
31.	ГПЭС ВГПЗ	Petra-2500 (4x1,8)	ГПГУ	2012	7,2
Итого по автономным источникам электроснабжения крупных потребителей электроэнергии					521,4
В т.ч. ГТУ					364,3
ДЭС					80,5
ГПГУ					75,6

1	2	3	4	5	6
Автономные источники электроснабжения территориально изолированных МО					
Город Салехард		всего по МО			85,30
1.	ГТЭС-3	№ 1	ГТУ	2001	12,00
		№ 2	ГТУ	2001	12,00
		№ 3	ГТУ	2004	15,40
2.	ДЭС-1	№ 1	ДЭС	1994	6,50
		№ 2	ДЭС	1994	6,50
		№ 3	ДЭС	1997	6,40
3.	ДЭС-2	№ 1	ДЭС	1999	6,40
		№ 2	ДЭС	2000	6,10
4.	ТЭС-14	№ 1	ГПГУ	2009	1,75
		№ 2	ГПГУ	2009	1,75
		№ 3	ГПГУ	2009	1,75
		№ 4	ГПГУ	2009	1,75
		№ 5	ГПГУ	2009	1,75
		№ 6	ГПГУ	2009	1,75
		№ 7	ГПГУ	2009	1,75
		№ 8	ГПГУ	2009	1,75
Город Лабытнанги		всего по МО			73,00
5.	ПЭС Лабытнанги	ГТГ-1	ГТУ	1996	12,00
		ГТГ-2	ГТУ	1996	12,00
		ГТГ-3	ГТУ	2007	14,00
		ГТГ-4	ГТУ	2010	12,00
		ГТГ-5	ГТУ	1974	4,00
		ГТГ-6	ГТУ	1979	4,00
		ГТГ-7	ГТУ	1976	2,50
		ГТГ-8	ГТУ	1976	2,50
		ГТГ-9	ГТУ	1978	2,50
		ГТГ-10	ГТУ	1978	2,50
		ГТГ-11	ГТУ	1983	2,50
		ГТГ-12	ГТУ	1983	2,50
Шурьшкарский район		всего по МО			21,91
6.	Село Мужы	итого Руст			8,22
		MTU-520	ДЭС	2004	0,52
		ДГ2-350	ДЭС	2010	0,35
		ДГ2-350	ДЭС	2010	0,35
		8R22	ДЭС	1994	1,10
		8R22	ДЭС	1994	1,10
		4-26 ДГ	ДЭС	2000	1,20
		4-26 ДГ	ДЭС	2000	1,20
		4-26 ДГ	ДЭС	2009	1,20
4-26 ДГ	ДЭС	2010	1,20		
7.	Село Восяхово	итого Руст			0,80

1	2	3	4	5	6
		ЯМЗ -238	ДЭС	2001	0,10
		ЯМЗ -238	ДЭС	2001	0,10
		ЯМЗ -238	ДЭС	2012	0,10
		Д1-250	ДЭС	2009	0,25
		Д1-250	ДЭС	2010	0,25
8.	Деревня Усть-Войкары	Д-65	ДЭС	2006	0,03
9.	Деревня Вершина-Войкары	4-Ч(ЭД-16)	ДЭС	2006	0,02
10.	Деревня Новый Киеват	Д-65	ДЭС	2006	0,03
11.	Деревня Анжигорт	Д-65	ДЭС	2006	0,03
12.	Село Шурышкары	итого Руэт			2,00
		ДГ1А315-1	ДЭС	2012	0,32
		ДГ1А315-1	ДЭС	2009	0,32
		ДГ1А315-1	ДЭС	2006	0,32
		ДГ1А315-1	ДЭС	2006	0,32
		ДГ1А315-1	ДЭС	2010	0,32
		ЯМЗ -238	ДЭС	2001	0,10
		Scoda-350	ДЭС	2002	0,32
13.	Деревня Унсельгорт	итого Руэт			1,56
		Д-243	ДЭС	2012	0,03
		Д-243	ДЭС	2012	0,03
		Д-144	ДЭС	н/д	1,50
14.	Село Горки	итого Руэт			3,75
	ДЭС № 1	ДГ-72М № 1	ДЭС	2012	0,75
		ДГ-72М № 2	ДЭС	2002	0,75
	ДЭС № 2	ДГ-72М № 1	ДЭС	2005	0,75
		ДГ-72М № 2	ДЭС	2005	0,75
		ДГ-72М № 3	ДЭС	2005	0,75
15.	Село Азовы	итого Руэт			1,05
		АД-100 № 2 сп	ДЭС	2007	0,09
		АД-100 № 3 сп	ДЭС	2007	0,09
		АД-100 № 6	ДЭС	2010	0,09
		АД-200 № 4	ДЭС	2009	0,18
		ДГ-350	ДЭС	2012	0,35
		ДГ-250	ДЭС	2010	0,25
16.	Село Лопхари	итого Руэт			1,08
		АД-100 № 1	ДЭС	2005	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09
		АД-100 № 2 сп	ДЭС	2007	0,09

1	2	3	4	5	6
		АД-200 № 3 сп	ДЭС	2010	0,18
		АД-100 № 4 сп	ДЭС	2002	0,09
		АД-100 № 5	ДЭС	2010	0,09
		АД-200 № 6	ДЭС	2009	0,18
17.	Деревня Пословы	итого Руст			0,03
		АД-16	ДЭС	2010	0,02
		АД-16	ДЭС	2002	0,02
18.	Село Питляр	итого Руст			1,23
		ЯМЗ-238 № 3 сп	ДЭС	2002	0,09
		ЯМЗ-238 № 2	ДЭС	2002	0,09
		ЯМЗ-238 № 4 сп	ДЭС	2007	0,09
		АД-200 № 6	ДЭС	2008	0,18
		АД-200 № 7	ДЭС	2010	0,18
		ДГ-250	ДЭС	2012	0,25
		ДГ-350	ДЭС	2012	0,35
19.	Деревня Хашгорт	итого Руст			0,04
		АД-30	ДЭС	2010	0,03
		АД-16	ДЭС	2010	0,02
20.	Село Овгорт	итого Руст			1,71
		ДГА-320	ДЭС	2001	0,32
		ДГР-224	ДЭС	2006	0,22
		ДГ1-350	ДЭС	2011	0,35
		ДГ1-250	ДЭС	2010	0,25
		ДГ1-250	ДЭС	2010	0,25
		ДГА-315 сп.	ДЭС	2001	0,32
21.	Деревня Ямгорт	итого Руст			0,29
		АД-100	ДЭС	2006	0,10
		АД-60	ДЭС	2012	0,06
		АД-60 сп.	ДЭС	1998	0,06
		АД-40	ДЭС	2009	0,04
		АД-30	ДЭС	2007	0,03
22.	Село Оволынгорт	итого Руст			0,04
		АД-16	ДЭС	2005	0,02
		АД-11	ДЭС	2012	0,01
		АД-16 сп.	ДЭС	2002	0,02
Ямальский район		всего по МО			28,83
23.	Село Салемал	итого Руст			1,60
		Cummins QSX15G8 № 1	ДЭС	2011	0,40
		Cummins QSX15G8 № 2	ДЭС	2011	0,40
		Cummins QSX15G8 № 3	ДЭС	2011	0,40
		Cummins QSX15G8 № 4	ДЭС	2011	0,40

1	2	3	4	5	6	
24.	Село Панаевск	итого Русл			1,58	
		ДГА – 315 № 1	ДЭС	2009	0,32	
		ДГА – 315 № 2	ДЭС	2006	0,32	
		ДГА – 315 № 3	ДЭС	2009	0,32	
		ДГА – 315 № 4	ДЭС	2005	0,32	
		ДГА – 315 № 5	ДЭС	2008	0,32	
25.	Село Яр-Сале	итого Русл			8,96	
		MTU 12v4000	ДЭС	2006	1,12	
		MTU 12v4000	ДЭС	2006	1,12	
		MTU 12v4000	ДЭС	2007	1,12	
		MTU 12v4000	ДЭС	2007	1,12	
		MTU 12v4000	ДЭС	2007	1,12	
		MTU 12v4000	ДЭС	2007	1,12	
		MTU 12v4000	ДЭС	2010	1,12	
		MTU 12v4000	ДЭС	2010	1,12	
26.	Поселок Сюнай-Сале	итого Русл			1,15	
		АД-200С-Т400	ДЭС	2005	0,20	
		АД-200С-Т400	ДЭС	2004	0,20	
		АД-250С-Т400	ДЭС	2010	0,25	
		АД-250С-Т400	ДЭС	2012	0,25	
		АД-250С-Т400	ДЭС	2012	0,25	
27.	Село Новый Порт	итого Русл			2,23	
		ДГ-72 (3)	ДЭС	2009	0,80	
		ДГ-72 (4)	ДЭС	1997	0,80	
		ДГА-315 (1)	ДЭС	2005	0,32	
		ДГА-315 (2)	ДЭС	2005	0,32	
28.	Село Мыс Каменный	итого Русл			9,39	
		ЦЭС-Геологи	АИ-20 ПАЭС- 2500 № 2	ГТУ	2005	2,50
			АИ-20 ПАЭС- 2500 № 3	ГТУ	2009	2,50
			АИ-20 ПАЭС- 2500 № 4	ГТУ	2006	2,50
	ДЭС Аэропорт	Г – 73 № 1	ДЭС	1982	0,63	
		Г – 73 № 2	ДЭС	1984	0,63	
		ДГА – 315 № 1	ДЭС	1989	0,32	
		ДГА – 315 № 2	ДЭС	1991	0,32	
29.	Село Сеяха	итого Русл			3,92	
		Шкода 825 6-27,5 A4S	ДЭС	2009	0,66	
		Шкода 825 6-27,5 A4S	ДЭС	2006	0,66	

1	2	3	4	5	6
		Шкода 608 6-27,5 A2S	ДЭС	2003	0,49
		Шкода 608 6-27,5 A2S	ДЭС	2001	0,49
		Шкода 608 6-27,5 A2S	ДЭС	2004	0,49
		Шкода 608 6-27,5 A2S	ДЭС	2010	0,49
		Шкода 825 6-27,5 A4S	ДЭС	2002	0,66
Тазовский район		всего по МО			40,80
30.	Поселок Тазовский	итого Руст			17,50
		ПАЭС-2500 № 1	ГТУ	1996	2,50
		ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	1996	2,50
		ПАЭС-2500 № 3	ГТУ	1993	2,50
		ПАЭС-2500 № 4	ГТУ	2002	2,50
		ПАЭС-2500 № 5	ГТУ	1989	2,50
		ПАЭС-2500 № 6	ГТУ	1993	2,50
		ПАЭС-2500 № 7	ГТУ	2003	2,50
31.	Село Газ-Сале	итого Руст			17,50
		ПАЭС-2500 № 1	ГТУ	1976	2,50
		ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	1987	2,50
		ПАЭС-2500 № 3	ГТУ	1987	2,50
		ПАЭС-2500 № 4	ГТУ	1985	2,50
		ПАЭС-2500 № 5	ГТУ	1985	2,50
		ПАЭС-2500 № 6	ГТУ	1987	2,50
		ПАЭС-2500 № 7	ГТУ	1991	2,50
32.	Село Антипаюта	итого Руст			5,00
		ПАЭС-2500 № 1	ГТУ	1987	2,50
		ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	2002	2,50
33.	Село Находка	итого Руст			0,80
		ДЭС	ДЭС	2006	0,30

1	2	3	4	5	6
		ДЭС	ДЭС	2006	0,30
		ДЭС	ДЭС	н/д	0,10
		ДЭС	ДЭС	н/д	0,10
	Красноселькупский район	всего по МО			5,59
34.	Село Толька	итого Руст			1,88
		ДГ-72 № 1	ДЭС	1979	0,38
		ДГ-72 № 2	ДЭС	1983	0,38
		ДГ-72 № 3	ДЭС	1985	0,38
		ДГ-72 № 4	ДЭС	1987	0,38
		ДГ-72 № 5	ДЭС	1988	0,38
35.	Село Красноселькуп	итого Руст			3,00
		ДГ-72 № 1	ДЭС	1979	0,38
		ДГ-72 № 2	ДЭС	1998	0,38
		ДГ-72 № 3	ДЭС	1980	0,38
		ДГ-72 № 4	ДЭС	2000	0,38
		ДГ-72 № 5	ДЭС	1986	0,38
		ДГ-72 № 6	ДЭС	1987	0,38
		ДГ-72 № 7	ДЭС	1991	0,38
		ДГ-72 № 8	ДЭС	1991	0,38
36.	Село Ратта	итого Руст			0,72
		АД200-Т400-РМ	ДЭС	2006	0,20
		АД200-Т400-1РМ2	ДЭС	2009	0,20
		АД315-Т400-1РМ2	ДЭС	2006	0,32
	Приуральский район	всего по МО			30,93
37.	Село Аксарка	итого Руст			10,50
		ЭГД-7-1	ДЭС	2004	1,50
		ЭГД-7-2	ДЭС	2004	1,50
		ЭГД-7-3	ДЭС	2004	1,50
		ЭГД-7-4	ДЭС	2004	1,50
		ГПА-1	ГПГУ	2011	1,50
		ГПА-2	ГПГУ	2011	1,50
		ГПА-3	ГПГУ	2011	1,50
38.	Поселок Товопогол	итого Руст			0,12
		ДГ-60	ГПГУ	2002	0,06
		ДГ-30	ДЭС	2006	0,03
		ДГ-30	ДЭС	2008	0,03
39.	Поселок Зеленый Яр	итого Руст			0,56
		ДГ-100 № 1	ДЭС	2002	0,10
		ДГ-200 № 2	ДЭС	2007	0,20
		ДГ-100 № 3	ДЭС	2002	0,10
		ДГ-100 № 4	ДЭС	2002	0,10

1	2	3	4	5	6
		ДГ-60 № 5	ДЭС	2004	0,06
40.	Село Харсаим	итого Руст			2,97
		ДГ-100 № 1	ДЭС	2000	0,10
		ДГ-100 № 2	ДЭС	2000	0,10
		ДГ-100 № 3	ДЭС	1991	0,10
		ДГ-100 № 4	ДЭС	1991	0,10
		ДГ-420 № 5	ДЭС	2010	0,42
		ДГ-200 № 6	ДЭС	2007	0,20
		ДГ-200 № 7	ДЭС	2007	0,20
		ДГ-500 № 8	ДЭС	2012	0,50
		ДГ-1250 № 9	ДЭС	2008	1,25
41.	Поселок Вылпосл	итого Руст			0,05
		ДГ-30 № 1	ДЭС	2009	0,03
		ДГ-16 № 2	ДЭС	1995	0,02
42.	Деревня Лаборовая	итого Руст			0,40
		ДГ-100 № 1	ДЭС	2001	0,10
		ДГ-100 № 2	ДЭС	2001	0,10
		ДГ-200 № 3	ДЭС	2003	0,20
43.	Село Катравож	итого Руст			1,60
		ДГ-400 № 1	ДЭС	2010	0,40
		ДГ-400 № 2	ДЭС	2010	0,40
		ДГ-400 № 3	ДЭС	2010	0,40
		ДГ-400 № 4	ДЭС	2011	0,40
44.	Село Белоярск	итого Руст			3,38
		ДГ-1000 № 1	ДЭС	1995	1,13
		ДГ-1000 № 2	ДЭС	1995	1,13
		ДГ-1000 № 3	ДЭС	2006	1,13
45.	Поселок Щучье	итого Руст			0,40
		ДГ-100 № 1	ДЭС	2010	0,10
		ДГ-100 № 2	ДЭС	2009	0,10
		ДГ-100 № 3	ДЭС	2003	0,10
		ДГ-100 № 4	ДЭС	2011	0,10
46.	П.г.т. Харп	итого Руст			10,96
		ГПА-1	ГПГУ	2010	3,05
		ГПА-2	ГПГУ	2010	3,05
		ГПА-3	ГПГУ	2010	2,43
		ГПА-4	ГПГУ	2010	2,43
Пуровский район		всего по МО			4,32
47.	Село Самбург	итого Руст			4,32
		14-26ДГ	ДЭС	2003	1,10
		14-26ДГ	ДЭС	2003	1,10
		14-26ДГ	ДЭС	2003	1,10
		Ausonia № 1	ДЭС	2009	0,51

1	2	3	4	5	6
		Ausonia № 2	ДЭС	2009	0,51
Надымский район		всего по МО			3,25
48.	Село Ныда	итого Руст			1,58
	ДЭС № 1	ДГ № 1	ДЭС	2002	0,32
		ДГ № 2	ДЭС	1998	0,32
		ДГ № 3	ДЭС	2002	0,32
		ДГ № 4	ДЭС	2001	0,32
		ДГ № 5	ДЭС	2004	0,32
		ДГ № 6	ДЭС	2008	0,32
		ДГ № 7	ДЭС	2008	0,32
		ДГ № 8	ДЭС	2008	0,32
	ДЭС № 2	ДГ № 1	ДЭС	2011	0,32
		ДГ № 2	ДЭС	1999	0,32
		ДГ № 3	ДЭС	1999	0,32
49.	Село Кутюпьюган	итого Руст			0,96
		ДГ № 2	ДЭС	2008	0,44
		ДГ № 3	ДЭС	2005	0,32
		ДГ № 4	ДЭС	2005	0,20
		ДГ № 6	ДЭС	2007	0,20
50.	Село Нори	итого Руст			0,72
		ДГ № 1	ДЭС	2005	0,20
		ДГ № 2	ДЭС	2007	0,20
		ДГ № 3	ДЭС	2011	0,32
Итого автономные источники электроснабжения территориально изолированных муниципальных образований					293,9
В т.ч. ДЭС					104,5
ГТУ					159,9
ГПГУ					29,5
Итого по ЯНАО					1641,9
В т.ч. ПГУ					579,6
ГТУ					748,2
ПСУ					24,0
ГПГУ					105,1
ДЭС					185,0

2.10. Структура установленной мощности по типам электростанций и видам собственности.

Большая часть генерирующих установок на территории ЯНАО находится в частной собственности генерирующих компаний и крупных потребителей электроэнергии. Суммарная величина установленной мощности электростанций в частной собственности составляет 1378,6 МВт. Самой крупной генерирующей компанией на территории ЯНАО по установленной мощности является ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» (Уренгойская ГРЭС). Наиболее крупными собственниками генерирующей мощности среди крупных потребителей электроэнергии являются ООО «Газпром добыча Ямбург» и ООО «Газпром

трансгаз Югорск». Структура установленной мощности по типам электростанций и видам собственности приведена в таблице 12, на схеме 8.

Структура установленной мощности по типам электростанций и видам собственности

Таблица 12

Тип электростанции	Наименование	Тип генерирующих установок	Установленная мощность (МВт)
1	2	3	4
Генерирующие компании	ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	ПГУ, ПСУ	484,0
	ООО «НПГЭ»	ПГУ	119,6
	ОАО «Передвижная энергетика»	ГТУ	145,0
	ООО «Северная ПЛЭС»	ГТУ	24,0
Электростанции промышленных предприятий	ООО «Газпром добыча Ямбург»	ГТУ	128,5
	ООО «Газпром добыча Надым»	ГТУ, ДЭС	101,0
	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	ДЭС ГТУ	193,2
	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	ДЭС	22,0
	ООО «Газпром добыча Уренгой»	ГТУ	15,0
	ООО «РН-Пурнефтегаз»	ГПГУ	52,4
	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»	ГПГУ, ГТУ	69,0
	ОАО «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз»	ГТУ, ДЭС	19,5
	ОАО «НОВАТЭК»	ГТУ	16,6
	Филиал ОАО «СибурТюменьГаз» – Вынгапуровский ГПЗ	ГПГУ	7,2
Электростанции муниципальных предприятий	Город Салехард	ГТУ, ДЭС, ГПГУ	85,3
	Шурьшкарский район	ДЭС	21,9
	Ямальский район	ГТУ, ДЭС	28,8
	Красноселькупский район	ДЭС	5,6
	Тазовский район	ГТУ, ДЭС	40,8
	Приуральский район	ДЭС ГПГУ	30,9
	Пуровский район	ДЭС	4,32
	Надымский район	ДЭС	3,25

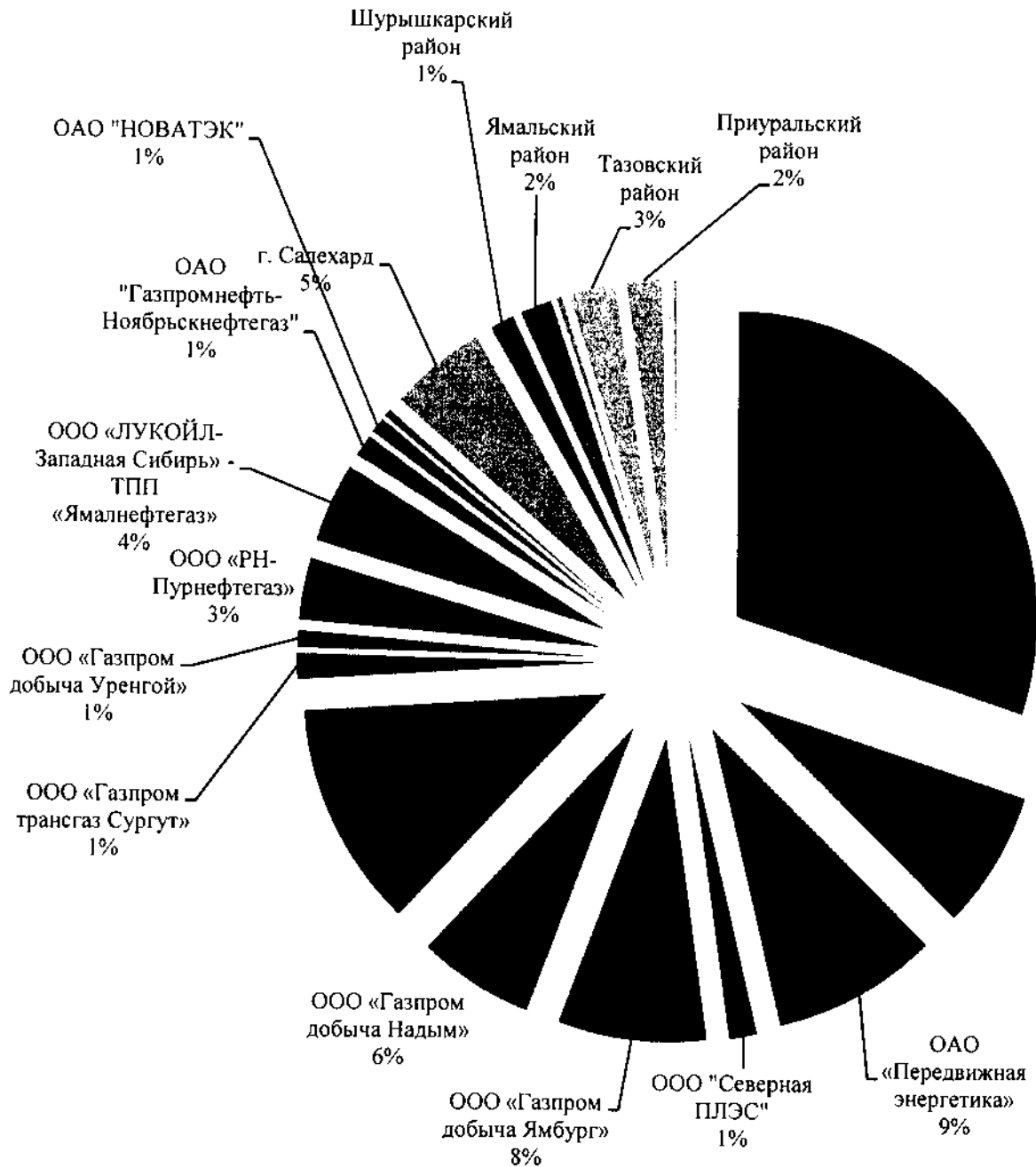


Схема 8. Структура установленной мощности генерирующих установок ЯНАО по собственникам

2.11. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет.

ЭЭС ЯНАО является дефицитной как по мощности, так и по электроэнергии. В течение отчетного пятилетнего периода покрытие потребностей за счет собственных источников возросло с 6% в 2009 году до 49% в 2013 году. С вводом с 2012 году блока № 1 Уренгойской ГРЭМ Северный энергорайон энергосистемы ЯНАО стал избыточным.

Балансы электрической мощности и электроэнергии ЭЭС ЯНАО за отчетный период приведены в таблицах 13 и 14 соответственно.

Балансы электрической мощности за период 2009 – 2014 годов (МВт)

Таблица 13

Наименование показателя	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5	6	7
Покрытие – всего	88,0	234,0	238,2	643,7	712,4	529,1
В том числе						
Уренгойская ГРЭС	24,0	24,0	24,2	418	505,5	274,2
Ноябрьская ПГЭ	–	124,0	123,5	130,1	131,3	133,8
ПЭС Надым	33,0	23,0	22,5	22,5	22,5	22,5
ПЭС Уренгой	29,0	31,0	40,0	39,3	13,2	54,9
Ямбургская ГТЭС	2,0	32,0	28,0	33,9	34,9	35,7
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	–	–	–	–	–	3
ГТЭС Песцовая	–	–	–	–	2	2
ГТЭС Харвутинская	–	–	–	–	3	3
Потребление – всего	1454	1390	1461	1472	1449	1496
Сальдо перетоков (дефицит)	1366	1156	1223	828,3	736,6	966,9

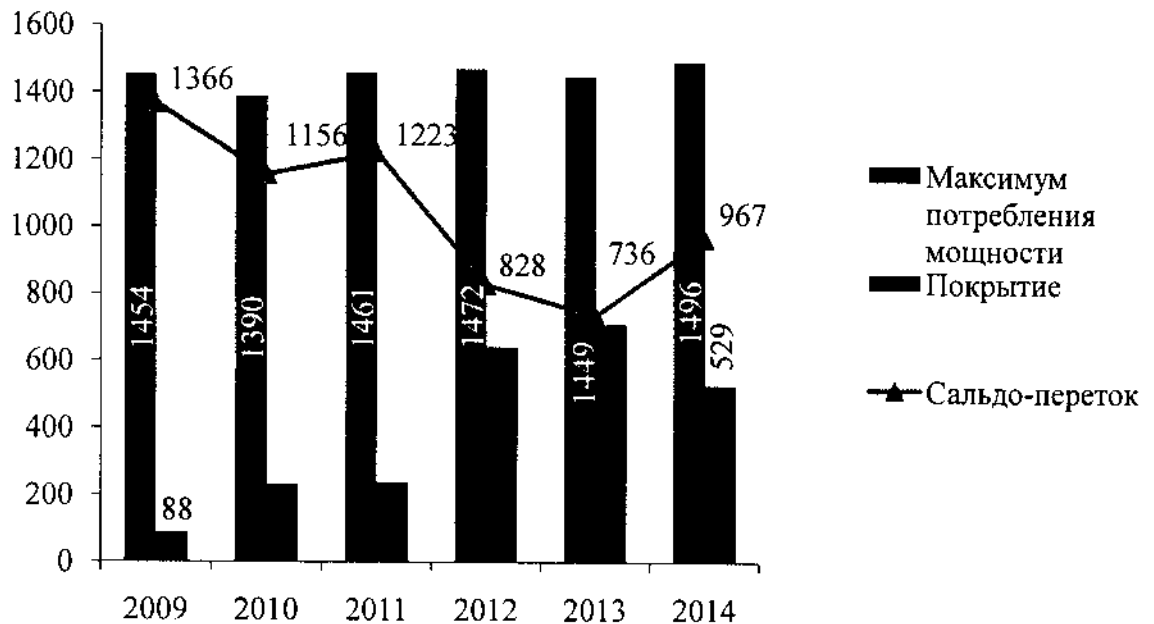


Схема 10. Динамика изменения покрытия максимума потребления мощности ЭЭС ЯНАО, МВт

Балансы электрической энергии за период 2009 – 2013 годов (млн кВт·ч)

Таблица 14

Наименование показателя	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление	10 563,0	10 930,4	10 337,0	10 533,0	11 083,1	11 091,0
Собственная выработка	694,9	1 252,4	1 903,8	2 438,0	4 830,3	4 966,5
Сальдо перетоков электрической энергии ⁵	9 868,1	9 678,0	8 433,2	8 095,0	6 543,4	6 124,5

2.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет.

В таблице 15 приведены показатели энерго- и электроэффективности экономики ЯНАО за отчетные 2009 – 2012 годы на основании данных органов государственной статистики.

Основные показатели энерго- и электроэффективности за 2009 – 2012 годы⁶

Таблица 15

Наименование показателя	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год
1	2	3	4	5
ВРП (млрд. руб.)	649,6	782,2	966,1	1192,2
Электропотребление (млрд кВт·ч)	12 806	12 963	13 077	13 279
Объем потребленных ТЭР (т у.т.)	16 317 091	15 694 402	19 028 680	19 331 293
Численность населения (чел.)	543651	522904	524925	536558
Электроемкость ВРП (кВт·ч/руб.)	19,7	16,6	13,5	11,1
Энергоемкость ВРП (т у.т./млн руб.)	25,1	20,1	19,7	16,2
Потребление ЭЭ на душу населения (тыс. кВт·ч/чел.)	23,6	24,8	24,9	24,7

Потребление электроэнергии на душу населения на территории ЯНАО превышает среднероссийское в 3,3 раза (в 2012 году электропотребление на душу населения в среднем по Российской Федерации составило 7,4 тыс. кВт·ч/чел.), что может быть объяснено значительной долей промышленности в структуре потребления электроэнергии.

Снижение электроемкости и энергоемкости ВРП ЯНАО в период 2009 – 2012 годов объясняются в первую очередь инфляцией.

2.13. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше.

⁵ (-) Выдача электрической энергии, (+) – получение электрической энергии.

⁶ Расчеты за 2013 – 2014 годы не приведены ввиду отсутствия статистической информации. Объем потребленных ТЭР и электропотребление приняты на основании единого топливно-энергетического баланса.

Основными эксплуатирующими организациями являются Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири (ЯНПМЭС), ОАО «Тюменьэнерго», а также крупные промышленные предприятия добычи и транспортировки полезных ископаемых и обрабатывающих производств.

Сводные данные по установленной мощности и количеству трансформаторов/автотрансформаторов (Т/АТ) ПС 110 кВ и выше представлены в таблице 16 с учетом номинального напряжения и эксплуатирующей организации.

Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО

Таблица 16

Наименование показателя	Количество ПС (шт.)	Количество Т/АТ (шт.)	Мощность ПС (МВА)
1	2	3	4
Всего	162	336	12 236
По номинальному напряжению			
500 кВ	3	15	4 007
220 кВ	12	27	2 857
110 кВ	146	297	5 632
По эксплуатирующим организациям			
МЭС Западной Сибири	14	40	6 614
ОАО «Тюменьэнерго»	106	215	4 366
Промышленные предприятия	42	82	1 266

На схеме 11 приведена структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

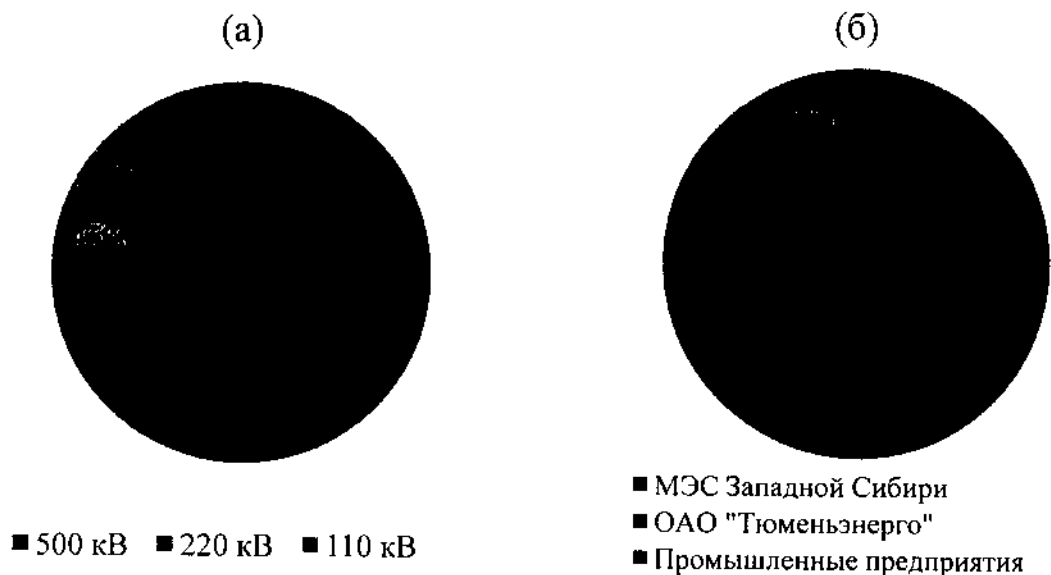


Схема 11. Структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению (а) и эксплуатирующим организациям (б).

Сводные данные по количеству и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО приведены в таблице 17.

Сводные данные о количестве и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО

Таблица 17

Наименование показателя	Количество ЛЭП (шт.)	Длина (км)
1	2	3
Всего	120	9 460
По номинальному напряжению		
500 кВ (в том числе ЛЭП 220 кВ в габ. 500 кВ)	5	842
220 кВ	17	1 847
110 кВ	98	6 771
По эксплуатирующим организациям		
МЭС Западной Сибири	22	2 663
ОАО «Тюменьэнерго»	83	5 748
Промышленные предприятия	15	1 023

На схеме 12 приведена структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

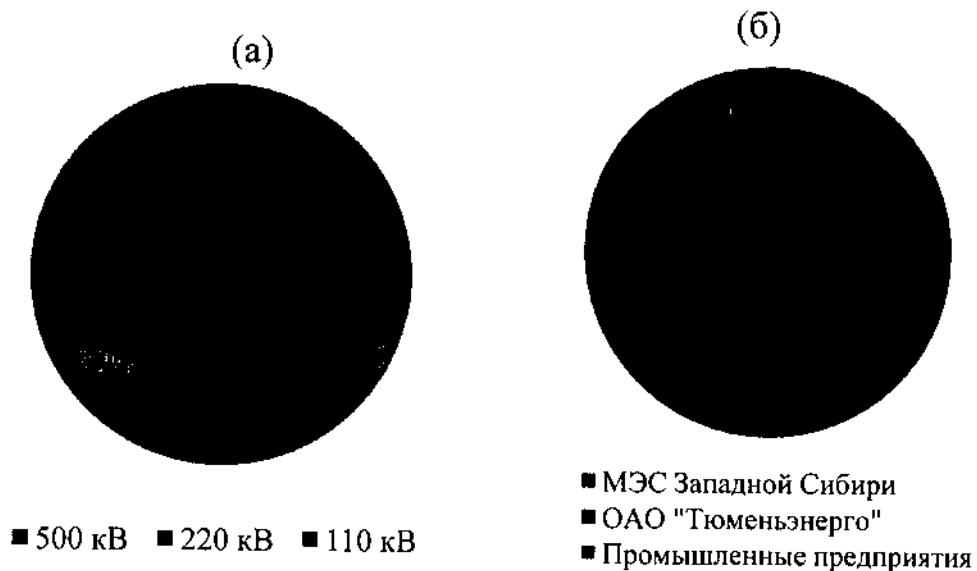


Схема 12. Структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению (а) и эксплуатирующим организациям (б)

В таблицах 18 – 19 приведен перечень ПС и ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО, а также сведения о количестве и мощности Т/АТ ПС, длине и марке провода ЛЭП и данные об эксплуатирующей организации.

В 2013 году введено следующее электросетевое оборудование:

- ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея 1 цепь длиной 213,7 км;

- ПС 220 кВ Мангазея, с установленной мощностью автотрансформаторов 2x125 МВА;

- ПС 220 кВ Арсенал с установленной мощностью автотрансформаторов 2x125 МВА;

- ВЛ 220 кВ Арсенал – Тарко-Сале-1 длиной 72 км;

- ПС 110 кВ Лимбей с ВЛ 110 кВ (ОАО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»);

- ПС 110 кВ Тайяха с ВЛ 110 кВ (ОАО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»);

- ПС 110 кВ Вымпел (ОАО «Запсибтрансгаз»).

В 2013 году произведена реконструкция ВЛ 500 (220) кВ Муравленковская - Надым на головных участках со стороны ПС Муравленковская и ПС Надым общей протяженностью 8,37 км с заменой провода.

Кроме того, в 2014 году введено следующее электросетевое оборудование:

- ВЛ 220 кВ Арсенал – Тарко-Сале-2 длиной 72 км;

- ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС- Мангазея 2 цепь длиной 213,7 км;

- УШР на ПС 220 кВ Арсенал, мощностью 25 Мвар;

- ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха с ПП 110 кВ Лимбя-Яха.

Сведения о составе ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01 января 2015 года

Таблица 18

№ п/п	Наименование ПС	Уном (кВ)	Количество Т/АТ (шт.)	Мощность Т/АТ (МВА)	Суммарная мощность ПС (МВА)
1	2	3	4	5	6
Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири					
1	ПС 500 кВ Холмогорская	500	3	501	1503
		220	3	125	375
2	ПС 500 кВ Муравленковская	500	1	501	501
		220	2	63	126
			1	125	125
3	ПС 500 кВ Тарко-Сале	500	2	501	1002
		220	3	125	375
Итого ПС 500 кВ			15		4007
1	ПС 220 кВ Янга-Яха	220	2	125	250
2	ПС 220 кВ Пуль-Яха	220	2	125	250
		110	2	40	80
3	ПС 220 кВ Аврора	220	2	100	200
4	ПС 220 кВ ГГПЗ	220	2	100	200
5	ПС 220 кВ Надым	220	2	125	250
6	ПС 220 кВ Правохеттинская	220	2	32	64
7	ПС 220 кВ Пангоды	220	1	63	63
			1	125	125
8	ПС 220 кВ Оленья	220	2	125	250

1	2	3	4	5	6
9	ПС 220 кВ Уренгой	220	2	125	250
10	ПС 220 кВ Вынгапур	220	3	125	375
11	ПС 220 кВ Мангазея	220	2	125	250
12	ПС 220 кВ Арсенал	220	2	125	250
Итого ПС 220 кВ			27		2857
Итого Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири			42		6 864
ОАО «Тюменьэнерго»					
1	ПС 110 кВ КНС-1	110	2	25	50
2	ПС 110 кВ Разряд	110	2	40	80
3	ПС 110 кВ Вышка	110	2	40	80
4	ПС 110 кВ НПС Холмогоры	110	2	40	80
5	ПС 110 кВ Карамовская	110	2	25	50
6	ПС 110 кВ Суторминская	110	2	16	32
7	ПС 110 кВ Крайняя	110	2	25	50
8	ПС 110 кВ КНС-9	110	2	25	50
9	ПС 110 кВ Летняя	110	2	25	50
10	ПС 110 кВ З. Ноябрьская	110	2	25	50
11	ПС 110 кВ Игурская	110	2	25	50
12	ПС 110 кВ Городская	110	2	25	50
13	ПС 110 кВ Владимирская	110	2	25	50
14	ПС 110 кВ Хрустальная	110	2	25	50
15	ПС 110 кВ Комплект	110	2	25	50
16	ПС 110 кВ Кедр	110	1	6,3	6,3
			1	10	10
17	ПС 110 кВ Ханупа	110	2	25	50
18	ПС 110 кВ Ударная	110	2	40	80
19	ПС 110 кВ Трудовая	110	2	40	80
20	ПС 110 кВ Стрела	110	2	25	50
21	ПС 110 кВ Геращенко	110	2	25	50
22	ПС 110 кВ Пяку-Пур	110	2	16	32
23	ПС 110 кВ Сугмутская	110	2	40	80
24	ПС 110 кВ Н. Пурпейская	110	2	40	80
25	ПС 110 кВ Жемчужина	110	2	25	50
26	ПС 110 кВ Курская	110	2	40	80
27	ПС 110 кВ Орловская	110	2	40	80
28	ПС 110 кВ Барсуковская	110	2	40	80
29	ПС 110 кВ Комсомольская	110	2	25	50
30	ПС 110 кВ УКПГ	110	2	6,3	12,6
31	ПС 110 кВ Мара-Яха	110	2	25	50
32	ПС 110 кВ Майская	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
33	ПС 110 кВ Ю. Харампурская	110	2	25	50
34	ПС 110 кВ Харампурская	110	2	25	50
35	ПС 110 кВ Тарасовская	110	2	25	50
36	ПС 110 кВ Светлая	110	2	16	32
37	ПС 110 кВ Сигнал	110	2	25	50
38	ПС 110 кВ Фортуна	110	2	25	50
39	ПС 110 кВ Победа	110	2	25	50
40	ПС 110 кВ Градиент	110	2	6,3	12,6
41	ПС 110 кВ Пурпейская	110	2	6,3	12,6
42	ПС 110 кВ Таланга	110	2	10	20
43	ПС 110 кВ Геолог	110	2	25	50
44	ПС 110 кВ Карьер	110	1	16	16
45	ПС 110 кВ Кирпичная	110	2	10	20
46	ПС 110 кВ Кристалл	110	2	10	20
47	ПС 110 кВ Губкинская	110	2	6,3	12,6
48	ПС 110 кВ Вынгайхинская	110	2	25	50
49	ПС 110 кВ Новогодняя	110	2	25	50
50	ПС 110 кВ Еты-Пур	110	2	16	32
51	ПС 110 кВ Маяк	110	2	25	50
52	ПС 110 кВ Белоярская	110	2	16	32
53	ПС 110 кВ Амня	110	2	2,5	5
54	ПС 110 кВ Полноват	110	2	2,5	5
55	ПС 110 кВ Верхнеказымская	110	2	25	50
56	ПС 110 кВ Сорум	110	2	16	32
57	ПС 110 кВ Сосновская	110	2	25	50
58	ПС 110 кВ Приозерная	110	2	25	50
59	ПС 110 кВ Лонг-Юган	110	2	16	32
60	ПС 110 кВ Л. Хетгинская	110	2	25	50
61	ПС 110 кВ Морошка	110	2	25	50
62	ПС 110 кВ Старый Надым	110	2	6,3	12,6
63	ПС 110 кВ Береговая	110	2	40	80
64	ПС 110 кВ Голубика	110	2	16	32
65	ПС 110 кВ Хасырейская	110	2	25	50
66	ПС 110 кВ Ныда	110	2	16	32
67	ПС 110 кВ УГП-15	110	2	10	20
68	ПС 110 кВ Ямбург	110	2	25	50
69	ПС 110 кВ ЯГП-1	110	2	25	50
70	ПС 110 кВ ЯГП-1В	110	2	25	50
71	ПС 110 кВ ЯГП-5	110	2	10	20
72	ПС 110 кВ ЯГП-6	110	2	16	32
73	ПС 110 кВ ЯГП-7	110	2	10	20

1	2	3	4	5	6
74	ПС 110 кВ ЯГП-2	110	2	10	20
75	ПС 110 кВ ЯГП-3	110	2	10	20
76	ПС 110 кВ ЯГП-4	110	2	10	20
77	ПС 110 кВ Взлетная	110	2	2,5	5
78	ПС 110 кВ УГП-12	110	1	6,3	6,3
			1	10	10
79	ПС 110 кВ УГП-13	110	2	10	20
80	ПС 110 кВ Янтарная	110	2	40	80
81	ПС 110 кВ Погружная	110	2	25	50
82	ПС 110 кВ Песчаная	110	2	6,3	12,6
83	ПС 110 кВ Холод	110	2	1Т: 10 2Т: 16	26
84	ПС 110 кВ Сварочная	110	1	6,3	6,3
85	ПС 110 кВ Звезда	110	2	16	32
86	ПС 110 кВ УГП-1А	110	2	16	32
87	ПС 110 кВ Фарафонтьевская	110	2	25	50
88	ПС 110 кВ Новоуренгойская	110	2	40	80
89	ПС 110 кВ Варенга-Яха	110	2	40	80
90	ПС 110 кВ Водозабор	110	2	16	32
91	ПС 110 кВ Опорная	110	2	16	32
92	ПС 110 кВ Ева-Яха	110	2	25	50
93	ПС 110 кВ Ямал	110	2	25	50
94	ПС 110 кВ УГП-2В	110	2	25	50
95	ПС 110 кВ УГП-2	110	2	10	20
96	ПС 110 кВ УГП-3	110	2	6,3	12,6
97	ПС 110 кВ УГП-4	110	1	10	10
			1	6,3	6,3
98	ПС 110 кВ УГП-5	110	2	6,3	12,6
99	ПС 110 кВ УГП-5В	110	2	16	32
100	ПС 110 кВ Буран	110	2	6,3	12,6
101	ПС 110 кВ УГП-7	110	2	6,3	12,6
102	ПС 110 кВ УГП-8	110	2	6,3	12,6
103	ПС 110 кВ Ужгородская	110	2	25	50
104	ПС 110 кВ УГП-9	110	2	6,3	12,6
105	ПС 110 кВ УГП-10	110	2	6,3	12,6
106	ПС 110 кВ Табьяха	110	2	2,5	5
107	ПС 110 кВ УГТЭС-72	110	1	25	25
			2	32	64
Итого ОАО «Тюменьэнерго»			215		4 366
Электросетевые объекты промышленных предприятий					
1	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская	110	2	1Т: 16 2Т: 10	26

1	2	3	4	5	6
2	ПС 110 кВ Ноябрьская	110	2	16	32
3	ПС 110 кВ Адмиральская	110	2	25	50
4	ПС 110 кВ Спорышевская	110	2	40	80
5	ПС 110 кВ Ханымей	110	2	2,5	5
6	ПС 110 кВ Нуриевская	110	2	25	50
7	ПС 110 кВ Звездная	110	2	40	80
8	ПС 110 кВ Ямальская	110	2	40	80
9	ПС 110 кВ НПС Пур-Пе	110	2	25	50
10	ПС 110 кВ Пурпе	110	2	16	32
11	ПС 110 кВ Айваседопур	110	2	10	20
12	ПС 110 кВ Снежная	110	2	25	50
13	ПС 110 кВ Пуровский ЗПК	110	2	10	20
14	ПС 110 кВ Пур	110	2	10	20
15	ПС 110 кВ Районная	110	2	10	20
16	ПС 110 кВ ЯГП-3В	110	2	6,3	12,6
17	ПС 110 кВ ЯГП-2В	110	2	10	20
18	ПС 110 кВ Юрхарово	110	2	40	80
19	ПС 110 кВ ЯГП-9	110	1	10	10
20	ПС 110 кВ Базовая	110	2	16	32
21	ПС 110 кВ ПГП-2	110	2	2,5	5
22	ПС 110 кВ ПГП-3	110	2	2,5	5
23	ПС 110 кВ ПГП-1	110	2	2,5	5
24	ПС 110 кВ ПГП-4	110	2	2,5	5
25	ПС 110 кВ ПГП-5	110	2	2,5	5
26	ПС 110 кВ ПГП-6	110	2	2,5	5
27	ПС 110 кВ ПГП-7	110	2	2,5	5
28	ПС 110 кВ ПГП-8	110	2	2,5	5
29	ПС 110 кВ ПГП-9	110	2	6,3	12,6
30	ПС 110 кВ ГКС	110	2	10	20
31	ПС 110 кВ Песцовая	110	1	16	16
32	ПС 110 кВ Буровик	110	2	6,3	12,6
33	ПС 110 кВ Хорошуновская	110	2	25	50
34	ПС 110 кВ Ярайнерская	110	2	40	80
35	ПС 110 кВ НПС-2 Промежуточная	110	2	25	50
36	ПС 110 кВ Строительная	110	2	6,3	12,6
37	ПС 110 кВ Промплощадка	110	2	25	50
38	ПС 110 кВ Головная	110	2	25	50
39	ПС 110 кВ Глубокая	110	2	10	20
40	ПС 110 кВ Тихая	110	2	25	50
41	ПС 110 кВ Юность	110	2	10	20

1	2	3	4	5	6
42	КС-0	110	2	6,3	12,6
Итого ПС Промышленных предприятий			82		1 266
Итого ПС 110 кВ			296		5 632
Итого			336		12 246

Сведения о составе ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01 января 2015 года

Таблица 19

№ п/п	Наименование ЛЭП	Участки ЛЭП	Число цепей (шт.)	Длина цепи (км)	Длина (км)	Марка провода	Эксплуатирующая организация
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская	Муравленковская	1	104,4	104,4	3хАС-300	МЭС Западной Сибири
2.	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале		1	187,5	187,5	3хАС-300	МЭС Западной Сибири
3.	ВЛ 500 кВ Муравленковская – Тарко-Сале		1	107,7	107,7	3хАС-300	МЭС Западной Сибири
Итого в одноцепном исчислении 500 кВ							
1.	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора		1	95,1	95,1	АС-240, АС-300	МЭС Западной Сибири
2.	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур		1	132,0	132,0	АС-300	МЭС Западной Сибири
3.	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха		1	94,3	94,3	АС-240	МЭС Западной Сибири
4.	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Янга-Яха		1	62,3	62,3	АС-300	МЭС Западной Сибири
5.	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Аврора		1	38,8	38,8	АС-240	МЭС Западной Сибири
6.	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым (габ. 500 кВ)		1	185,3	185,3	АС-400, 3хАС-300	МЭС Западной Сибири
7.	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Пуль-Яха		1	51,8	51,8	АС-240	МЭС Западной Сибири
8.	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Тарко-Сале		1	102,9	102,9	АС-240	МЭС Западной Сибири
9.	ВЛ 220 кВ Пангоды – Надым	отп. П. Хетгинская – Надым	1	29,9	29,9	АС-240	МЭС Западной Сибири
		Пангоды – отп. П. Хетгинская	1	58,0	58,0	АС-240	МЭС Западной Сибири
		отп. П. Хетгинская – П. Хетгинская	1	7,0	7,0	АС-240	МЭС Западной Сибири
10.	ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – ГППЗ-1,2		2	2,1	4,2	АС-240	МЭС Западной Сибири
11.	ВЛ 220 кВ Уренгой – Надым	отп. П. Хетгинская – Надым	1	29,9	29,9	АС-240	МЭС Западной Сибири
		Уренгой – отп. П. Хетгинская	1	176,0	176,0	АС-240	МЭС Западной Сибири

1	2	3	4	5	6	7	8
		отп. П. Хетгинская – П. Хетгинская	1	7,0	7,0	АС-240	МЭС Западной Сибири
12.	ВЛ 220 кВ Уренгой – Оленья-1,2		2	114,7	229,4	АС-240, АС-400	МЭС Западной Сибири
13.	ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды		1	111,0	111,0	АС-240	МЭС Западной Сибири
14.	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазя-1		1	213,7	213,7	АС-240, АС-500	МЭС Западной Сибири
15.	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой-1		1	80,9	80,9	АС-400	МЭС Западной Сибири
16.	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой-2,3		2	73,7	147,4	АС-400	МЭС Западной Сибири
17.	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (габ. 500 кВ)		1	256,8	256,8	АС-400, 3хАС-330	МЭС Западной Сибири
18.	ВЛ 220 кВ Янга-Яха – Вынгапур		1	76,6	76,6	АС-300	МЭС Западной Сибири
19.	ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Арсенал(Цель)		1	72,7	72,7	АС-240	МЭС Западной Сибири
Итого в одноцепном исчислении 220 кВ							
1.	ВЛ 110 кВ Базовая – ППП-9-1,2	Базовая – ППП-2	2	12,1	24,2	АС-120, АС-95	промышленные предприятия
		ППП-2 – ППП-3	2	7,5	15,0	АС-120	промышленные предприятия
		ППП-3 – ППП-1	2	8,1	16,2	АС-120, АС-95	промышленные предприятия
		ППП-1 – ППП-4	2	7,6	15,2	АС-120, АС-95	промышленные предприятия
		ППП-4 – ППП-5	2	15,7	31,4	АС-120, АС-95	промышленные предприятия
		ППП-5 – ППП-6	2	8,6	17,2	АС-95	промышленные предприятия
		ППП-6 – ППП-7	2	8,2	16,4	АС-120	промышленные предприятия
		ППП-7 – ППП-8	2	5,8	11,6	АС-120	промышленные предприятия
		ППП-8 – Ньда	2	25,5	51,0	АС-120, АС-95	промышленные предприятия
		Ньда – ППП-9	2	24,7	49,4	АС-120	промышленные предприятия
2.	ВЛ 110 кВ Белоярская – Амня		1	27,9	27,9	АС-95	промышленные предприятия
3.	ВЛ 110 кВ Белоярская – Октябрьская	Белоярская – отп. Бобровская	1	37,7	37,7	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
1	с отп. на Перегребное	отп. Бобровская – Бобровская отп. Бобровская – отп. Перегребное отп. Перегребное – Октябрьская отп. Перегребное – Перегребное	1	34,7	34,7	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	68,9	68,9	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	61,1	61,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	19,1	19,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			2	54,2	108,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	34,7	34,7	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	37,7	37,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	68,9	68,9	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	19,1	19,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	54,0	54,0	АС-95, АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
6.	ВЛ 110 кВ Буран – Табьяха	Буран – УГП-7 УГП-7 – УГП-8 УГП-8 – Ужгородская Ужгородская – УГП-9 УГП-9 – УГП-10 УГП-10 – Табьяха Буран – УГП-7 УГП-7 – УГП-8 УГП-8 – Ужгородская Ужгородская – УГП-9	1	7,9	7,9	АС-120, АС-150	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	8,6	8,6	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	11,0	11,0	АС-120, АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	5,4	5,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	8,7	8,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	31,0	31,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	8,4	8,4	АС-120, АС-150	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	7,9	7,9	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	11,2	11,2	АС-120, АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	4,5	4,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
7.	ВЛ 110 кВ Буран – УГП-10	Ужгородская – УГП-9	1	4,5	4,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		УГП-9 – УГП-10	1	8,5	8,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
8.	ВЛ 110 кВ В. Казым – Белоярская		1	88,6	88,6	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
9.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк		1	51,7	51,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
10.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя		1	51,6	51,6	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
11.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – НПС-2 Промежуточная-1,2		2	11,2	22,4	АС-120	промышленные предприятия
12.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Песчаная-1,2	Вынгапур – отп. Погружная	2	15,1	30,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
13.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Янтарная-1,2	отп. Погружная – Песчаная	2	5,3	10,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
14.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Ярайнерская-1,2	Вынгапур – отп. Хорошуновская – Ярайнерская	2	0,2	0,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Хорошуновская – Ярайнерская	2	0,7	1,3	АС-120	промышленные предприятия
		отп. Хорошуновская – Хорошуновская	2	51,6	103,2	АС-120	промышленные предприятия
			2	15,4	30,8	АС-120	промышленные предприятия
15.	ВЛ 110 кВ Герашенко – Пяку-Пур-1,2		2	30,6	61,3	АС-120, АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
16.	ВЛ 110 кВ КГТЭС – Белоярская		2	23,4	46,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
17.	ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская	Губкинская – отп. Ханьмей	1	37,3	37,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Ханьмей – Кедр	1	0,2	0,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
18.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Градиент	Кирпичная – отп. Айваседопур	1	1,9	1,9	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Айваседопур – отп. Таланга	1	18,2	18,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Таланга – Таланга	1	4,5	4,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Таланга – Градиент	1	45,9	45,9	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
19.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Кристалл-1	Кирпичная – отп. Геолог	1	7,7	7,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Геолог – Геолог	1	2,0	2,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Геолог – Кристалл (отп. Карьер)	1	21,9	21,9	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		отп. Карьер – Карьер	1	17,3	17,3	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
20.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Кристалл-2	Кирпичная – отп. Геолог отп. Геолог – Геолог отп. Геолог – Кристалл	1	7,7	7,7	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
			1	2,0	2,0	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
			1	21,9	21,9	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
21.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пуровский ЗПК	Пуровский ЗПК	1	20,2	20,2	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
22.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пур	Кирпичная – отп. Пуровский ЗПК	1	22,1	22,1	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Пуровский ЗПК – Пур	1	19,2	19,2	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Пуровский ЗПК – Пуровский ЗПК	1	0,3	0,3	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
23.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пурлейская	Пурлейская	1	57,5	57,5	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
24.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Таланга	Кирпичная – отп. Айваседопур отп. Айваседопур – Таланга	1	0,8	0,8	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
			1	24,0	24,0	АС-120, АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
25.	ВЛ 110 кВ Лехеттинская – Лонг-Юган	уч. Л.Хеттинская – отп. Приозерная отп. Приозерная	1	119,7	119,7	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Приозерная – Приозерная	1	69,9	69,9	АС-95	ОАО «Тюменьэнерго»
26.	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Геращенко	отп. Приозерная – Геращенко	1	7,9	7,9	АС-120, АС-95	ОАО «Тюменьэнерго»
27.	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Орловская-1,2	Муравленковская – отп. Курская отп. Курская – Курская отп. Курская – Орловская	2	0,1	0,1	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
			2	0,7	1,4	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
			2	10,4	20,9	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
28.	ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский-1,2	Муравленковская – Н. Пурлейская Н. Пурлейская – Барсуковская Барсуковская – СП Барсуковский	2	43,9	87,8	АС-240, АС-185, АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
			2	19,3	38,6	АС-95, АС-185	ОАО «Тюменьэнерго»
			2	0,5	1,0	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
29.	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Звездная	Муравленковская – отп. Жемчужина отп. Жемчужина – Жемчужина отп. Жемчужина – отп. Сугмутская отп. Сугмутская – Сугмутская отп. Сугмутская – Звездная	1	34,1	34,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
30.	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Стрела		1	0,3	0,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
31.	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Сугмутская	Муравленковская – отп. Жемчужина отп. Жемчужина – Жемчужина отп. Жемчужина – Сугмутская	1	41,1	41,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
32.	ВЛ 110 кВ Надым – Береговая	Надым – КС-0 КС-0 – отп. Ст. Надым отп. Ст. Надым – Ст. Надым отп. Ст. Надым – Береговая	1	22,1	22,1	АС-120	промышленные предприятия ОАО «Гюменьэнерго»
33.	ВЛ 110 кВ Надым – Бугульник	Надым – КС-0 КС-0 – отп. Ст. Надым отп. Ст. Надым – Ст. Надым отп. Ст. Надым – Береговая	1	28,4	28,4	АС-95, АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
34.	ВЛ 110 кВ Надым – Лехохетгинская	отп. Ст. Надым – Ст. Надым отп. Ст. Надым – Береговая	1	34,1	34,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
35.	ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум	Надым – отп. Приозерная (габ. 220 кВ) отп. Приозерная – Лонг-Юган отп. Приозерная – Приозерная отп. Приозерная – Оп. 234 Оп. 234 – Сорум Сорум – Сосновская-1	1	0,4	0,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	41,1	41,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	0,1	0,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	22,1	22,1	АС-120	промышленные предприятия
			1	28,4	28,4	АС-95, АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	34,1	34,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	0,4	0,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	41,1	41,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	0,3	0,3	АС-120	промышленные предприятия
			1	49,1	49,1	АС-120, АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	6,1	6,1	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	2,1	2,1	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	47,4	47,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	1,1	1,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	97,4	97,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	152,8	152,8	АС-240	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	32,2	32,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	35,1	35,1	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	45,4	45,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	41,7	41,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
			1	34,7	34,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
36.	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка	Надым – отп. КС-0 отп. КС-0 – отп. Голубика отп. Голубика – Голубика отп. Голубика – Морошка Морошка – отп. Ст. Надым отп. Ст.Надым – Береговая отп. Ст.Надым – Ст. Надым	1 1 1 1 1	0,3 40,0 0,4 1,1 8,0	0,3 40,0 0,4 1,1 8,0	АС-120 АС-120 АС-95 АС-120 АС-95	промышленные предприятия ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»
37.	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Губкинская-1,2	Новогодняя – отп. Вынгайхинская отп. Вынгайхинская – Вынгайхинская отп. Вынгайхинская – Губкинская	2 2 2	52,3 8,8 6,1	104,6 17,6 12,3	АС-120 АС-120 АС-120	ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»
38.	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Еты-Пур-1,2	Новогодняя – отп. Снежная отп. Снежная – Снежная отп. Снежная – Еты-Пур	2 2 2	58,5 44,7 2,4 3,3	117,0 89,4 4,8 3,3	АС-120 АС-120 АС-120 АС-120	ОАО «Тюменьэнерго» промышленные предприятия ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»
39.	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Маяк	НПГЭ –	1	0,6	0,6	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
40.	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Владимирская	отп. Адмиральская – Адмиральская отп. Адмиральская – Владимирская	1 1	7,1	7,1	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
41.	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Городская	НПГЭ – отп. Ноябрьская отп. Ноябрьская – Городская отп. Ноябрьская – Ноябрьская	1 1 1	4,2 6,4 7,2	4,2 6,4 7,2	АС-120 АС-120 АС-120	ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»
42.	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Летняя	НПГЭ – отп. Адмиральская – Адмиральская отп. Адмиральская – Летняя	1 1	0,6 8,0	0,6 8,0	АС-120 АС-120	ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»
43.	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Янга-Яха	НПГЭ – отп. 3. Ноябрьская отп. 3. Ноябрьская –	1 1	7,4 35,8	7,4 35,8	АС-120 АС-120	ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		3. Ноябрьская					
		отп. 3. Ноябрьская – Янга-Яха	1	7,4	7,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
44.	ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая	3. Ноябрьская – Итурская	1	13,5	13,5	АС-120	промышленные предприятия
45.	ВЛ 110 кВ Оленья – УГП-13-1,2	Оленья – отп. УГП-12	1	47,0	47,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. УГП-12 – УГП-12	2	7,3	14,6	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. УГП-12 – УГП-13	2	2,9	5,8	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
46.	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1,2	Оленья – отп. УГП-15	2	10,2	20,4	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. УГП-15 – УГП-15	2	46,0	92,0	АС-240	ОАО «Гюменьэнерго»
		УГП-15 – Ямбург	2	22,3	44,6	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		УГП-15 – Юрхарово	2	61,0	122,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
47.	ВЛ 110 кВ Пангоды – Базовая-1,2	Пангоды – отп. ГКС	2	45,0	90,0	АС-120	промышленные предприятия
		отп. ГКС – ГКС	2	2,3	4,6	2хАС-95	промышленные предприятия
		отп. ГКС – Базовая	2	0,3	0,6	2хАС-95	промышленные предприятия
48.	ВЛ 110 кВ Пангоды – Хасырейская-1,2	Пангоды – отп. ГКС	2	8,4	16,8	2хАС-95	промышленные предприятия
49.	ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Ямальская-1,2	Хасырейская-1,2	2	27,0	54,0	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
50.	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Светлая	ПП Северный – отп. Тарасовская	1	1,4	2,8	АС-120	промышленные предприятия
		отп. Тарасовская – Светлая	1	3,0	3,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Тарасовская – Тарасовская	1	29,5	29,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Тарасовская – Светлая	1	0,7	0,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
51.	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Харампурская-1,2	ПП Северный – отп. Мара-Яха	2	2,5	5,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Мара-Яха – Мара-Яха	2	13,7	27,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Мара-Яха – отп. Майская	2	31,4	62,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Майская – Майская	2	5,2	10,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Майская – отп. Ю.Харампурская	2	74,3	148,6	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Ю.Харампурская – Ю.Харампурская	2	32,2	64,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Ю.Харампурская – Харампурская	2	14,5	29,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
52.	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Герашенко	Пуль-Яха – отп. Ханула отп. Ханула – Ханула отп. Ханула – Герашенко	1 1 1	12,6 5,1 25,6	12,6 5,1 25,6	АС-95 АС-95 АС-95	ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго»
53.	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Звездная	Пуль-Яха – отп. Ударная отп. Ударная – отп. Ударная отп. Ударная – отп. Трудовая отп. Трудовая – Трудовая отп. Трудовая – Нуриевская	1 1 1 1 1	0,3 0,8 9,7 0,4 74,3	0,3 0,8 9,7 0,4 74,3	АС-150 АС-120 АС-150 АС-120 АС-120, АС-150	ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» промышленные предприятия
54.	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Крайняя	Нуриевская – Звездная Пуль-Яха – отп. КНС-9 отп. КНС-9 – КНС-9 отп. КНС-9 – Крайняя	1 1 1 1	6,1 7,4 2,6 25,4	6,1 7,4 2,6 25,4	АС-120 АЖ-120 АС-120 АЖ-120	промышленные предприятия ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго»
55.	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Нуриевская	Пуль-Яха – отп. Ударная отп. Ударная – отп. Ударная отп. Ударная – отп. Трудовая – Трудовая отп. Трудовая – Нуриевская	1 1 1 1 1	0,3 0,8 9,7 0,4 74,3	0,3 0,8 9,7 0,4 74,3	АС-150 АС-120 АС-150 АС-120 АС-120, АС-150	ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» промышленные предприятия
56.	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Стрела	Пуль-Яха – отп. Ханула отп. Ханула – Ханула отп. Ханула – Стрела	1 1 1	12,6 5,1 5,5	12,6 5,1 5,5	АС-95 АС-95 АС-95	ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго»
57.	ВЛ 110 кВ Сорум – В.Казым	Сорум – В.Казым Сорум – Сосновская-2	1 1	123,1 34,7	123,1 34,7	АС-120 АС-95	ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго»
58.	ВЛ 110 кВ СП Баруковский – ПП Комсомольский-1,2		2	31,7	63,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
59.	ВЛ 110 кВ Табьяха – Оленья		1	27,1	27,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
60.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент	Тарко-Сале – отп. Победа отп. Победа – Победа	1 1	16,4 0,2	16,4 0,2	АС-120 АС-120	ОАО «Гюменьэнерго» ОАО «Гюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		отп. Победа – Градиент	1	10,6	10,6	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
61.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – НПС Пур-Пе-1,2	Тарко-Сале – отп. УКПП	2	16,7	33,4	АС-120	промышленные предприятия
62.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский-1,2	отп. УКПП – УКПП	2	15,3	30,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. УКПП –	2	0,4	0,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Комсомольская	2	3,6	7,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Комсомольская – Комсомольская	2	1,4	2,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Комсомольская – ПП Комсомольский	2	37,0	74,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
63.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный	Тарко-Сале – отп. Фортуна	1	3,0	3,0	АС-240	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Фортуна – Фортуна	1	0,8	0,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Фортуна – Сигнал	1	1,4	1,4	АС-120, АС-240	ОАО «Гюменьэнерго»
		Сигнал – отп. Тарасовская	1	56,6	56,6	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Тарасовская – Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Тарасовская – ПП Северный	1	3,0	3,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
64.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный (таб. 220 кВ)-1,2	Тарко-Сале – отп. Победа	2	71,5	142,9	АС-120, АС-240	ОАО «Гюменьэнерго»
65.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Пурпейская	Тарко-Сале – отп. Победа	1	16,7	16,7	АС-120, АС-150	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Победа – Победа	1	0,2	0,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Победа – отп. Пур-Пе	1	12,0	12,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Пур-Пе – Пур-Пе	1	0,3	0,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Пур-Пе – Пурпейская	1	18,5	18,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
66.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Светлая	Тарко-Сале – отп. Пур-Пе	1	15,3	15,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Пур-Пе – Пур-Пе	1	0,4	0,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Пур-Пе – Светлая	1	17,8	17,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
67.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале –	Тарко-Сале – отп. Фортуна	1	3,0	3,0	АС-150	ОАО «Гюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
	Сигнал	отп. Форгуна – Форгуна – Сигнал	1	0,8	0,8	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
68.	ВЛ 110 кВ УГП-2В – Буран	УГП-2В – отп. УГП-2 – УГП-2 отп. УГП-2 – отп. УГП-3 отп. УГП-3 – УГП-3 отп. УГП-3 – отп. УГП-4 отп. УГП-4 – УГП-4 отп. УГП-4 – отп. УГП-5 отп. УГП-5 – УГП-5 отп. УГП-5 – Буран	1 1 1 1 1 1 1 1	0,3 9,9 0,3 8,3 3,3 6,0 0,6 10,1	0,3 9,9 0,3 8,3 3,3 6,0 0,6 10,1	АС-150 АС-150 АС-150 АС-150 АС-150 АС-150 АС-150 АС-150	ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»
69.	ВЛ 110 кВ УГП-5В – Буран		1	10,6	10,6	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
70.	ВЛ 110 кВ Урегой – Варенга-Яха-1	Урегой – отп. Новоуренгойская отп. Новоуренгойская – Новоуренгойская	1 1 1	0,7 3,4	0,7 3,4	2хАС-185 2хАС-150	ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»
71.	ВЛ 110 кВ Урегой – Варенга-Яха-2	Урегой – отп. Опорная – отп. Ямал отп. Опорная – отп. Новоуренгойская отп. Новоуренгойская – Новоуренгойская	1 1 1 1	0,8 4,0 0,7	0,8 4,0 0,7	2хАС-150 2хАС-185 2хАС-185	ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»
72.	ВЛ 110 кВ Урегой – ПП – Лимбя-Яха-1,2	Урегой – отп. Фарафонтьевская отп. Фарафонтьевская – Фарафонтьевская	2 2	20,3 7,5	40,6 15,0	АС-120, АС-150 АС-150	ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго» ОАО «Тюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		отп. Фарафонгьевская – отп. Строительная	2	13,2	26,4	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Строительная – Строительная	2	1,1	2,2	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Строительная – отп. Головная	2	32,8	65,6	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Головная – отп. Промплощадка	2	0,1	0,2	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Головная – Головная	2	0,1	0,2	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Промплощадка – Промплощадка	2	3,8	7,6	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Головная – отп. Глубокая	2	10,4	20,8	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Глубокая – Глубокая	2	3,6	7,2	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Глубокая – отп. Тихая	2	4,4	8,8	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Тихая – Тихая	2	2,3	4,6	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Тихая – Юность	2	10,9	21,8	АС-95	ОАО «Тюменьэнерго»
73.	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-1А-1	Уренгой – отп. Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Холод – Холод	1	1,8	1,8	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Холод – Сварочная	1	2,5	2,5	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Холод – отп. Звезда	1	5,5	5,5	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Звезда – Звезда	1	0,5	0,5	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Звезда – УГП-1А	1	11,0	11,0	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
74.	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-1А-2	Уренгой – отп. Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Холод – Холод	1	1,8	1,8	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Холод – отп. Звезда	1	5,5	5,5	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Звезда – Звезда	1	0,5	0,5	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Звезда – УГП-1А	1	11,0	11,0	2хАЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
75.	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-2В	Уренгой – отп. Буровик	1	2,8	2,8	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Буровик – УГП-2В	1	6,1	6,1	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		Уренгой – отп. Опорная	1	0,3	0,3	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
76.	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В	отп. Опорная – Буровик	1	2,6	2,6	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Опорная – отп. Ямал	1	0,8	0,8	2хАС-150	ОАО «Тюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		отп. Ямал – Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Ямал – Ямал	1	1,1	1,1	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Ямал – Опорная	1	0,7	0,7	2хАС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		Буровик – отп. УГП-2	1	8,6	8,6	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. УГП-2 – УГП-2	1	1,4	1,4	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. УГП-2 – отп. УГП-3	1	8,6	8,6	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. УГП-3 – УГП-3	1	0,3	0,3	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. УГП-3 – отп. УГП-4	1	8,3	8,3	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. УГП-4 – УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. УГП-4 – отп. УГП-5 – УГП-5В	1	6,0	6,0	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. УГП-5 – УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150	ОАО «Тюменьэнерго»
77.	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГТЭС-72		3	1,9	5,7	АС-95	ОАО «Тюменьэнерго»
78.	ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПСЭ-1	Холмогорская – отп. Ноябрьская	1	37,6	37,6	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Ноябрьская – Ноябрьская	1	4,9	4,9	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Ноябрьская – НПСЭ	1	12,4	12,4	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
79.	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	Холмогорская – отп. Карамовская	1	14,2	14,2	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Карамовская – Карамовская	1	0,2	0,2	АС-95	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Карамовская – отп. Сутормин	1	41,1	41,1	АС-120, АС-95	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Сутормин – Сутормин	1	3,8	3,8	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. Сутормин – отп. КНС-9	1	17,1	17,1	АЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. КНС-9 – КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. КНС-9 – Пуль-Яха	1	7,4	7,4	АЖ-120	ОАО «Тюменьэнерго»
80.	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1,2		2	38,5	77,1	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
81.	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Крайняя	Холмогорская – отп. НПС Холмогоры	1	2,0	2,0	АС-120	ОАО «Тюменьэнерго»
		отп. НПС Холмогоры – НПС Холмогоры	1	1,2	1,2	АС-95	ОАО «Тюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		отп. НПС Холмогоры – отп. Карамовская отп. Карамовская – Карамовская	1	12,2	12,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Карамовская – отп. Сутормин	1	0,2	0,2	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Карамовская – отп. Сутормин	1	41,1	41,1	АС-120, АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Сутормин – Сутормин	1	3,9	3,9	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. Сутормин – Крайняя	1	20,4	20,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
82.	ВЛ 110 кВ Холмогорская – НППЭ-2		1	50,4	50,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
83.	ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПС Холмогоры		1	3,6	3,6	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
84.	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1,2	Холмогорская – отп. ГКС Холмогорская отп. ГКС Холмогорская – ГКС Холмогорская	2	1,9	3,8	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ГКС Холмогорская	2	2,3	4,5	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ГКС Холмогорская – ГКС Холмогорская	2	16,0	32,0	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. КНС-1	2	1,7	3,5	АС-95	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. КНС-1 – КНС-1	2	11,4	22,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. КНС-1 – Разряд	2	5,1	5,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
85.	ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС	ЯГП-1В – отп. ЯГП-2В отп. ЯГП-2В – ЯГП-2В отп. ЯГП-2В – ЯГТЭС	1	18,7	18,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		ЯГП-6 – отп. ЯГП-6	1	46,9	46,9	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-6 – отп. ЯГП-5	1	3,1	3,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-6 – отп. ЯГП-7	1	11,3	11,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-5 – ЯГП-5	1	16,3	16,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-5 – отп. ЯГП-2	1	2,0	2,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2 – ЯГП-2	1	24,1	24,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2 – отп. ЯГП-3В	1	2,4	2,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3В – ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3В – отп. ЯГП-3	1	8,4	8,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-3	1	8,2	8,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-4	1	4,2	4,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
86.	ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС		1	9,8	9,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		отп. ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
87.	ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – Взлетная-1,2		2	12,6	25,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
88.	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1		1	0,8	0,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
89.	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В	Ямбург – отп. ЯГП-1 – ЯГП-1	1	0,8	0,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-1 – отп. ЯГП-2В	1	12,3	12,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2В – ЯГП-2В	1	18,7	18,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2В – ЯГП-1В	1	5,3	5,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
90.	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6	Ямбург – отп. ЯГП-5	1	15,3	15,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-5 – ЯГП-5	1	2,0	2,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-5 – отп. ЯГП-7	1	11,3	11,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-7 – ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-7 – ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
91.	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-9		1	100,0	100,0	АС-120	промышленные предприятия
92.	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГТЭС	Ямбург – отп. ЯГП-2	1	14,2	14,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2 – ЯГП-2	1	2,4	2,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2 – отп. ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3В – ЯГП-3В	1	8,4	8,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3В – отп. ЯГП-3	1	8,2	8,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-3	1	4,2	4,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-4	1	9,8	9,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
93.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Владимирская	Янга-Яха – отп. 3. Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		отп. 3. Ноябрьская – 3. Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
		3. Ноябрьская – Игурская	1	13,5	13,5	АС-120	промышленные предприятия
		отп. 3. Ноябрьская – Владимирская	1	7,4	7,4	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
94.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Городская		1	4,5	4,5	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
95.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр		1	67,0	67,0	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
96.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Комплект-1,2		2	12,8	25,7	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
97.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Летняя		1	9,9	9,9	АС-120	ОАО «Гюменьэнерго»
98.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Хрустальная	Янга-Яха – отп. Хрустальная	2	6,4	12,9	АС-120	промышленные предприятия

1	2	3	4	5	6	7	8
	Споришевская-1,2	отп. Хрустальная – Хрустальная	2	11,7	23,3	АС-120	промышленные предприятия
		отп. Хрустальная – Споришевская	2	7,4	14,7	АС-120	промышленные предприятия
	Итого в одноцепном исчислении 110 кВ						
	Итого в одноцепном исчислении по всем классам напряжения						
	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири						
	ОАО «Тюменьэнерго»						
	Электросетевые объекты промышленных предприятий						
					6 771		
					9 170		
					2 399		
					5 748		
					1 023		

Характеристика основных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) приведена в таблице 20.

Сведения о СКРМ, размещенных на ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО
на 01 января 2015 года

Таблица 20

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Тип	U _{ном} (кВ)	Реактивная мощность (Мвар)	
					генера-ция	потреб-ление
1	2	3	4	5	6	7
1.	ПС 500 кВ Холмогорская	P-110	РОД- 33333/110	110		3x33,3
2.		P-35-1	РТД-20000/35	35		20
3.		P-35-2	РТД-20000/35	35		20
4.		P-35-3	РТД-20000/35	35		20
5.	ПС 500 кВ Муравленков- ская	P-500 Холмогорская	РОМБСМ- 60000/500	500		3x60
6.	ПС 500 кВ Тарко-Сале	P-500 Холмогорская	РОДЦ- 60000/500	500		3x60
7.	ПС 220 кВ Надым	УШР-220	РТДУ- 100000/220			100
8.		P-110	РОД- 33333/110	110		3x33,3
9.	ПС 220 кВ Уренгой	УШР-220	РТДУ- 100000/220	220		100
10.	ПС 110 кВ Звёздная	УРС-110	БК-110-25000- У1	110	25	
11.			РТУ-25000/110 ХЛ1	110		25
12.	ПС 110 кВ Новогодняя	УРС-110	42 ТИЛР 25/121	110	25	
13.			42 ТИЛР 25/121	110	25	
14.			РТДУ-25000/110 ХЛ1	110		25

2.14. Основные внешние электрические связи схемы электроснабжения ЯНАО.

ЭЭС ЯНАО является частью Тюменской энергосистемы. ЭЭС ЯНАО имеет следующие связи с ЭЭС ХМАО:

- ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская;
- ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым;
- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима;
- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган;
- ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 110 кВ Лонг-Юган – Сорум.

2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории ЯНАО в 2013 году.

В 2013 году на производство электроэнергии электростанциями, работающими на котельно-печном топливе, было израсходовано 2 294 033 т у.т., в том числе: дизельное топливо – 37 405 т у.т., газ горючий природный – 2 214 325 т у.т., нефть (включая газовый конденсат) – 4 069 т у.т., уголь каменный – 179 т у.т., газ сухой отбензиненный – 11 821 т у.т., газ нефтяной попутный – 26 234 т у.т.

Для производства электроэнергии дизельными электростанциями, работающими от двигателей внутреннего сгорания, всего израсходовано 165 802 т у.т., в том числе: дизельное топливо – 137 392 т у.т., газ горючий природный – 28 386 т у.т., прочие виды нефтепродуктов – 22 т у.т.

Для производства тепловой энергии электростанциями, работающими на котельно-печном топливе, всего израсходовано 17 944 т у.т., в том числе: газ горючий природный – 17 935 т у.т., дизельное топливо – 9 т у.т.

Для производства тепловой энергии котельными всего израсходовано 1 800 631 т у.т., в том числе: уголь – 23 367 т у.т., древесина топливная – 222 т у.т., нефть (включая газовый конденсат) – 105 986 т у.т., газ нефтеперерабатывающих предприятий – 19 873 т у.т., газ сжиженный – 91 т у.т., бензины – 28 т у.т., дизельное топливо – 62 849 т у.т., газотурбинное топливо – 39 т у.т., газ горючий природный – 1 469 907 т у.т., газ сухой – 1 301 т у.т., газ сухой отбензиненный – 24 928 т у.т.

В таблице 21 приведены сводные данные по потреблению топлива в 2013 году на производство электрической и тепловой энергии.

Данные о потреблении топлива в 2013 году на производство электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО

Таблица 21

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия		Итого	
	в т.у.т.	в %	в т.у.т.	в %	в т.у.т.	в %
1	2	3	4	5	6	7
Газ горючий природный	2 242 711	91.2	1 487 842	81.8	3 730 553	87.2
Нефть (включая газовый конденсат)	4 069	0.2	105 986	5.8	110 055	2.6
Дизельное топливо	174 797	7.1	62 858	3.5	237 655	5.6
Уголь	179	<0.1	23 367	1.3	23 546	0.6
Газ нефтеперерабатывающих предприятий	0	0.0	19 873	1.1	19 873	0.5
Газ сухой	0	0.0	1 130	0.1	1 130	<0.1
Газ сжиженный	0	0.0	91	<0.1	91	<0.1
Газ сухой отбензиненный	11 821	0.5	24 928	1.4	36 749	0.9
Газ нефтяной попутный	26 234	1.1	92 211	5.1	118 445	2.8
Прочие виды нефтепродуктов	22	<0.1	0	0.0	22	<0.1
Бензин	2	<0.1	28	<0.1	30	<0.1

1	2	3	4	5	6	7
Топливо газотурбинное	0	0.0	39	<0.1	39	<0.1
Древесина топливная	0	0.0	222	<0.1	222	<0.1
Всего	2 459835	100	1818575	100.0	4 278410	100.0

Структура потребления топлива для производства электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО в 2012 году представлены на схемах 13 – 14.

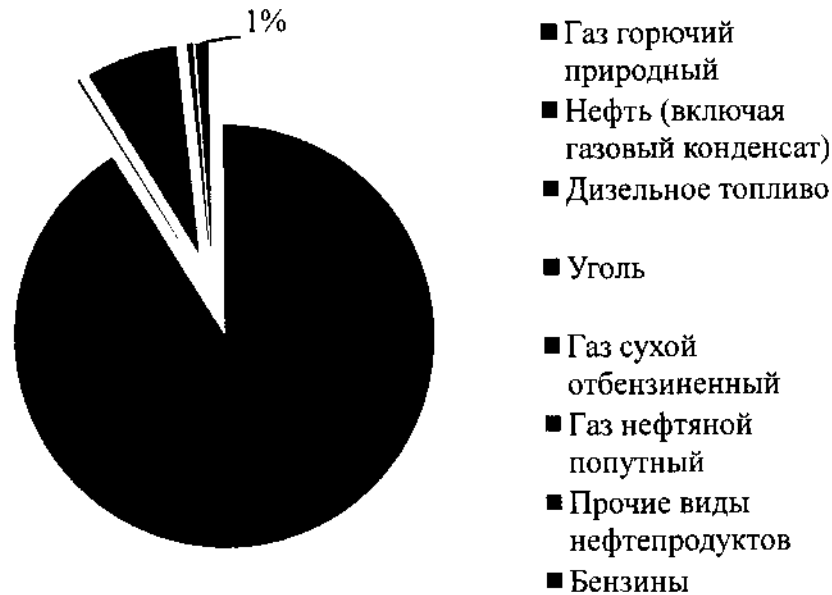


Схема 13. Структура потребления топлива для производства электрической энергии в 2013 году



Схема 14. Структура потребления топлива для производства тепловой энергии в 2013 году

2.16. Единый топливно-энергетический баланс ЯНАО.

Единый топливно-энергетический баланс ЯНАО (ЕТЭБ ЯНАО) за 2009 – 2012 годы разработан в соответствии с Порядком составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований, утвержденным приказом Минэнерго Российской Федерации от 14 декабря 2011 года № 600.

В ЕТЭБ ЯНАО рассматриваются следующие первичные энергоресурсы: уголь, сырая нефть, природный газ, а также вторичные ресурсы: нефтепродукты, электрическая и тепловая энергии. Так как атомные, гидравлические электростанции, а также электростанции на основе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии отсутствуют на территории ЯНАО, соответствующие составляющие были исключены из рассмотрения. Потребление и производство прочих твердых топлив на территории ЯНАО незначительно и не оказывает влияния на ЕТЭБ, в связи с чем соответствующий раздел также исключен из рассмотрения.

ЕТЭБ ЯНАО за 2009 – 2012 годы приведен в таблицах 22 – 25. ЕТЭБ ЯНАО получен путем консолидации однопродуктовых балансов вышеуказанных ресурсов.

Таблица 22

Строка топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	0	53 723 670	2 332 724	552 962 227	312 949	1 192 819	610 524 389
Ввоз	2	23 587	0	948 914	0	1 262 202	0	2 234 704
Вывоз	3	0	-52 555 910	-2 047 386	-543 912 631	0	0	-598 515 928
Изменение запасов	4	5 588	1 123	72 510	-429 703	0	0	-350 483
Потребление первичной энергии	5	29 175	1 168 883	1 306 762	9 281 421	1 575 151	1 192 819	14 554 211
Статистическое расхождение	6	6 696	0	-4 180	1 202 623	611 295	165 204	1 981 637
Статистическое расхождение, %	7	23	0	0	14	39	14	14
Производство электрической энергии	8	0	-7 234	-135 312	-1 066 691	-1 708	0	-1 210 945
Производство тепловой энергии	9	-21 791	-141 591	-76 205	-1 735 702	-43	0	-1 975 332
Теплоэлектростанции	9.1	0	0	0	-21 640	0	0	-21 640
Котельные	9.2	-21 791	-141 591	-76 205	-1 714 062	-43	0	-1 953 692
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	0	0	0	0	0	0	0
Преобразование топлива	10	0	-1 017 302	-100 025	-39 020	-136 523	-50 136	-1 343 006
Переработка нефти	10.1	0	-1 017 302	-100 025	-17 038	-7 584	-34 686	-1 176 635

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Переработка газа	10.2	0	0	0	-21 982	-128 939	-15 450	-166 371
Обогащение угля	10.3	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	11	0	0	0	0	-1 708	0	-1 708
Потери при передаче	12	0	0	0	0	-21 986	0	-21 986
Конечное потребление энергии	13	689	2 756	999 548	5 237 386	801 888	977 479	8 019 746
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	0	0	122	0	56	0	178
Промышленность	15	0	0	388 882	5 205 282	547 394	229 701	6 371 259
Добыча полезных ископаемых	15.1	0	2 743	4 674	390 428	443 925	80 962	922 731
Подготовка полезных ископаемых	15.2	0	0	37 167	4 797 186	83 865	136 697	5 054 915
Обрабатывающие производства	15.3	0	13	124	158	452	421	1 169
Распределение газа и воды	15	0	0	0	17 510	19 153	11 621	48 283
Строительство	16	0	0	0	0	13 594	0	13 594
Транспорт и связь	17	0	0	610 544	2 285	11 582	0	624 411
Торговля	18	0	0	0	0	364	0	364
Сфера услуг	19	0	0	0	0	21 089	119 378	140 467
Население	20	689	0	0	29 819	91 661	628 401	750 570
Прочие виды экономической деятельности	21	0	0	0	0	116 203	0	116 203

Строка топливно-энергетического баланса	Номер строка баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	0	51 392 484	2 562 223	624 134 784	393 969	1 188 017	679 671 477
Ввоз	2	28 777	0	853 307	0	1 200 518	0	2 082 602
Вывоз	3	0	-50 094 843	-2 177 541	-611 549 487	0	0	-663 821 871
Изменение запасов	4	-3 787	-52 072	-13 559	-16 369	0	0	-85 787
Потребление первичной энергии	5	24 990	1 245 569	1 222 785	8 733 722	1 594 487	1 188 017	14 009 570
Статистическое расхождение	6	1 494	0	25 091	709 633	126 826	201 113	1 064 155
Статистическое расхождение, %	7	6	0	2	6	8	17	8
Производство электрической энергии	8	0	-10 057	-122 307	-1 189 118	-1 622	0	-1 323 104
Производство тепловой энергии	9	-22 745	-138 671	-57 095	-1 789 269	-856	0	-2 008 636
Теплоэлектростанции	9.1	0	0	0	-18 657	0	0	-18 657
Котельные	9.2	-22 745	-138 671	-57 095	-1 770 612	-363	0	-1 989 486
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	0	0	0	0	-493	0	-493
Преобразование топлива	10	0	-1 096 095	-85 689	-65 200	-135 002	-46 227	-1 428 213
Переработка нефти	10.1	0	-1 096 095	-85 689	-17 745	-7 892	-27 899	-1 235 320
Переработка газа	10.2	0	0	0	-47 455	-127 110	-18 328	-192 893

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Обогащение угля	10.3	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	11	0	0	0	0	-1 622	0	-1 622
Потери при передаче	12	0	0	0	0	-18 814	0	-18 814
Конечное потребление энергии	13	751	746	932 759	4 980 503	1 309 745	940 677	8 165 181
Сельское хозяйство, рыболовство и рыболовство и рыбоводство	14	0	0	0	0	52	0	52
Промышленность	15	0	0	406 986	4 823 693	1 160 804	236 802	6 628 285
Добыча полезных ископаемых	15.1	0	730	3 368	126 015	1 029 544	75 163	1 234 820
Подготовка полезных ископаемых	15.2	0	0	0	4 671 761	81 801	149 009	4 902 570
Обрабатывающие производства	15.3	0	16	131	359	28 322	291	29 119
Распределение газа и воды	15	0	0	0	25 558	21 137	12 339	59 035
Строительство	16	0	0	0	0	17 340	0	17 340
Транспорт и связь	17	0	0	525 773	3 579	12 021	0	541 373
Торговля	18	0	0	0	0	371	0	371
Сфера услуг	19	0	0	0	0	5 911	121 415	127 326
Население	20	751	0	0	153 231	108 793	582 460	845 236
Прочие виды экономической деятельности	21	0	0	0	0	4 503	0	4 503

Строка топливно-энергетического баланса	Номер строка баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	0	50 847 082	2 748 171	643 262 911	490 204	1 021 650	698 370 018
Ввоз	2	24 163	0	1 011 282	0	1 118 267	0	2 153 712
Вывоз	3	0	-49 661 771	-2 400 962	-626 750 492	0	0	-678 813 224
Изменение запасов	4	453	-1 669	-47 294	-3 137	0	0	-51 647
Потребление первичной энергии	5	24 616	1 183 642	1 310 798	9 845 466	1 608 471	1 021 650	14 994 644
Статистическое расхождение	6	1 581	0	4 807	2 236 836	-2 213	119 786	2 360 797
Статистическое расхождение, %	7	6	0	0	14	0	12	16
Производство электрической энергии	8	0	-5 146	-163 231	-1 443 923	-959	0	-1 613 259
Производство тепловой энергии	9	-22 495	-104 610	-75 215	-1 551 590	-6 522	0	-1 760 432
Теплоэлектростанции	9.1	0	0	0	-15 610	0	-1 094	-16 704
Котельные	9.2	-22 495	-104 610	-75 215	-1 535 980	-6 261	0	-1 744 561
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	0	0	0	0	-261	0	-261
Преобразование топлива	10	0	-1 070 784	-65 431	-71 979	-138 729	-36 607	-1 383 530
Переработка нефти	10.1	0	-1 070 784	-65 431	-16 447	-7 919	-26 226	-1 186 808

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Переработка газа	10.2	0	0	0	-55 532	-130 809	-10 381	-196 722
Обогащение угля	10.3	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	11	0	0	0	0	-1 153	0	-1 153
Потери при передаче	12	0	0	0	0	-18 155	0	-18 155
Конечное потребление энергии	13	540	3 102	1 002 114	4 541 139	1 445 167	864 163	7 856 225
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	0	0	0	0	1 710	0	1 710
Промышленность	15	0	0	140 317	4 505 511	1 174 982	228 613	6 049 423
Добыча полезных ископаемых	15.1	0	3 102	3 389	122 445	637 623	76 517	843 076
Подготовка полезных ископаемых	15.2	0	0	0	4 366 424	80 262	139 466	4 586 153
Обрабатывающие производства	15.3	0	0	107	84	327	291	808
Распределение газа и воды	15	0	0	0	16 558	16 712	12 339	45 610
Строительство	16	0	0	0	0	51 635	0	51 635
Транспорт и связь	17	0	0	859 253	3 377	93 148	0	955 778
Торговля	18	0	0	0	0	282	0	282
Сфера услуг	19	0	0	0	0	3 645	106 139	109 784
Население	20	540	0	2 545	32 250	75 325	529 411	640 071
Прочие виды экономической деятельности	21	0	0	2 361	0	46 150	0	48 511

Строка топливно-энергетического баланса	Номер строки баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	0	51 917 008	2 780 215	619 760 662	580 941	1 048 924	676 087 750
Ввоз	2	25 175	0	992 456	0	1 052 351	0	2 069 981
Вывоз	3	0	-50 692 889	-2 355 914	-600 743 327	0	0	-653 792 130
Изменение запасов	4	3 567	-65 326	-7 978	-423 359	0	0	-493 096
Потребление первичной энергии	5	28 741	1 158 793	1 408 778	9 910 815	1 633 292	1 048 924	15 189 344
Статистическое расхождение	6	1 079	0	20 927	1 909 392	16 489	146 883	2 094 769
Статистическое расхождение, %	7	4	0	1	10	1	14	14
Производство электрической энергии	8	0	-3 642	-130 997	-1 737 642	-676	0	-1 872 957
Производство тепловой энергии	9	-27 402	-105 544	-67 558	-1 518 949	-8 653	0	-1 728 106
Теплоэлектростанции	9.1	0	0	0	-16 453	0	-6 076	-22 529
Котельные	9.2	-27 402	-105 544	-67 558	-1 502 496	-8 390	0	-1 711 390
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	0	0	0	0	-263	0	-263
Преобразование топлива	10	0	-1 044 758	-82 964	-303 281	-113 869	-33 419	-1 578 292
Переработка нефти	10.1	0	-1 044 758	-82 964	-19 222	-8 088	-23 667	-1 178 699

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Переработка газа	10.2	0	0	0	-284 059	-105 782	-9 752	-399 593
Обогащение угля	10.3	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	11	0	0	0	0	-676	0	-676
Потери при передаче	12	0	0	0	0	-19 250	0	-19 250
Конечное потребление энергии	13	261	4 849	1 106 694	4 441 551	1 473 679	868 622	7 895 656
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	0	0	0	0	1 451	0	1 451
Промышленность	15	0	0	145 167	4 409 249	1 216 314	227 493	5 998 223
Добыча полезных ископаемых	15.1	0	4 849	19 864	97 360	746 376	82 458	950 907
Подготовка полезных ископаемых	15.2	0	0	0	4 288 828	78 176	132 491	4 499 495
Обрабатывающие производства	15.3	0	0	55	83	412	1 160	1 710
Распределение газа и воды	15	0	0	0	22 978	15 918	11 384	50 279
Строительство	16	0	0	0	0	50 282	0	50 282
Транспорт и связь	17	0	0	959 031	1 572	93 394	0	1 053 997
Торговля	18	0	0	0	0	246	0	246
Сфера услуг	19	0	0	0	0	0	114 164	114 164
Население	20	261	0	2 496	30 730	76 998	526 965	637 450
Прочие виды экономической деятельности	21	0	0	0	0	36 444	0	36 444

ЕТЭБ ЯНАО состоит из трех блоков. Первый блок ЕТЭБ ЯНАО – «Ресурсы» – включает данные о производстве энергетических ресурсов на территории ЯНАО, о ввозе/вывозе энергетических ресурсов в/из ЯНАО и об изменении запасов. Второй блок – «Преобразование энергетических ресурсов» – включает данные о преобразовании одних видов энергетических ресурсов в другие. Последний блок – «Конечное потребление энергетических ресурсов» – описывает конечное потребление энергоносителей в различных секторах и отраслях экономики.

ЕТЭБ ЯНАО составлен на основании следующих форм статистической отчетности:

- «1-вывоз» – сведения о вывозе продукции (товаров);
- «1-натура» – сведения о производстве и отгрузке промышленной продукции;
- «1-нефтепродукт» – сведения об отгрузке нефтепродуктов потребителям;
- «1-ТЕП» – сведения о снабжении тепловой энергией;
- «4-запасы (срочная)» – сведения о запасах топлива;
- «4-топливо» – остатки, поступление и расход отдельных видов топлива;
- «6-ТП» – производство электрической и тепловой энергии и использование топлива в электроэнергетике;
- «11-ТЭР» – использование топлива, тепловой энергии и электроэнергии;
- «22-ЖКХ» – сведения о работе предприятий ЖКХ в условиях реформы;
- «23-Н» – сведения о производстве и распределении электрической энергии;
- «ПЭ» – сведения о работе электростанций (электрогенераторных установок), принадлежащих организациям, не относящимся к добывающим, обрабатывающим.

Анализ данных первого блока ЕТЭБ ЯНАО показывает, что ЯНАО является крупнейшим экспортером энергоносителей. 97–98% производимых в округе энергетических ресурсов вывозится за его пределы. На природный газ приходится 91 – 92% производимых первичных энергоресурсов.

На схемах 15 – 16 приведена структура потребляемых первичных и вторичных ресурсов. В структуре потребления первичных энергоресурсов превалирует потребление природного газа. В структуре потребления вторичных ресурсов наибольшую долю занимает электроэнергия – 39%.

Второй блок ЕТЭБ ЯНАО характеризует преобразование энергетических ресурсов. Анализ данного блока показывает, что 31–34% потребляемых энергоресурсов расходуются на преобразование энергии, а остальная часть конечными потребителями. При этом большая часть потребляемых энергоресурсов расходуется на производство электрической и тепловой энергии.

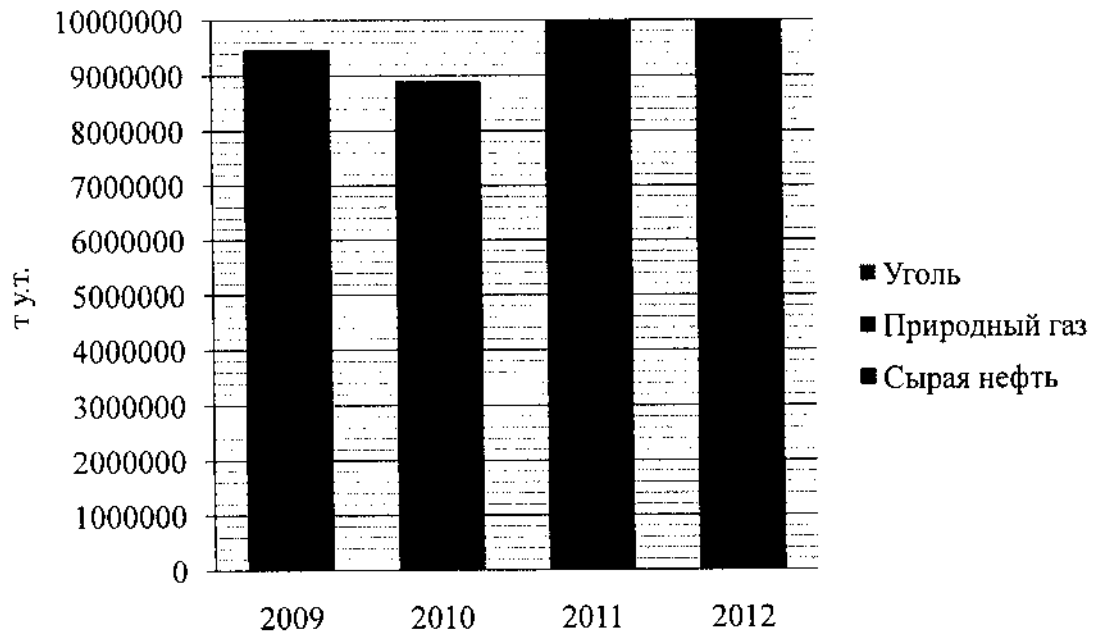


Схема 15. Структура потребления первичных энергоресурсов в ЯНАО в период 2009 – 2012 годов (т у.т.)

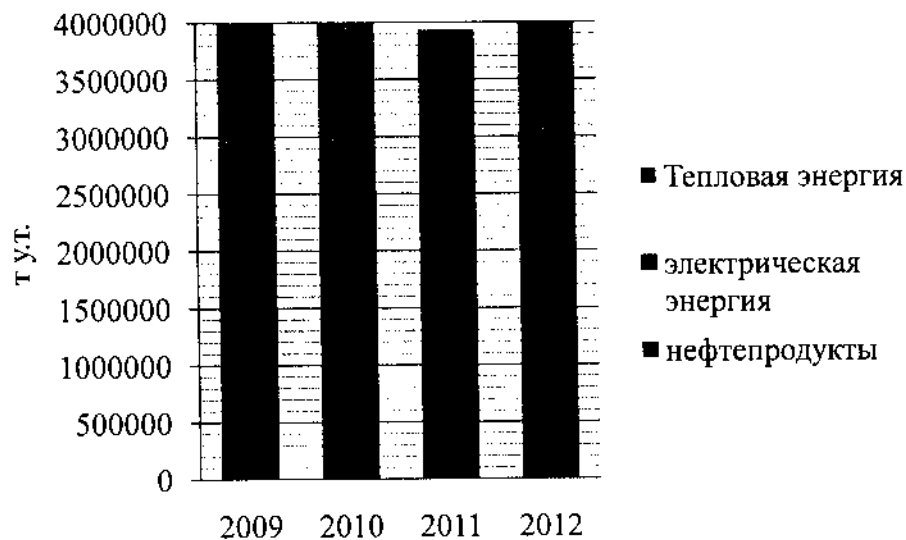


Схема 16. Структура потребления вторичных энергоресурсов в ЯНАО в период 2009 – 2012 годов (т у.т.)

Большая часть энергоресурсов потребляется конечными потребителями. При этом 76–81% от общего потребления энергоресурсов конечными потребителями приходится на промышленность.

При формировании ЕТЭБ ЯНАО выявлено статистическое расхождение между первым блоком баланса и вторым, третьим блоками. Данное статистическое расхождение объясняется неполнотой статистической информации по потреблению энергетических ресурсов конечными потребителями.

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории ЯНАО

3.1. ЭЭС ЯНАО.

Схема электроснабжения ЯНАО делится на энергорайоны по следующим сечениям:

- «СРТО»: ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Кирилловская, ВЛ 500 кВ Трачуковская – Кирилловская, ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 – Имилор, ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 – В. Моховая, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган;

- «ЯНАО»: ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ-220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган;

- «СЕВЕР»: ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале, ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская, ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора, ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха;

- «КРАЙНИЙ СЕВЕР»: ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале, ВЛ 500 кВ Муравленковская – Тарко-Сале, ВЛ 220 кВ Муравленковская – Тарко-Сале, ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым.

При анализе электрических режимов за 2013 год отмечено следующее.

В нормальной схеме сети токовая загрузка оборудования и уровни напряжения находятся в допустимых пределах.

По результатам анализа текущего состояния ЭЭС ЯНАО на зимний и летний максимумы нагрузки потребителей 2014 года (по данным контрольных замеров 2014 года) выявлено следующее:

1) превышение длительно допустимой токовой нагрузки автотрансформаторов 220/110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети;

2) возможность выделения района ПС 220 кВ Надым, ПС 220 кВ Пангоды, ПС 220 кВ Уренгой, Уренгойской ГРЭС при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале на изолированную работу с последующим повышением частоты в выделившемся районе, возможной потерей генерирующей мощности и отключением потребителей Северного энергорайона действием устройств АЧР;

3) превышение длительно допустимой токовой нагрузки ЛЭП транзита 110 кВ Янга-Яха – Кедр – Губкинский при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в районе ПС 220 кВ Вынгапур, а также снижение уровня напряжения на транзите 110 кВ от ПС 220 кВ Янга-Яха до ПС 220 кВ Вынгапур вплоть до нарушения статической устойчивости нагрузки;

4) превышение длительно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Оленья – Табьяха при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в районе ПС 220 кВ Уренгой.

3.2. Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы ЭЭС ЯНАО.

Существующая система электроснабжения города Салехарда является автономной (изолированной от ЕЭС Российской Федерации). Электроснабжение потребителей города обеспечивается от автономных источников – 4-х муниципальных электростанций (ДЭС-1, ДЭС-2, ГТЭС-3 и ТЭС-14). Центрами питания города являются ПС 35 кВ Дизельная, Центральная и Турбинная, загрузка которых в настоящее время значительно возросла в связи с постоянным ростом нагрузок и подключением новых объектов капитального строительства.

В значительной степени на качество и надежность электроснабжения города Салехарда влияет состояние и износ электрических сетей. В настоящее время протяженность ЛЭП 6 кВ составляет 146 км, протяженность ЛЭП 0,4 кВ – 237 км. Часть ЛЭП 0,4 кВ – 79,8 км (из 237 км) не принадлежат МП «Салехардэнерго» и являются бесхозными.

Несмотря на то, что МП «Салехардэнерго» проводит большую работу по своевременному развитию инженерных сетей, рост электропотребления опережает темпы модернизации сетей и финансирования этих работ.

Большие объемы нового строительства неизбежно приводят к частым повреждениям воздушных и кабельных линий строительными организациями и, соответственно, к недоотпуску электрической энергии потребителям. Эти повреждения значительно снижают уровень технического состояния и надежность обеспечения потребителей электрической энергией. Многочисленные кабельные муфты и контактные соединения, возникающие после восстановительных работ, приводят к увеличению потерь и недопустимо низкому уровню напряжения у потребителей.

В центральной и северной части города, в особенности в районах с сохранившейся старой застройкой, срок эксплуатации ВЛ 6 кВ и 0,4 кВ составляет около 30 лет и более.

В этих районах значительное количество аварий и отключений в воздушных линиях электропередачи вызвано их ветхостью. Подтверждением этому являются технологические нарушения в одних и тех же местах электрических сетей 6 и 0,4 кВ. Суммарное время, затраченное на ликвидацию аварийных отключений, связанных с ветхостью воздушных линий 0,4 кВ, по имеющимся данным за 2009 год, составило – 294,2 часа. Суммарное время, затраченное на ликвидацию аварийных отключений, связанных с состоянием воздушных линий 6 кВ, по имеющимся данным за 2009 год, составило – 52,15 часа, за 2010 год – 32,50 часа. Недоотпуск электрической энергии за время этих отключений составил в 2009 год – 12 012 кВт·ч, а за 2010 год – 23 157 кВт·ч. МП «Салехардэнерго» постоянно проводит мониторинг состояния линий электропередачи. Результаты обследования свидетельствуют о многочисленных фактах обрывов проводов из-за их износа и несоответствия сечения действующим нагрузкам.

IV. Основные направления развития электроэнергетики ЯНАО

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики ЯНАО.

В рамках Программы социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа на 2012 – 2016 годы (далее – Программа СЭР ЯНАО 2012 – 2016) (утверждена Законом ЯНАО от 24 декабря 2012 года № 148-ЗАО) установлены следующие цели и задачи.

Цель социально-экономического развития ЯНАО – обеспечение устойчивого повышения уровня и качества жизни населения на основе формирования и развития конкурентной экономики при соблюдении соответствующих экологических требований.

Для достижения данной цели Программой СЭР ЯНАО 2012 – 2016 предусмотрено решение следующих задач:

- развитие инфраструктуры и отраслей социальной сферы;
- развитие экономического потенциала ЯНАО;
- сохранение и развитие человеческого потенциала и традиций;
- охрана окружающей среды и оздоровление экологии ЯНАО;
- становление ЯНАО международным форпостом развития Арктики.

Для решения задач развития инфраструктуры и экономического потенциала ЯНАО основными целями развития электроэнергетики ЯНАО являются:

- модернизация электроэнергетического комплекса для повышения энергетической эффективности и обеспечения развития (конкурентоспособности) экономики и повышения качества жизни населения;
- обеспечение надежного и безопасного энергоснабжения потребителей;
- снижение потерь в электрических сетях.

Для достижения указанных целей необходимо решение следующих задач:

- разработка эффективных мероприятий по развитию электрических сетей и генерирующих мощностей;
- эффективное использование топливно-энергетических ресурсов региона с учетом экологических требований;
- поддержание требуемых уровней напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, а также в точках общего присоединения (приемники электрической энергии);
- обеспечение параметров режимов работы основного электротехнического и генерирующего оборудования в допустимых пределах.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2016 – 2020 годов.

Прогноз электропотребления и мощности по территории ЯНАО на период 2016 – 2020 годов приведен в таблице 26.

Прогноз электропотребления и мощности по территории ЯНАО
на период 2016 – 2020 годов

Таблица 26

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление (млн кВт·ч)	11 395	11 648	11 945	11 950	11 996
Максимум нагрузки (МВт)	1 570	1 600	1 620	1 615	1 620

Прогноз электропотребления, приведенный в таблице 26, соответствует прогнозу электропотребления проекта Схемы и программы развития ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы (далее – проект СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы).

Данные о прогнозном потреблении электроэнергии (мощности) крупных потребителей на период до 2020 года приведены в таблице 27.

С целью определения мероприятий по развитию электроэнергетики ЯНАО в случае превышения темпов роста электрической нагрузки, соответствующих проекту СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы, а также для учета неподтвержденных заявок на технологическое присоединение крупных потребителей в работе рассмотрен альтернативный прогноз потребления электроэнергии (мощности)⁷.

Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО на период до 2020 года приведено на схеме 17.

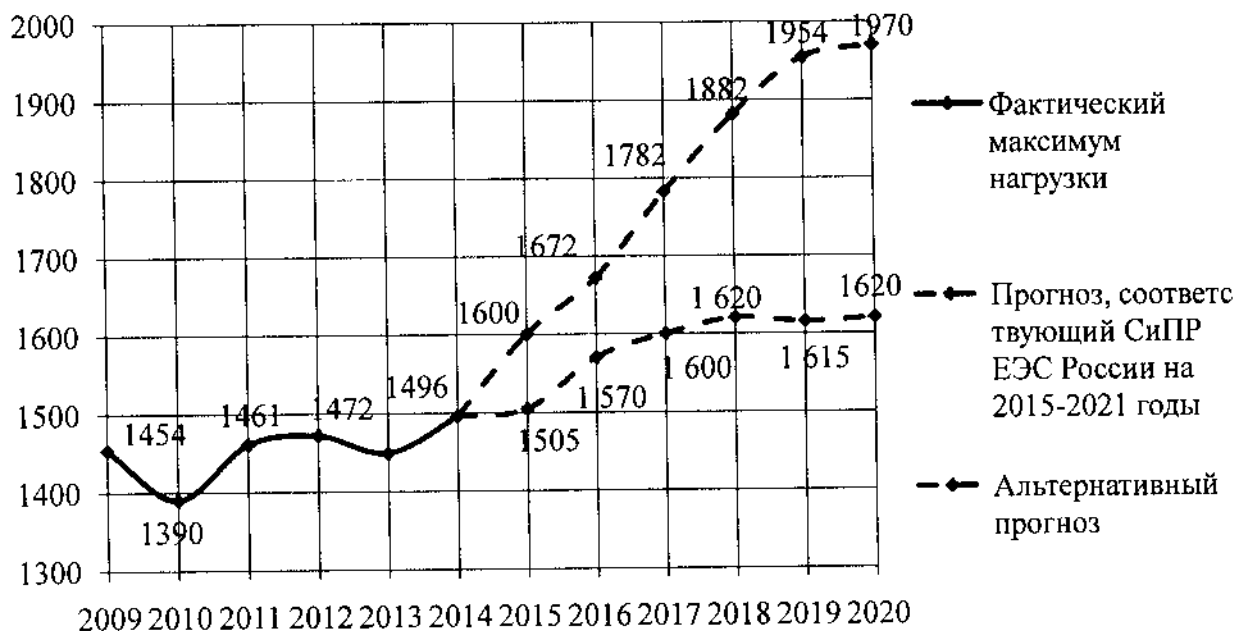


Схема 17. Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО
(без технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем ЭЭС ЯНАО) (МВт)

⁷ Предоставлен органом исполнительной власти ЯНАО.

Прогноз потребления электроэнергии крупными потребителями на территории ЯНАО на период до 2020 года (млн кВт·ч)

Таблица 27

Наименование	Показатель		2015 год*	2016 год*	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
	наименование	единица измерения						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЗАО «Ванкорнефть» (НПС-1, НПС-2, КНПС)	потребление эл/энергии	млн кВт ч	66,05	70,19	79,09	86,27	92,11	86,00
	максимальное потребление мощности	МВт	8	8	10	10	11	10
ООО «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	2 021,00	1 973,00	1 904,34	1 950,66	1 953,32	1 951,13
	максимальное потребление мощности	МВт	246	239	229	251	223	223
Филиал «Газпромнефть- Муравленко»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	2 478,00	2 335,00	2 645,00	2 605,00	2 548,00	2 509,00
	максимальное потребление мощности	МВт	298	281	308	303	297	292
ОАО «Газпромнефть-ННГ»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	55,80	55,80	55,80	55,80	55,80	55,80
	максимальное потребление мощности	МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
ООО «Газпром добыча Надым»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	280,59	291,42	305,18	312,89	313,45	313,45
	максимальное потребление мощности	МВт	36	37	35	36	36	36
ООО «Газпром добыча Уренгой» (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл/энергии	млн кВт ч	308,82	313,19	345,00	422,00	425,00	425,00
	максимальное потребление мощности	МВт	47	48	50	123	124	124
ООО «Газпром добыча Ямбург» (ЯНГКМ+ЗНГКМ) (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл/энергии	млн кВт ч	108,40	113,96	99,70	99,70	99,70	99,70
	максимальное потребление мощности	МВт	17	16	13	13	13	13
ООО «НОВАТЭК- ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл/энергии	млн кВт ч						
	максимальное потребление мощности	МВт						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	79,98	93,09	108,97	119,62	131,58	144,74
	максимальное потребление мощности	МВт	11	12	18	20	22	24
	потребление эл/энергии	млн кВт ч	134,44	131,24	144,00	144,00	144,00	144,00
ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»	максимальное потребление мощности	МВт	22	23	24	24	24	24
	потребление эл/энергии	млн кВт ч	108,98	374,18	524,18	724,66	724,66	724,66
	максимальное потребление мощности	МВт	18	60	71	101	101	101
ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	1 360,11	1 392,44	1 480,00	1 476,00	1 471,00	1 471,00
	максимальное потребление мощности	МВт	179	178	200	200	200	200
	потребление эл/энергии	млн кВт ч	1,81	1,54	11,74	43,00	43,00	43,00
ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕСНЛ»	максимальное потребление мощности	МВт	1	1	6	6	6	6
	потребление эл/энергии	млн кВт ч	365,97	371,70	347,21	346,04	346,04	346,04
	максимальное потребление мощности	МВт	44	43	40	40	40	40
Губкинский ГПЗ – филиал ОАО «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	378,75	378,75	440,31	440,31	440,31	440,31
	максимальное потребление мощности	МВт	46	46	50	50	50	50
	потребление эл/энергии	млн кВт ч	174,82	174,82	176,14	176,14	176,14	175,57
Муравленковский ГПЗ – филиал ОАО «СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	22	22	22	22	22	22
	потребление эл/энергии	млн кВт ч	179,35	183,29	220,88	225,30	227,55	227,55
	максимальное потребление мощности	МВт	31	32	30	30	30	30
Вынгапуровский ГПЗ – филиал ОАО «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	50,11	50,11	50,81	50,81	50,81	50,81
	максимальное потребление мощности	МВт	7	7	8	8	8	8
	потребление эл/энергии	млн кВт ч	84,86	106,98	178,94	269,16	269,16	269,16
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	максимальное потребление мощности	МВт	11	21	24	35	35	35
	потребление эл/энергии	млн кВт ч	11	21	24	35	35	35
	максимальное потребление мощности	МВт	11	21	24	35	35	35

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	потребление мощности							
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	потребление эл/энергии	млн кВт ч	21,81	18,48	26,45	26,45	26,45	26,52
	максимальное	МВт	3	3	3	3	3	3
	потребление мощности							
ОАО «Тюменнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт ч			307,09	307,09	349,65	417,16
	максимальное	МВт			39	39	44	53
	потребление мощности							

Примечание.

* На 2015 – 2016 годы приведены уточненные данные, полученные от субъектов в феврале 2015 года.

В таблице 28 приведен прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на период 2016 – 2020 годов с указанием прогноза по МО.

Прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО
на период 2016 – 2020 годов

Таблица 28

№ п/п	Прогноз потребления тепловой энергии (тыс. Гкал)	Год				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
	Всего по ЯНАО	7872	8140	8354	8547	8813
	В том числе					
1.	Город Новый Уренгой	1928,3	2028,8	2099,7	2169,2	2264,9
2.	Город Ноябрьск	1592,9	1643,0	1684,3	1725,6	1774,9
3.	Город Надым	1090,3	1113,5	1129,0	1138,4	1155,9
4.	Город Салехард	809,1	832,7	856,2	879,8	903,3
5.	Город Губкинский	472,6	476,0	478,8	481,2	484,8
6.	Город Лабытнанги	479,1	492,7	506,2	518,3	532,1
7.	П.г.т. Пангоды	242,8	256,0	269,3	282,5	295,8
8.	Поселок Тазовский	144,3	165,8	175,1	179,0	196,1
9.	Поселок Пурпе	108,6	111,5	115,2	115,5	120,5
10.	Село Красноселькуп	76,6	73,7	70,9	71,6	68,0
11.	Село Яр-Сале	78,3	78,3	78,3	78,3	81,9
12.	П.г.т. Харп	77,6	82,2	87,1	90,9	95,9
13.	Село Сеяха	74,5	74,5	74,5	74,5	79,8
14.	Село Толька	58,7	61,6	64,1	65,2	67,3
15.	Поселок Ханымей	42,2	42,2	44,8	46,0	46,9
16.	Сельское поселение Мужевское	47,8	48,8	50,1	50,8	52,2
17.	Сельское поселение Аскарковское	46,7	47,9	48,5	49,9	51,0
18.	Сельское поселение Пуровское	42,5	44,2	45,9	46,9	48,6
19.	Поселок Лонгъюган	29,8	29,8	29,8	30,0	30,0
20.	Село Газ-Сале	44,4	45,8	46,9	48,0	50,0
21.	Сельское поселение Приозерный	32,9	32,9	33,8	33,8	34,1
22.	Село Мыс Каменный	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
23.	Поселок Ягельный	22,3	22,3	22,3	22,5	22,6
24.	Село Новый Порт	23,5	23,2	23,2	22,9	22,8
25.	Село Гыда	22,9	22,6	22,6	22,6	22,5
26.	Сельское поселение Белоярское	23,1	23,1	23,1	23,5	24,1
27.	Село Антипаюта	22,6	23,3	23,6	24,0	24,7
28.	Сельское поселение Горковское	20,4	21,7	22,9	23,9	25,4
29.	Поселок Правохеттинский	41,1	40,3	39,6	39,6	38,7
30.	Село Самбург	20,5	20,9	22,0	22,7	23,2
31.	Село Панаевск	19,2	19,2	19,2	19,2	19,4
32.	Село Салемал	16,1	16,1	16,1	16,1	16,5
33.	Сельское поселение Ныда	13,8	14,5	15,6	17,1	17,8
34.	Сельское поселение Овгортское	9,6	10,2	10,8	11,1	11,7
35.	Село Катравож	8,2	8,2	8,5	8,8	9,0
36.	П.г.т. Заполярный	11,4	11,4	11,4	11,4	11,6

1	2	3	4	5	6	7
37.	Село Ратга	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
38.	Деревня Харампур	5,5	5,8	6,2	6,2	6,6
39.	Село Находка	5,7	5,7	6,1	6,1	6,3
40.	Сельское поселение Шурышкарское	5,0	5,3	5,3	5,6	5,9
41.	Село Халясавей	4,7	5,6	7,3	7,6	8,5
42.	Село Кутопьюган	8,5	9,9	11,3	12,0	13,5
43.	Сельское поселение Лопхаринское	2,6	2,6	3,0	3,0	3,1
44.	Село Питляр	2,2	2,2	2,2	2,5	2,6
45.	Сельское поселение Азовское	1,7	1,7	1,9	2,0	2,0
46.	Город Муравленко	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
47.	Город Тарко-Сале	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

4.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЯНАО.

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы демонтаж, реконструкция, модернизация и перемаркировка генерирующего оборудования, функционирующего в ЭЭС ЯНАО, в период 2016 – 2020 годов не предусмотрены (в соответствии с вариантом с высокой степенью вероятности).

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы в 2015 году планируется ввод в эксплуатацию модуля 2x20 МВт ГТУ на Ямбургской ГТЭС, собственником которой является ООО «Газпром добыча Ямбург», а также ввод в эксплуатацию ТЭС «Полярная» общей установленной мощностью 24,5 МВт (1 – 2 пусковой комплекс в составе ГТУ мощностью 24,5 МВт в 2015 году).

По сведениям ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс» (ОАО «Газпром») в 2016 году планируется ввод в эксплуатацию и включение на параллельную работу с ЕЭС Российской Федерации ГТЭС НГХК, установленной мощностью 120 МВт.

Перечень мероприятий по изменению установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО приведен в таблице 29.

Мероприятия по изменению установленной мощности электростанций
в ЭЭС ЯНАО

Таблица 29

№ п/п	Наименование мероприятия	Изменение установленной мощности (МВт)	Срок реализации
1	2	3	4
1.	Ввод ТЭС Полярная	24,5	2015 ⁸
2.	Ввод модуля 2x20 МВт на Ямбургской	40	2015

⁸ Срок ввода 1-го пускового блока ТЭС Полярная указан в соответствии с проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы. При этом по данным ООО «ЭК «Урал Промышленный – Урал Полярный» ввод 1-го пускового блока, мощностью 24,5 МВт, запланирован на 2016 год, ввод второго пускового блока, мощностью 243,5 МВт, запланирован на 2017 год.

1	2	3	4
	ГТЭС-72		
3.	Ввод ГТЭС ООО «НГХК»	120	2016

4.4. Прогноз возможных объемов развития энергетики ЯНАО на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива.

4.4.1. Ветроэнергетика.

Наиболее перспективной территорией по вводу ветрогенерирующих установок является северо-западная часть ЯНАО – Ямальский и часть Приуральского районов с удельным ветровым потенциалом до 1 кВт/м^2 . Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках можно оценить по схеме 18.

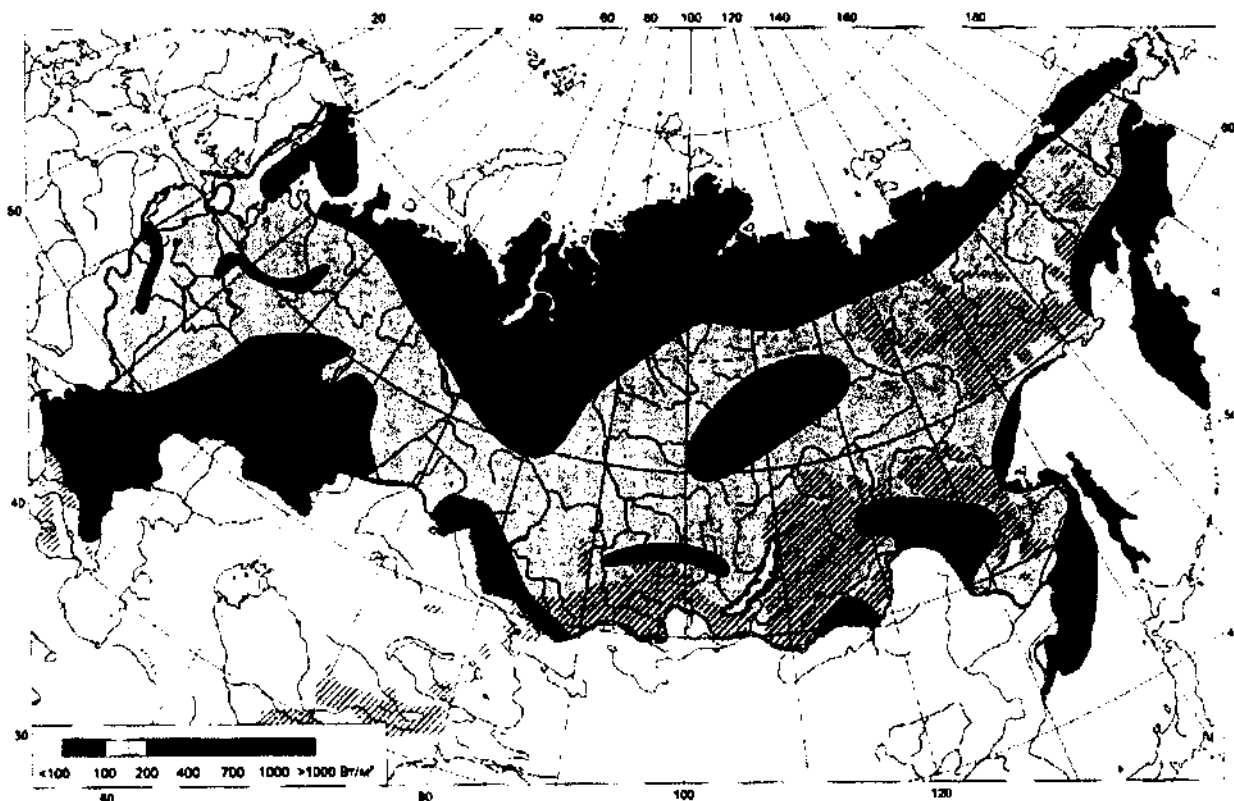


Схема 18. Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м^2) на высоте 100 м

Наиболее перспективным является ввод ветрогенерирующих установок в территориально удаленных от ЕЭС Российской Федерации районах для электроснабжения нефтяных, газовых месторождений и удаленных поселений без подключения ветрогенерирующих установок к ЕЭС Российской Федерации. Резервным источником электроэнергии в данном случае будет являться маневренная дизельная установка.

Ввод ветрогенерирующих установок позволит снизить зависимость отдаленных регионов от дизельного топлива, а также будет способствовать снижению себестоимости электроэнергии в этих регионах.

4.4.2. Гидроэнергетика.

Водные ресурсы ЯНАО содержат порядка 48 тысяч рек, самыми крупными из которых являются Обь в ее устье, а также реки Надым, Таз и Пур. Река Обь в пределах ЯНАО течет двумя мощными рукавами. Речная сеть составляет примерно 0,53 км на 1 км² площади. Таким образом, большое количество водоносных артерий может быть использовано для развития сегмента генерации электроэнергии малыми ГЭС.

4.4.3. Приливная энергетика.

Территория ЯНАО включает побережье Карского моря и многочисленных заливов, в число которых входит Обская губа. Поэтому перспективным может оказаться развитие возобновляемых источников энергии, основанной на энергии приливов – приливных электростанций. Однако у данного типа электростанции присутствует существенный недостаток – изменяющаяся в течение суток мощность. Данный недостаток требует обязательной работы электростанции параллельно с энергосистемой, либо резервирование электростанции работой иных электростанций и, как следствие, дополнительное сетевое строительство, что повышает стоимость возведения станции и ее инфраструктуры и снижает выгоду от дешевизны энергии, вырабатываемой станцией.

4.4.4. Солнечная энергетика.

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетики в ЯНАО определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, от погоды и времени суток и необходимости очистки панелей от снега и пыли. На схеме 19 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории Российской Федерации.



Схема 19. Карта потока солнечной радиации, приходящегося на м² за один день на территории Российской Федерации

По приведенной выше карте можно отметить, что по территории ЯНАО суммарная солнечная радиация на 1 м^2 в течение дня распределяется следующим образом: на западе – от 3 до $3,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$, в центральной, южной и северо-западных частях – от $3,5$ до $4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$, в северо-восточной части – от 4 до $4,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. При этом продолжительность солнечного сияния по территории ЯНАО составляет менее 1700 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на схеме 20.



Схема 20. Карта продолжительности солнечного сияния

По приведенным выше картам можно приблизительно оценить максимальную возможную величину выработки электроэнергии на территории ЯНАО: 170–200 млн $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ за год. С учетом нахождения более половины территории ЯНАО за Полярным кругом, можно утверждать, что выработка электроэнергии на солнечных электростанциях может осуществляться преимущественно в летний период. В зимний период данный вид ВИЭ не может быть использован по причине малой солнечной радиации, падающей на поверхность (высокие широты расположения региона), а периодические снегопады и затрудненный доступ к солнечным электростанциям (отсутствие дорог, большие заболоченные территории т.д.) снижают потенциал развития данного источника ВИЭ. Также данный вид ВИЭ будет требовать установки маневренных дублирующих источников энергии сопоставимой мощности, либо подключения к энергосистеме по причине непредсказуемости генерации в течение суток. Все это говорит о том, что применение солнечных электростанций на территории ЯНАО экономически и технически нецелесообразно.

4.4.5. Биоэнергетика.

Данный сегмент ВИЭ при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо – топливо, получаемое из биологического сырья. По типу исходного сырья различают три вида биотоплива: биологические отходы, лигно-целлюлозные соединения и водоросли.

Из биотоплива первого поколения наиболее перспективным направлением является использование торфа (наличие большого количества месторождений торфа) и леса (за 2011 год заготовка и первичная переработка составила 6 тыс. м³). В связи с тем, что в ЯНАО посевные площади растений, отходы которых могут быть использованы для производства биотоплива, крайне малы, а поголовье крупного рогатого скота не более 1000 голов, свиней – не более 2200 голов и птицы – не более 1900, использование данного типа сырья для выработки электроэнергии в промышленных масштабах не является перспективным. Расчеты, проведенные по существующим методикам, исходя из удельных показателей объема биогаза, которые возможно получить из отходов животноводства, показывают, что выход биогаза при применении технологии утилизации отходов может составить около 450 тыс. м³ или 320 т у.т. Также возможно получение биотоплива из твердых бытовых отходов и на очистных сооружениях. При переработке 25 м³ сточных вод можно получить около 1 м³ биогаза или 0,0007 т у.т. При переработке 1 т твердых бытовых отходов можно получить 70 – 115 м³ биогаза или 0,05 – 0,08 т у.т.

Для биотоплива второго поколения требуются достаточно большие посевные площади. Но в ЯНАО распространены следующие виды почв: тундровые, глеевые, арктические, торфяно-болотные и подзолистые почвы в приречных районах. В связи с большим количеством болот, избыточно увлажненных территорий и вечной мерзлотой территории, на которых возможно возделывание растений – источников сырья, присутствуют в малом количестве. В связи с непригодностью почв и коротким земледельческим сезоном получение биотоплива второго поколения на территории ЯНАО не имеет перспективы.

Биотопливо третьего поколения получается из специальных водорослей с высоким содержанием масла. Такие виды водорослей очень чувствительны к низкой температуре и требуют высокую температуру для активного роста. В условиях затяжной зимы (более 8 месяцев) и среднегодовой температуры на уровне -10°С данная технология в открытых водоемах (на территории ЯНАО находится порядка 300 000 озер) не может быть применена.

4.5. Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период.

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на период 2016 – 2020 годов, учитывающие перспективный прогноз электроэнергии (мощности) энергосистемы ЯНАО на период 2014 – 2020 годов, соответствующий СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы.

Перспективный прогноз электроэнергии (мощности) приведен в таблице 30 (31).

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС ЯНАО
на период 2016 – 2020 годов (млн кВт·ч)

Таблица 30

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6
Потребление – всего	11 395	11 648	11 945	11 950	11 996
Выработка электростанций – всего	5 867	5 807	6 007	6 131	6 270
Уренгойская ГРЭС	3 068	3 100	3 131	3 250	3386
Ноябрьская ПГЭ	718	718	718	718	718
ПЭС Надым	180	180	180	180	180
ПЭС Уренгой	121	121	121	121	121
ГТЭС Ямбургская	310	313	315	318	318
ГТЭС Харвутинская	21	21	21	21	21
ГТЭС Песцовая	35	43	44	46	49
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	41	41	41	41	41
ГТЭС ООО «Новоуренгойский ГХК»	930	930	1 050	1 050	1050
ТЭС Полярная	180	180	180	180	180
Муниципальные электростанции г. Салехарда	263	160	206	206	206
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	5 528	5 841	5 938	5 819	5 726

Перспективный баланс мощности ЭЭС ЯНАО
на период 2016 – 2020 годов, МВт

Таблица 31

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6
Потребление мощности – всего	1570	1600	1620	1615	1620
Покрытие (установленная мощность) – всего	1040,4	1040,4	1040,4	1040,4	1040,4
Уренгойская ГРЭС	484	484	484	484	484
Ноябрьская ПГЭ	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6
ПЭС Надым	24	24	24	24	24
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72
ГТЭС Ямбургская	112	112	112	112	112
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8
ГТЭС ООО «НГХК»	120	120	120	120	120
ТЭС Полярная	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
Муниципальные электростанции г. Салехарда	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	529,6	559,6	579,6	574,6	579,6

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на период 2016 – 2020 годов характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в основном за счет присоединения энергорайона г. Салехарда (до 85 МВт потребления электрической мощности в период до 2020 года) и ввода промышленного предприятия ООО «НГХК» (100,5 МВт). Данный рост электропотребления покрывается за счет ввода ГТЭС ООО «НГХК» и электростанций энергорайона г. Салехарда.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) на период 2016 – 2020 годов сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо перетоков из ЭЭС ХМАО.

4.6. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов.

На основании проведенных расчетов электрических режимов предложены мероприятия по электросетевому строительству/реконструкции, а также изменению режима работы объектов электрической сети 110 кВ и выше.

В качестве исходных данных для проведения анализа перспектив развития электрических сетей 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на период 2016 – 2020 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с проектом СиПР ЭЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы, а также мероприятия инвестиционных программ ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Тюменьэнерго», находящиеся в стадии реализации.

В таблице 32 приведен перечень мероприятий по развитию ЭЭС ЯНАО в 2015 году, который учитывался в качестве исходных данных при разработке СиПР ЯНАО на период 2016 – 2020 годов.

Перечень мероприятий по развитию энергосистемы ЯНАО в 2015 году

Таблица 32

№ п/п	Наименование	Параметры	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
1	2	3	4	5
1.	Установка АТ № 4 220/110 кВ на ПС 500 кВ Муравленковская	125 МВА	2015	ликвидация перегрузок трансформаторов 220/110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская при нормативных возмущениях в нормальной схеме
2.	Ввод ПС 220 кВ НГХК с питающей ВЛ 220 кВ Уренгой – НГХК I и II цепь	4x63 МВА, 2x35 км	2015	обеспечение технологического присоединения ООО «НГХК»
3.	Строительство ПС 220 кВ Салехард (Обдорск) с ВЛ 220 кВ Надым – Салехард (Обдорск)	2x125 МВА, 2x359 км	2015	присоединение технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем ЯНАО (г. Салехард) к ЭЭС Российской Федерации
4.	Строительство ПС 110 кВ Северное Сияние с питающими ВЛ 110 кВ	2x40 МВА 16 км	2015	присоединение технологически изолированных территориальных

1	2	3	4	5
				электроэнергетических систем ЯНАО (г. Салехард) к ЕЭС Российской Федерации
5.	Строительство ПС 110 кВ Полярник с ВЛ 110 кВ	2x40 МВА 15 км	2015	присоединение технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем ЯНАО (г. Салехард) к ЕЭС Российской Федерации
6.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кирпичная-Кристалл 1,2 на ПС 220 кВ Арсенал с расширением ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Геолог	56,03 км	2015	технологическое присоединение новых потребителей Ноябрьского энергорайона
7.	Установка основных быстродействующих защит и оборудования ВЧ-обработки на ПС 500 кВ Тарко-Сале (для вновь образуемой ВЛ-110 «Тарко-Сале – Сигнал» (ВЛ-110 «Тарко-Сале – ПП Северный-4 (с отпайкой на ПС 110 кВ Тарасовская)	-	2015	выполнение требований релейной защиты и автоматики при включении в транзитный режим ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Сигнал, ВЛ 110 кВ Сигнал – Северный-4(с отпайкой на ПС 110 кВ Тарасовская)

При проведении расчетов перспективных электрических режимов в качестве исходных данных учитывались мероприятия по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы ЯНАО за период 2016 – 2020 годов, предусмотренные проектом СИПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы (таблица 33).

Перечень мероприятий по развитию ЭЭС ЯНАО в период 2016 – 2020 годов

Таблица 33

№	Наименование	Параметры	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
1	2	3	4	5
1.	Строительство ПС 220 кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой	2x125 МВА, 2x4 км	2018	обеспечение технологического присоединения потребителей в Северном энергорайоне (район ПС 220 кВ Уренгой)
2.	Строительство ВЛ 110 кВ Исконная – ПП Лимбья-Яха	2x10 км	2018	
3.	Строительство ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазья	2x125 МВА, 2x80,3 км УШР 2x63 Мвар	2016	обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Транснефть – Сибирь» и ОАО «Тюменнефтегаз»
4.	Строительство ПС 220 кВ	2x25 МВА,	2016	

1	2	3	4	5
	Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1,2	2x135 км		

При проведении расчетов перспективных электрических режимов в качестве исходной информации учитывалась информация о мероприятиях по развитию электрической сети 110 кВ и выше в рамках технологического присоединения новых потребителей (таблица 34).

Мероприятия по развитию электрической сети 110 кВ и выше в рамках технологического присоединения новых потребителей

Таблица 34

№ п/п	Наименование	Параметры	Год ввода	Основное назначение
1	2	3	4	5
1	Ввод ПС 110 кВ НПС Уренгойская с ВЛ 110 кВ ПП Лимбя-Яха – НПС Уренгойская	2x40 МВА 2x70 км	2017	присоединение потребителей ЗАО «Ямалгазинвест»
2	Ввод ПС 110 кВ ПСП с ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПСП и ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ ПСП до места врезки в ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пур	2x25 МВА	2017	присоединение потребителей ЗАО «Ямалгазинвест»
3	Строительство одноцепного участка ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Таланга до точки врезки ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пурпейская	6 км	2016	присоединение потребителей ЗАО «Ямалгазинвест» и ООО «НОВАТЭК – Таркосаленефтегаз»
4	Ввод ПС 110 кВ КНС-4 с питающими ВЛ 110 кВ до места врезки в ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский-1,2**	-	2015	присоединение потребителей ООО «РН-Пурнефтегаз»*
5	Ввод ПС 110 кВ «КНС-1» с питающими ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Вынгапур	-	2015	присоединение потребителей ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»*
6	Ввод ПС 110 кВ Ачимовская с питающими ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Буран	-	2017	присоединение потребителей ОАО «Арктикгаз»*
7	Замена трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА на ПС 110 кВ Вынгайхинская	2x40 МВА	2015	технологическое присоединение новых потребителей Ноябрьского энергорайона
8	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Кристалл – замена трансформатора 1Т мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	16 МВА	2015	технологическое присоединение новых потребителей Ноябрьского энергорайона

Примечания.

* Мероприятия реализуются ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и ОАО «Арктикгаз».

** В случае отказа ООО «РН-Пурнефтегаз» от планов по строительству ПС 110 кВ КНС-4 рекомендуется рассмотреть возможность установки ЗТ на ПС 110 кВ Барсуковская или установку собственных генерирующих мощностей ООО «РН-Пурнефтегаз». Итоговые мероприятия рекомендуется определить в рамках отдельного технико-экономического обоснования.

При анализе перспектив развития электроэнергетики ЯНАО учтено объединение на параллельную работу ЭЭС ЯНАО с Ванкорским промышленным участком (ВПУ) и расширением существующей Ванкорской ГТЭС до 350 МВт в 2018 году.

4.6.1. Мероприятия, реализация которых необходима для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений в Уренгойском энергорайоне и г. Новый Уренгой

В период зимнего максимума 2014 года в случае аварийного отключения одного из двух АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Уренгой из нормальной схемы переток в контролируемом КС «Уренгой» превысил МДП (80 МВт), но не превысил АДП (140 МВт). Критерием определения МДП в КС «Уренгой» в схеме с отключенным одним АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Уренгой является недопущение превышения АДТН ВЛ 110 кВ Табьяха – Буран после аварийного отключения второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Уренгой (расчетный перегруз в указанной послеаварийной схеме составил 24%). Для исключения превышения МДП в указанной выше послеаварийной схеме требуется ввод ГАО в объеме 20 МВт.

Для увеличения МДП в КС «Уренгой» в схеме с отключенным одним АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Уренгой и исключения необходимости ввода ГАО необходимо и достаточно установки АОПО ВЛ 110 кВ Оленья – Табьяха.

Замена трансформаторов тока на ПС 110 кВ УГП-5В ВЛ 110 кВ УГП-5В – Буран.

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в зимний период 2018 года, связанных с отключением 1 СШ-110 кВ ПС 220 кВ Уренгой, будет наблюдаться недопустимая токовая загрузка ВЛ 110 кВ УГП-5В – Буран, обусловленная низким значением длительно допустимого тока трансформатора тока ВЛ 110 кВ УГП-5В - Буран на ПС 110 кВ УГП-5В (200 А). Для ликвидации перегрузки ВЛ 110 кВ УГП-5В – Буран потребуется ввод ГАО в объеме до 7 МВт.

Рекомендуется произвести замену указанного трансформатора тока в 2018 году с увеличением номинального тока до 400 А.

4.6.2. Дополнительные рекомендации по организации противоаварийной автоматики.

Установка устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на транзите 110 кВ Янга-Яха – Кедр – Губкинская.

В период зимнего максимума 2014 года в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя (Вынгапур – Маяк) (в связи с труднопроходимой болотистой местностью) требовался ввод ГАО в объеме до 20 МВт по условию неперевышения АДТН ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр на величину 50,6% в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк (Вынгапур – Новогодняя). Для исключения ввода ГАО в ремонтной схеме достаточно установки АОПО ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр с действием на отключение нагрузки потребителей.

Установка устройства автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) на Уренгойской ГРЭС и ПС 220 кВ Уренгой.

При нормативных возмущениях, связанных:

- с отключением трехфазного КЗ на ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой № 1 действием УРОВ не обеспечивается динамической устойчивости Уренгойской ГРЭС;

- с отключением трехфазного КЗ на ВЛ 220 кВ Уренгой-Пангоды в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Уренгой-Надым.

С целью обеспечения динамической устойчивости Уренгойской ГРЭС, рекомендуется установка устройств АПНУ на Уренгойской ГРЭС и ПС 220 кВ Уренгой.

Выбор управляющих воздействий, а также уставки срабатывания предложенных устройств противоаварийной автоматики раздела 4.6.2 необходимо произвести в рамках проведения отдельных проектных изысканий.

4.6.3. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов.

В дополнение к мероприятиям, предусмотренным проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы (таблицы 32 – 33), а также в рамках технологического присоединения потребителей (таблица 34), составлен перечень мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, рекомендованных к реализации в период 2016 – 2020 годов (таблица 35).

Дополнительный перечень мероприятий к таблицам 32 – 34 по развитию электрической сети 110 кВ и выше, рекомендованных к вводу в период 2016 – 2020 годов

Таблица 35

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики проекта	Год ввода объекта ¹	Основание для выполнения мероприятия
1	2	3	4	5
1.	Замена трансформаторов тока на ПС УГП-5В по ВЛ 110 кВ УГП-5В – Буран	-	2018	предотвращение необходимости ввода ГАО
2.	Установка АПНУ на Уренгойской ГРЭС и ПС 220 кВ Уренгой	-	2016	обеспечение динамической устойчивости Уренгойской ГРЭС
3.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр на	-	2016	исключение необходимости ввода ГАО

1	2	3	4	5
	ПС 220 кВ Янга-Яха			
4.	Замыкание в транзит ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1, 2 с включением СВ на ПП Комсомольский в нормальной схеме электрической сети. Установка основных быстродействующих защит на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский-1, 2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский-1, 2 и организацией ВЧ-канала связи ²	-	2016	снижение объемов ГАО в послеаварийных режимах в ремонтных схемах сети
5.	Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Оленья – Табьяха с действием на отключение нагрузки	-	2016	исключение необходимости ввода ГАО

Примечания.

1. Сроки предложенных мероприятий могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а так же с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий по развитию электроэнергетики на территории ЯНАО.

2. Инвестиционной программой ОАО «Тюменьэнерго» также предусмотрена реконструкция ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский-1,2 с заменой провода на марку АС-150.

В дополнение к мероприятиям по развитию электроэнергетики на территории ЯНАО в период 2016–2020 годов в условиях прогноза электроэнергии (мощности), соответствующего проекту СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015–2021 годы, составлен перечень мероприятий, рекомендованных в случае роста нагрузок в энергосистеме ЯНАО в соответствии с альтернативным прогнозом электропотребления (мощности) (таблица 36).

Перечень мероприятий по развитию электроэнергетики на территории
ЯНАО в период 2016 – 2020 годов в условиях альтернативного прогноза
потребления электроэнергии (мощности)

Таблица 36

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики проекта	Год ввода объекта	Основание для выполнения мероприятия
1	2	3	4	5
1.	АОПО 3,4 АТ ПС 220 кВ Уренгой	-	2018	ликвидация недопустимых токовых перегрузок в послеаварийных режимах
2.	АОПО Исконная – Лимбя-яха-1,2 на ПП Лимбя-яха	-	2018	ликвидация недопустимых токовых перегрузок в послеаварийных режимах

Примечание.

Место установки устройства АОПО необходимо выбрать с учетом технико-экономического сравнения вариантов. При этом необходимо учитывать обеспечение надежного контроля защищаемого элемента электрической сети и, возможно, реализацию ВЧ-канала для передачи управляющих воздействий.

В ходе анализа перспектив развития электроэнергетики на территории ЯНАО на период 2016 – 2020 годов в условиях альтернативного прогноза потребления электроэнергии (мощности) отмечается следующее:

- мероприятия по развитию электроэнергетики на территории ЯНАО, предусмотренные в рамках прогноза потребления электроэнергии (мощности), соответствующего проекту СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2015 – 2021 годы, в целом обеспечивают возможность перспективного роста нагрузки, соответствующего альтернативному прогнозу с учетом строительства ВЛ 220 кВ Исконная – Ермак в 2020 году;

- отмечается усугубление ситуации в Уренгойском энергорайоне в случае подтверждения темпов роста нагрузки, соответствующего альтернативному прогнозу, что потребует сокращения сроков реализации мероприятий по капитальному строительству электросетевых объектов 110 кВ и выше данного энергорайона без изменения объемов вводимого основного электротехнического оборудования и ЛЭП.

4.7. Сводные данные по развитию электрической сети энергосистемы ЯНАО на период 2016 – 2020 годов.

В таблице 37 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше, на основании перечня планируемых к вводу электросетевых объектов. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов). Знак «-» означает отсутствие в данном году вводов трансформаторных мощностей или ЛЭП 110 кВ и выше.

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше
энергосистемы ЯНАО на период 2016 – 2020 годов

Таблица 37

Наименование	Единица измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	Всего (2016 – 2020 годы)
1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ 220 кВ	км	430,6	-	187,2	-	-	617,8
ВЛ 110 кВ	км	-	160,0	20,0	-	-	180,0
АТ 500/220 кВ	МВА	-	-	-	-	-	-
АТ 220/110 кВ	МВА	300,0	-	250,0	-	-	550,0

В таблице 38 приведены сводные данные по развитию электрических сетей ниже 110 кВ на период 2016 – 2020 годов ЭЭС ЯНАО.

Сводные данные по развитию электрических сетей ниже 110 кВ
на период 2016 – 2020 годов ЭЭС ЯНАО

Таблица 38

Наименование	Единица измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	Всего (2016 – 2020 годы)
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительство/ реконструкция ЛЭП	км	3,6	6,4	-	7,9	2,6	20,5
Строительство/ реконструкция ПС/ТП	шт.	5	1	-	3	3	12

4.8. Потребность электростанций генерирующих компаний в топливе.

В таблице 39 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории ЯНАО.

Данные о перспективном потреблении топлива на электростанциях генерирующих компаний
на территории ЯНАО

Таблица 39

Наименование генерирующей компании	Наименование электростанции	Вид топлива	Потребление (т у.т.)				
			2016 год 4	2017 год 5	2018 год 6	2019 год 7	2020 год 8
1	2	3					
ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	Уренгойская ГРЭС	природный газ	790 824	798 482	815 445	844 709	878 387
ООО «Интертехэлектро – Новая генерация»	Ноябрьская ППЭ	природный газ	197 152	197 152	197 152	197 152	197 152
ООО «Северная ПЛЭС»	ПЭС Надым	природный газ	76 950	76 950	76 950	76 950	76 950
ОАО «Передвижная энергетика»	ПЭС Уренгой	природный газ	43 180	43 180	43 180	43 180	43 180

4.9. Перечень планируемых новых объектов теплоснабжения, предусмотренных схемами теплоснабжения муниципальных районов и городских округов ЯНАО.

4.9.1. МО город Салехард.

Согласно схеме развития систем тепло-, электро-, водо-, газоснабжения и водоотведения МО город Салехард на период до 2020 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство ЦТП № 5 (13 Гкал/ч), ЦТП № 6 (15 Гкал/ч), ЦТП № 8 (31 Гкал/ч), ЦТП № 10 (9 Гкал/ч), ЦТП № 11 (1 Гкал/ч), ЦТП № 12 (38 Гкал/ч);

- строительство ЦТП № 13 (13 Гкал/ч) в центре нагрузок котельных №№ 13, 16;

- строительство пиковой котельной на площадке ГТЭС-1,2 мощностью 100 Гкал/ч с установкой 5 котлов КВ-ГМ-23, 26-150 единичной производительностью 20 Гкал/ч;

- строительство тепломагистралей для подключения предлагаемых ЦТП к энергетическим комплексам ГТЭС-3 с планируемой к строительству «Пиковой котельной ГТЭС-1,2»;

- реконструкция котельной МБК с оснащением ее резервным топливом и использование в качестве резервного источника для потребителей многопрофильного больничного комплекса;

- реконструкция котельной № 35 с увеличением установленной мощности до 54,4 Гкал/ч для теплоснабжения планируемой застройки правого берега р. Шайтанки со строительством тепломагистралей в эту зону;

- строительство «Котельной А» в районе ДЭС-2 установленной мощностью 71 Гкал/ч для теплоснабжения перспективной застройки общественно-деловой зоны правого берега р. Шайтанка;

- строительство ЦТП-А1 (7 Гкал/ч), ЦТП-А2 (7 Гкал/ч), ЦТП-А3 (26 Гкал/ч), ЦТП-А4 (26 Гкал/ч) в перспективной зоне теплоснабжения «Котельной А»;

- реконструкция котельной № 25 с учетом перевода на газ;

- реконструкция «Пиковой котельной ДЭС-1» с увеличением установленной тепловой мощности до 25,8 Гкал/ч.

4.9.2. МО город Новый Уренгой.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Новый Уренгой на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- техническое перевооружение котельной № 3 (строительство котельной № 3-2 мощностью 69,78 Гкал/ч, техническое перевооружение котельной № 3-1);

- техническое перевооружение котельной № 4 с увеличением мощности блока № 4/2 до 80 Гкал/ч (93,04 МВт);

- модернизация и техническое перевооружение котельной № 1;

- реконструкция и техническое перевооружение котельной № 2;

- реконструкция и техническое перевооружение котельной № 15.

4.9.3. МО город Ноябрьск.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Ноябрьск на 2012 – 2027 годы предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство газовой автоматизированной котельной в мкр. «10», установленной мощностью до 35 МВт, с возможностью последующего расширения до 125 МВт;
- строительство газовой автономной котельной в Западном районе в мкр. «Г», с установленной мощностью 50 МВт, с возможностью последующего расширения до 550 МВт;
- строительство блочно-модульной котельной комплексов «Озерный-1» и «Озерный-2», установленной мощностью до 10 МВт, с замещением мощностей ЦТП-28, 29;
- строительство блочно-модульной котельной на водозаборе, с установленной мощностью до 2 МВт;
- строительство автономного источника теплоснабжения объектов ОАО «Комбинат общественного питания» – блочно-модульной котельной установки (БМКУ) мощностью 2 МВт;
- строительство автономного источника теплоснабжения объектов МУП «СХК «Ноябрьский» и жилого поселка «Северная Нива» – блочно-модульной котельной установки (БМКУ) мощностью 4,5 МВт;
- строительство блочно-модульной котельной, промзона, панель № XI, мощностью 7,2 МВт (6,2 Гкал/ч);
- подключение БМК-6, БМК-7, БМК-8 как резервных источников теплоснабжения п. МК-87, п. МК-15, п. СМП-329, п. АТХ Геология;
- автоматизация котельной КВГМ – 100 (котлы 2-5) с реконструкцией газовой обвязки и оборудования согласно требованиям норм и правил;
- обустройство системы оборотного водоснабжения в котельной КВГМ-100;
- перевод резервуаров хранения аварийного запаса нефти для котельных КВГМ-100 и ДЕ-16/14 на дизельное топливо с предварительными техосвидетельствованием и ревизионно-восстановительными работами;
- реконструкция оборудования поселковой котельной УТДС (замена котлов и оборудования, отработавших нормативный срок службы);
- замена котлов и оборудования, отработавших нормативный срок службы котельных п. НГДУ ХН, п. СУ-17, п. НГД, п. СУ-952 в соответствии с требованиями по технической безопасности и правилам эксплуатации;
- установка приборов (узлов) учета расходов газа, отпуска тепловой энергии на котельных и ЦТП;
- проектирование и замена ГРУ ДЕ-16 котельной № 1, мкр. Вынгапуровский;
- модернизация системы автоматики ДЕ-16 котельной № 1 (в т.ч. ПИР), мкр. Вынгапуровский;
- установка частотных преобразователей на насосное оборудование котельной № 1, мкр. Вынгапуровский;

- замена отработавшего нормативный срок аварийного источника электроснабжения котельной № 1, мкр. Вынгапуровский;
- установка приборов учета потребления энергоресурсов в котельных № 1, 2, мкр. Вынгапуровский;
- реконструкция котельной № 1: перевод парового котла ДЕ-16 на водогрейный режим с заменой атмосферных деаэраторов на вакуумные, мкр. Вынгапуровский;
- капитальный ремонт здания котельной станции Ноябрьск-1;
- режимная наладка системы аварийной подачи топлива на котельной станции Ноябрьск-1;
- модернизация и техническое перевооружение котельной станции Ноябрьск-1 (перевод котельного оборудования на водогрейный режим, замена котлов).

4.9.4. МО город Губкинский.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Губкинский на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство 5 автономных блочно-модульных котельных общей установленной мощностью 23,3 Гкал/ч;
- реконструкция городской котельной (установленная тепловая мощность 36 Гкал/ч);
- реконструкция общеузловой котельной (установленная тепловая мощность 112 Гкал/ч).

4.9.5. МО город Муравленко.

Программой комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры МО город Муравленко на период 2015 – 2019 годов предусмотрены следующие мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства:

- реконструкция котельного оборудования, системы газопотребления и АСУ ТП котельных: Центральной, №№ 3, 4, 5, КОС, ВОС;
- реконструкция 10 Центральных Тепловых Пунктов (ЦТП);
- строительство новых ЦТП в микрорайонах № 5, 8, Студгородка и реализация проектов реконструкции сетей ТВС соответствующих микрорайонов;
- строительство тепловых сетей на период с 2015 по 2025 годы;
- установка общедомовых приборов учета тепловой энергии.

4.9.6. МО город Лабытнанги.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Лабытнанги на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция котельной № 8 с увеличением мощности до 36,5 Гкал/ч;
- реконструкция котельной № 11 с увеличением мощности до 12,04 Гкал/ч;
- реконструкция котельной № 14 с увеличением мощности до 12,36 Гкал/ч;
- строительство котельной № 13 с установленной тепловой мощностью 17,2 Гкал/ч.

4.9.7. МО Красноселькупский район.

Согласно схеме теплоснабжения муниципальных образований Красноселькупского района на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство и ввод в эксплуатацию 2 очереди котельной № 5 «Термаль-26 МВт», установленной тепловой мощностью 11 МВт (9,46 Гкал/ч), в с. Красноселькуп;
- строительство газопоршневой электростанции (ГПЭС), установленной электрической мощностью 8 МВт и тепловой мощностью 4,424 Гкал/ч, в с. Красноселькуп;
- реконструкция котельной № 5 «Термаль» в с. Красноселькуп;
- техническое перевооружение котельной № 4 «Октан»;
- ввод в эксплуатацию котельной № 2 «Октан», установленной тепловой мощностью 15 МВт (12,90 Гкал/ч), в сельском поселении Толькинское;
- строительство газопоршневой электростанции (ГПЭС), установленной электрической мощностью 4 МВт и тепловой мощностью 2,212 Гкал/ч, в сельском поселении Толькинское;
- строительство и ввод в эксплуатацию новой котельной № 1 установленной тепловой мощностью 15 МВт (12,90 Гкал/ч) в сельском поселении Толькинское;
- техническое перевооружение котельной № 2 «Октан»;
- увеличение суммарной установленной тепловой мощности существующей дизельной котельной с 1,4 МВт до 3,0 МВт в с. Ратта.

4.9.8. МО Надымский район.

Согласно схеме теплоснабжения муниципальных образований Надымского района на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство и ввод в эксплуатацию новой водогрейной котельной 60 МВт (51,6 Гкал/ч), предназначенной для теплоснабжения 13 и 15 микрорайонов со схемой выдачи тепловой мощности в г. Надыме;
- увеличение установленной тепловой мощности общегородской котельной № 2 на 42,114 Гкал/ч для выдачи в тепловую сеть г. Надыма;
- увеличение установленной тепловой мощности общегородской котельной № 2 за счет установки дополнительного водогрейного котла 30 МВт (25,8 Гкал/ч) в г. Надыме;
- техническое перевооружение котельной КОС с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования в г. Надыме;
- техническое перевооружение котельной Правобережный с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования в г. Надыме;
- техническое перевооружение котельных поселков СУ-934, СМУ-1, АТБ-6 № 1, АТБ-6 № 2, МО-65 с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования в связи с истечением сроков службы или выработки ресурса в г. Надыме;
- реконструкция котельных №№ 1, 2, 3, 4 (АБА), 11 «ФЖК» в п.г.т. Пангоды.

4.9.9. МО Шурышкарский район.

Согласно схеме теплоснабжения муниципальных образований Шурышкарского района на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство источников тепловой энергии (котельная № 1, с установленной тепловой мощностью 18,04 Гкал/ч) в сельском поселении Мужевское;
- строительство котельной в с. Восяхово, установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч;
- увеличение тепловой мощности котельной № 8 до 14,96 Гкал/час для теплоснабжения южной части сельского поселения Мужевское, за счет ввода в работу дополнительного блока мощностью 5,16 Гкал/ч;
- строительство источника тепловой энергии (котельная, с установленной тепловой мощностью 7,74 Гкал/ч) в с. Шурышкары;
- строительство источников тепловой энергии (котельная, с установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч) в с. Лопхари;
- строительство источников тепловой энергии (котельная с. Азовы, с установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч).

4.9.10. МО Тазовский район.

Согласно схеме теплоснабжения муниципальных образований Тазовского района на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство и ввод в эксплуатацию новой котельной, установленной тепловой мощностью 20 МВт (17,197 Гкал/ч), в с. Газ-Сале;
- реконструкция котельной № 3 «Новая» с заменой существующих сетевых насосов К 200-150-315 на более высоконапорные с установкой преобразователей частоты и увеличением пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды, строительством нового распределительного коллектора на выходе из котельной в с. Антипаюта;
- техническое перевооружение котельной № 3 «Новая» в с. Антипаюта;
- строительство распределительного коллектора РК1 на выводе из новой котельной № 1 (6,5 МВт) в с. Антипаюта;
- строительство и ввод в эксплуатацию новой водогрейной котельной, установленной тепловой мощностью 15 МВт (12,898 Гкал/ч), с замещением тепловой мощности существующих котельных № 1 и № 2 в с. Гыда;
- строительство новой газопоршневой электростанции (ГПЭ) со схемой выдачи электрической мощности (электрическая мощность 4,0 МВт, тепловая мощность 2,212 Гкал/ч) в с. Гыда;
- техническое перевооружение котельных № 1 и № 2 в с. Гыда;
- строительство распределительного коллектора РК-1 тепловых сетей на выводе из новой котельной (15,0 МВт) в с. Гыда.

4.9.11. МО Пуровский район.

Согласно схеме теплоснабжения муниципальных образований Пуровского района на 2014 года и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство блочно-модульной котельной мощностью 5,0 МВт (4,3 Гкал/ч) в с. Сывдарма;
- строительство 2-го блока котельной № 3 п. Пуровск (2 котла КВСА-2,0 мощностью 1,72 Гкал/ч каждый) в целях устранения дефицита мощности и обеспечения перспективной тепловой нагрузки потребителей;
- строительство новой котельной в районе котельной № 2 с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 1 и № 2 в п. Пурпе;
- строительство новой котельной в районе артезианских скважин по ул. Аэродромная с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 3 и № 4 в п. Пурпе;
- строительство новой котельной в п. Пурпе с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 6 и № 8;
- строительство новой блочно-модульной котельной в районе котельной № 9 в п. Пурпе.
- строительство новой котельной в мкр. Ямальский-2 в п. Пурпе;
- увеличение мощности новой котельной в районе котельной № 2 на 4 Гкал/ч в п. Пурпе;
- установка новых водогрейных котлов мощностью 10 Гкал/ч (3 ед.) и 5 Гкал/ч (2 ед.) в п. Ханымей;
- строительство блочно-модульной котельной на территории базы отдыха мощностью 3,0 Гкал/ч в д. Харампур.

4.9.12. МО Приуральский район.

Программой комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры МО Приуральский район на период 2015 – 2019 годов предусмотрены следующие мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства:

- строительство автоматизированной блочной котельной п. Горноknязевск, установленной мощностью 0,5 МВт (0,43 Гкал/ч), располагаемой в районе компактно сгруппированной общественной застройки населенного пункта;
- модернизация котельной № 2 с. Аксарка с заменой котла КИМАК на новый в связи с истечением срока службы;
- техническое перевооружение котельной № 1 с. Аксарка с монтажом дополнительного котла ТТ-100-6500, установленной мощностью 6,5 МВт, в т.ч. строительство здания (пристроя) в капитальном исполнении, сооружение трубопроводов и пуско-наладочные работы;
- модернизация котельной № 1 с. Аксарка с заменой котлов КИМАК на новые;
- модернизация котельной № 5 с. Аксарка с заменой котлов ВК-22 на новые в связи с истечением срока службы;

- строительство котельной с. Белоярск, установленной мощностью 17,5 Гкал/ч, располагаемой на севере территории населенного пункта в коммунально-складской зоне;

- строительство блочно-модульной котельной общественной застройки д. Лаборовая, установленной мощностью 2,1 Гкал/ч, располагаемой в центре территории населенного пункта вблизи компактно сгруппированной общественной застройки;

- строительство блочно-модульной котельной п. Щучье, установленной мощностью 2,58 Гкал/ч, расположенной на территории существующего источника;

- монтаж блочной котельной мощностью 9,0 МВт (7,74 Гкал/ч) в с. Катравож;

- сокращение излишней мощности районной котельной, за счет вывода из эксплуатации котлов, выработавших ресурс, на районной котельной (ДКВР 20/14, ДЭ 25/14) в п.г.т. Харп;

- замена 3 водогрейных котлов ПТВМ-30 по сроку эксплуатации на современные котлы, общей мощностью 105 Гкал/ч в п.г.т. Харп;

- замена ВПУ на меньшую по производительности в связи с исчерпанием срока службы (производительность 20 т/ч) в п.г.т. Харп.

4.10. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих котельных.

В настоящее время комбинированная выработка тепловой и электрической энергии осуществляется на следующих электростанциях энергосистемы ЯНАО: Уренгойская ГРЭС (установленная тепловая мощность 410 Гкал/час, осуществляет теплоснабжение микрорайона Лимбьяха г.Новый Уренгой), Ноябрьская ПГЭ (установленная тепловая мощность 95 Гкал/час, тепловая энергия ООО «Ноябрьская ПГЭ» сторонним потребителям МО г. Ноябрьск не отпускается), ТЭС п.г.т. Харп (осуществляет теплоснабжение п.г.т. Харп), ГПЭС с. Аксарка (осуществляет теплоснабжение с. Аксарка).

Газотурбинные электростанции нефтяных и газовых месторождений имеют возможность получения тепла на котлах-утилизаторах в комбинированном цикле. На данный момент вся получаемая тепловая энергия с котлов-утилизаторов обеспечивает инфраструктуру месторождений. По причине удаленности ГТЭС от основных потребителей тепловой энергии (коммунальные сети муниципальных образований), возможность снабжения теплом от данных ГТЭС муниципальных образований отсутствует.

На ГТЭ-24, ГТГ-3, ГТГ-4 г. Лабытнанги существует возможность выработки тепла в комбинированном цикле на котлах-утилизаторах станций. Для того чтобы станции г. Лабытнанги могли снабжать город тепловой энергией необходимо разработать проект выделения тепла в сети теплоснабжения города.

Теплофикационная мощность ООО «Ноябрьская ПГЭ» в случае реконструкции может использоваться для нужд централизованного теплоснабжения г. Ноябрьска. При разработке схемы теплоснабжения г. Ноябрьска рекомендуется учесть возможность отбора тепловой мощности с Ноябрьской ПГЭ в систему теплоснабжения города.

Схема размещения объектов электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного круга.

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО представлена в виде карты-схемы, на которую нанесены:

- действующие по состоянию на 01 января 2014 года электрические станции мощностью более 5МВт;

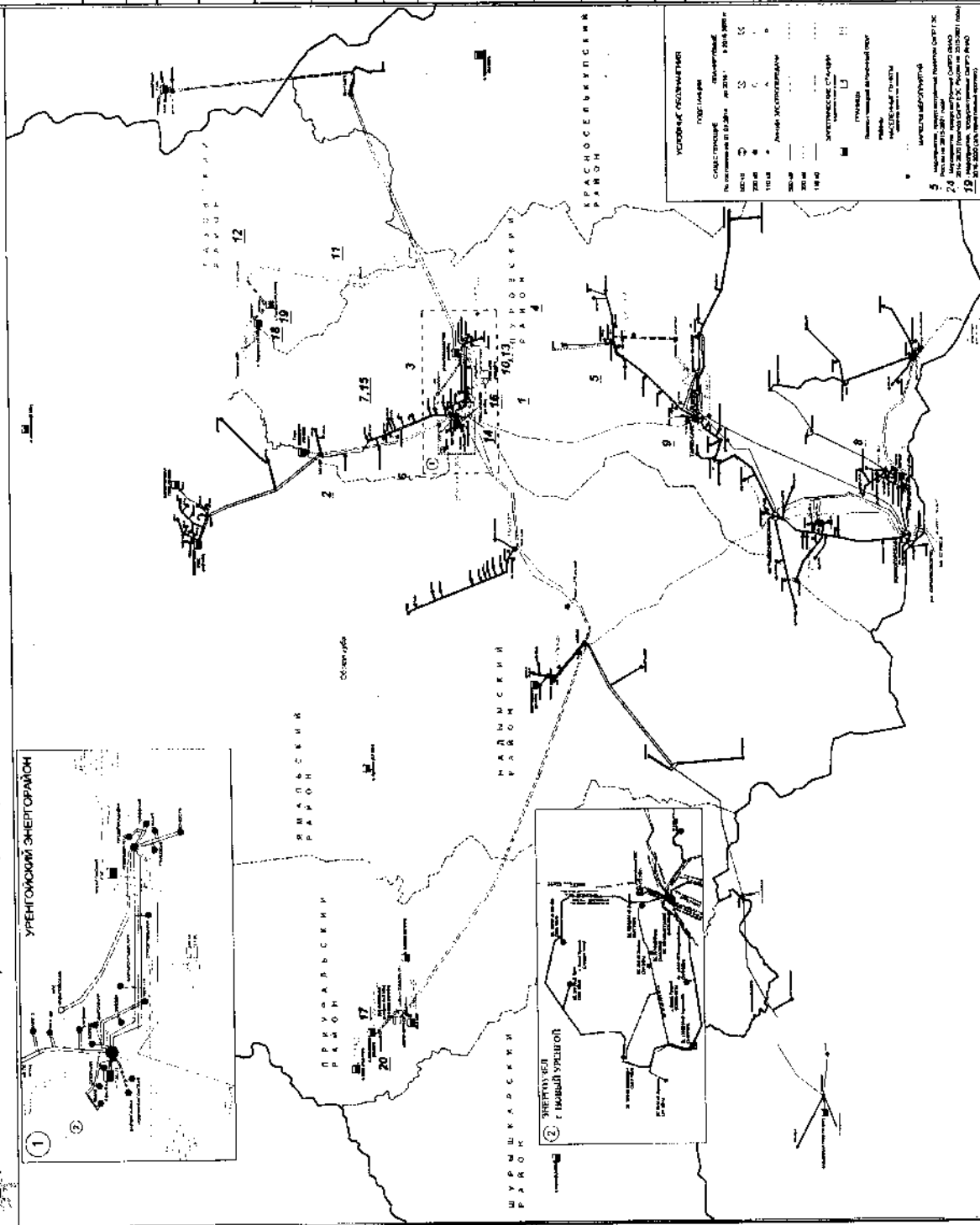
- действующие по состоянию на 01 января 2014 года электрические сети 110кВ и выше;

- электрические станции, электрические сети 110кВ и выше, ввод которых запланирован в период до 2016 года, с выделением соответствующими условными обозначениями;

- электрические станции, электрические сети 110кВ и выше, ввод которых запланирован в период 2016 – 2020 годов, с выделением соответствующими условными обозначениями.

СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТНОМНОГО ОКРУГА

Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше Ямало-Ненецкого автономного округа



№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода объекта
ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ		
Перечень объектов по развитию электроснабжения на территории ЯНАО в период 2016-2021 годы в рамках программы модернизации электроэнергетики (комплексный инвестиционный проект «СЭПР ЕЭС России на 2015-2021 годы»)		
1	Ввод ПК 220 кВ ИСЖ с двумя линиями ВЛ 220 кВ Уренгой - Н.Т.Х. и Г.Т.Х. (вместительностью мощностью 120 МВт)	2016
2	Установка АОЮ ВЛ 110 кВ Талана -	2017
3	Ввод ПК 110 кВ ПК Уренгойская с ВЛ 110 кВ ПП Пальма-Хан - ПК Уренгойская	2017
4	Ввод ПК 110 кВ ПК ИСЖ с двумя линиями ВЛ 110 кВ от ПК ИСЖ до места ввода в ВЛ 110 кВ Курганская - ИСЖ	2017
5	Строительство автономного участка ВЛ 110 кВ от ПК 110 кВ Талана (6 км) до точки ввода ВЛ 110 кВ Курганская в Туркханск в 2015 г.	2016
6	Ввод ПК 110 кВ Ангеловская с двумя линиями ВЛ 110 кВ от ПК 110 кВ Бран	2017
7	Полная реконструкция тупа на ПК УТИ-5В во ВЛ 110 кВ УТИ-5В Бран	2017
8	Установка АОЮ ВЛ 110 кВ Бран-Хан Ксар на ПК 220 кВ Ямал-Яна	2016
9	Установка осевых электростанций, замена оборудования ВЛ-обработка на ПК 500 кВ Тара-Сале (две линии обработки) ВЛ 110 кВ Тара-Сале (две линии) ВЛ 110 кВ Парко-Сале - ПП Северная-1 (с отакой на ПК 110 кВ Брановская)	2016
10	Строительство ПК 220 кВ Исаковина с двумя линиями ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Уренгой	2018
11	Строительство ПК 220 кВ Бран с двумя линиями от ПК 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Манган	2016
12	Строительство ПК 220 кВ Славянская с двумя линиями от ПК 220 кВ Бран - Славянская №1,2	2016
13	Строительство ВЛ 110 кВ Исаковина - ПП Пальма-Хан	2018
Примечание: доводятся планы мероприятий по развитию электроснабжения на территории ЯНАО в период 2016-2021 годы в условиях ограниченного объема инвестиций		
14	Установка АОЮ 3,4 АТ 220/110 кВ ПК 220 кВ Уренгой	2017
15	Ввод ПК 110 кВ Уренгой УТИ-5В на ПК УТИ-5В	2017
16	АОЮ Исаковина - Лисов-Хан-1,2 км ПП Пальма-Хан	2017
17	Ввод 2-го турбинного блока ТЭС Лозовая (2х1 МВт)	2016
ПРИЧИНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ БАСЕИНОВ		
18	ПК 110 кВ Талана с двумя линиями	-
19	ПК 110 кВ Тара-Сале с двумя линиями	-
20	ПК 110 кВ Исаковина с двумя линиями	-