



ГУБЕРНАТОР ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

28 апреля 2016 г.

№ 82-ПГ

г. Салехард

**Об утверждении схемы и программы перспективного развития
электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа
на период 2017 – 2021 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 2017 – 2021 годов.

2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 26 июня 2015 года № 102-ПГ «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2016 – 2020 годов».

3. Настоящее постановление вступает в силу с момента официального опубликования, за исключением пункта 2, который вступает в силу с 01 января 2017 года.

4. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа, директора департамента государственного жилищного надзора Ямало-Ненецкого автономного округа Карасёва С.В.

Губернатор
Ямало-Ненецкого автономного округа



Д.Н. Кобылкин

УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Губернатора
Ямало-Ненецкого автономного округа
от 28 апреля 2016 года № 82-ПГ

СХЕМА И ПРОГРАММА

перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого
автономного округа на период 2017 – 2021 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 ЯНАО – 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, полуостровов 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 ЯНАО 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 – 1 305 метров, Пай-Ер – 1 499 метров. Севернее высота гор достигает 1 000 – 1 300 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 5 100 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 ЯНАО с удалением от моря и увеличением континентальности климата. Характерной чертой для территории ЯНАО 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 2016 года 534 104 человек. Основные населенные пункты ЯНАО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Населенные пункты, численность населения которых свыше 5 тысяч

Населённый пункт	Количество жителей (человек)	Населённый пункт	Количество жителей (человек)
1	2	3	4
Новый Уренгой	111 163	Тарко-Сале	21 448
Ноябрьск	106 631	Уренгой	10 190
Салехард	48 467	Пангоды	10 597
Надым	44 940	Пурпе	9 483
Муравленко	32 649	Тазовский	7 518
Лабытнанги	26 331	Харп	6 193
Губкинский	27 346		

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 потенциалы 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.

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.

Экономика ЯНАО представлена следующими основными видами экономической деятельности: промышленное производство, строительство, торговля, транспорт и связь, сельское и лесное хозяйство.



Схема 1. Оборот организаций по видам экономической деятельности за январь – сентябрь 2015 года

В январе – сентябре 2015 года оборот организаций ЯНАО, включающий стоимость отгруженных товаров собственного производства, выполненных собственными силами работ и услуг, а также выручку от продажи приобретенных на стороне товаров, составил 1 846,4 млрд. рублей, что в действующих ценах на 21,2% выше значения за январь – сентябрь 2014 года.

Наибольший удельный вес (64,9% от всего оборота организаций) приходится на промышленное производство, представленное добычей полезных ископаемых, обрабатывающими производствами, а также производством электроэнергии, газа и воды. В январе – сентябре 2014 года удельный вес промышленного производства в обороте организаций ЯНАО составил 61,7%.

Строительство составляет 4,5% от всего оборота организаций или 82,7 млрд. рублей (в январе – сентябре 2014 года – 4,0%), торговля – 23,8% или 439,5 млрд. рублей (в январе – сентябре 2014 года – 26,2%), транспорт и связь – 4,1% или 76,5 млрд. рублей (в январе – сентябре 2014 года – 5,4%). Около 3,0% приходится на прочие виды экономической деятельности, в том числе сельское и лесное хозяйство (в январе – сентябре 2014 года – 2,8%).

В ЯНАО добычу газа производили 35 предприятий на 94 месторождениях (в январе – сентябре 2014 года – 36 предприятий на 92 месторождениях).

За январь – сентябрь 2015 года на территории ЯНАО добыто 353,6 млрд. м³ природного газа (94,8% к январю – сентябрю 2014 года).



Схема 2. Динамика добычи природного газа на территории ЯНАО

Наибольший объем добытого газа приходится на дочерние предприятия ПАО «Газпром» (ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ЗАО «Пургаз», ЗАО «Нортгаз», ОАО «Севернефтегазпром»).

Суммарная добыча по ним за январь – сентябрь 2015 года составила 255,9 млрд. м³ газа, что составляет 72,4% всей добычи газа в ЯНАО. Доля остальных предприятий в общей добыче газа по ЯНАО – 27,6% или 97,7 млрд. м³.

За 2010 – 2014 годы на территории ЯНАО наблюдается рост инвестиционной активности. В рассматриваемый период объем средств, инвестированный в экономическую и социальную сферы, вырос с 344,3 до 715,9 млрд. руб. При этом основную долю в структуре инвестированного капитала занимает топливно-энергетический комплекс – 60 – 65%, что подтверждается ростом объемов промышленного производства на территории ЯНАО в 2010 – 2014 годах.

За 2010 – 2012 годы в результате возобновления финансирования было завершено 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.

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

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

В 2014 году предприятиями и организациями всех форм собственности инвестировано в реальный сектор экономики ЯНАО 715,9 млрд. руб., что в сопоставимых ценах выше уровня 2013 года на 12,5%

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 энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от энергосистемы. ЭЭС ЯНАО представлена электрическими сетями класса 500 кВ и ниже. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от энергосистемы 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 2015 году было зафиксировано на уровне 1 462 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 2015 год составило 11 200,2 млн. 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.

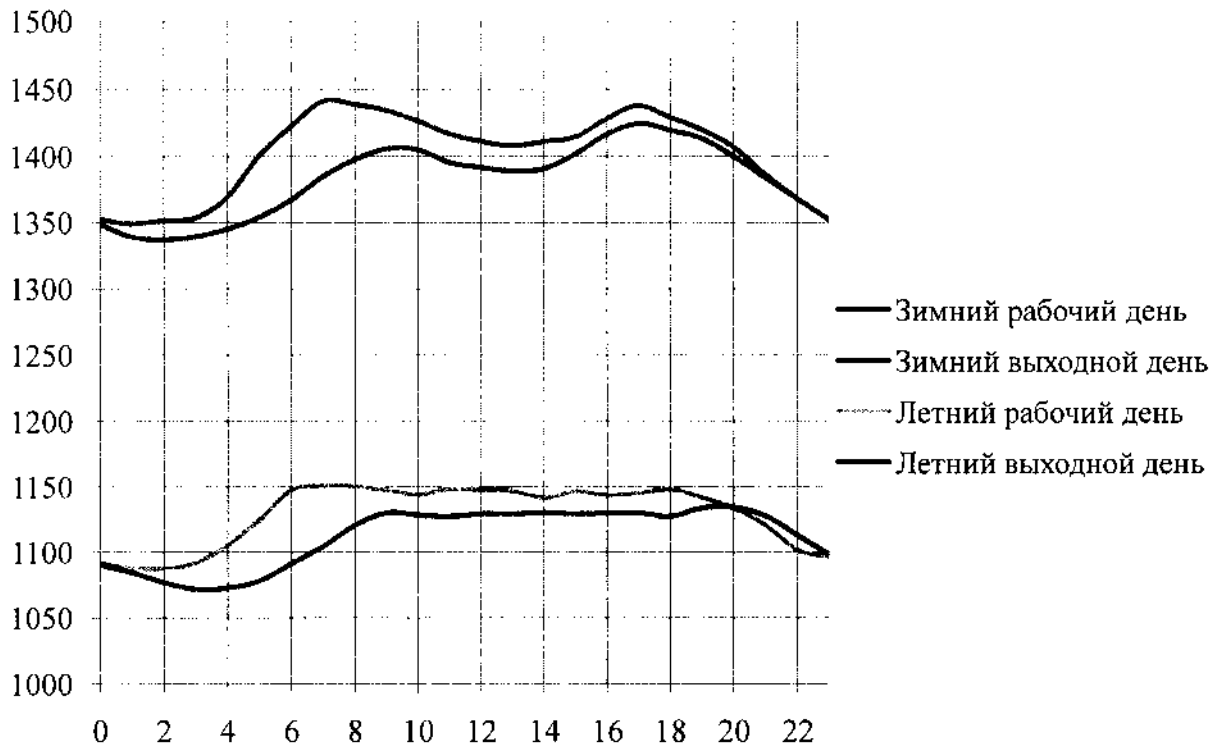


Схема 3. Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЯНАО

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 ГПЗ;
- ПС 220 кВ Пуль-Яха;
- ПС 220 кВ Янга-Яха;
- ПС 220 кВ Арсенал.

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 Правохеттинская;
- ПС 220 кВ Пангоды;
- ПС 220 кВ Уренгой;
- ПС 220 кВ Мангазея,
- ПС 220 кВ Салехард.

2.1.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от энергосистемы.

Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от энергосистемы ЭЭС ЯНАО, охватывают территорию 9 муниципальных образований: Приуральский, Ямальский, Тазовский, Красноселькупский, Шурышкарский районы, часть Надымского и Пуровского районов, города Салехард и Лабытнанги. Выработка электроэнергии осуществляется от автономных газопоршневых, газотурбинных и дизельных электростанций.

Наиболее крупным является энергорайон города Салехарда. В энергорайон входит три центра питания ПС 35 кВ и четыре объекта генерации. Управление режимом энергосистемы осуществляет АО «Салехардэнерго». Максимальные нагрузки в энергорайоне города Салехарда составляют около 72 МВт в зимний период.

Энергорайон города Салехарда, работающий изолированно от ЕЭС, 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 энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от энергосистемы, 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» АО «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 «Лабытнанги» ПАО «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 ПАО «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 86 ПС и более 13 (13,768 по целям) тыс. км ЛЭП 500-220-110 кВ, относящихся к Единой национальной электрической сети Российской Федерации (далее – ЕНЭС Российской Федерации). На территории ЯНАО действует филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ямало-Ненецкое предприятие магистральных электрических сетей (далее – ЯНПМЭС).

АО «Тюменьэнерго» осуществляет деятельность на территории Тюменского региона (ЯНАО, ХМАО, Тюменская область). На обслуживании АО «Тюменьэнерго» находятся сети 220-0,4 кВ. На территории ЯНАО действуют филиалы Ноябрьских и Северных электрических сетей АО «Тюменьэнерго», обслуживающие сети общей протяженностью 5,246 тыс. км.

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» (ПАО «Газпром») и является одним из крупнейших энерготрейдеров Российской Федерации. В соответствии со стратегией ПАО «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 Тюменской энергосистеме 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:

- ПАО «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»);

- АО «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»;

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

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

- ОАО «НОВАТЭК».

2.3. Отчетная динамика потребления электроэнергии в ЯНАО и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет.

В таблицах 2 и 3 приведены балансы электрической энергии за отчетный период 2010 – 2015 годов ЭЭС ЯНАО.

Таблица 2

Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2010 – 2015 годы

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление (млн. кВт·ч)	10 930,4	10 337,0	10 553,1	11 083,1	11 091,0	11 200,2
Собственная выработка (млн. кВт·ч)	1 252,5	1 903,9	2 438,3	4 830,3	4 966,5	4 546,5
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	+ 3,47	- 5,42	+ 2,1	+ 5,0	+ 0,07	+ 0,99

Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от энергосистемы.

В таблице 3 приведены балансы электрической энергии за отчетный период 2010 – 2015 годов энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от энергосистемы.

Таблица 3

Баланс электрической энергии энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от энергосистемы, за 2010 – 2015 годы

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление (млн. кВт·ч)	591,35	553,65	614,4	548,4	563,6	577,3
Собственная выработка (млн. кВт·ч)	691,4	654,12	710,58	728,77	740,46	727,26
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	+ 1,03	- 6,37	+ 10,98	- 10,74	+ 2,77	+ 2,43

В таблице 4 приведена динамика электропотребления по ЯНАО отдельными группами потребителей.

Потребление электрической энергии отдельными группами потребителей
ЯНАО в 2011 – 2014 годах (млн. кВт·ч)²

Наименование	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	10 750,8	10 895,8	11 746,6	9 452,9
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	13,9	11,8	11,8	12,0
Строительство	419,8	408,8	109,5	413,0
Оптовая и розничная торговля	н/д	122,3	123,6	127,4
Транспорт и связь	757,3	759,3	734,9	771,3
Другие виды экономической деятельности	375,2	298,3	301,4	322,3
Городское и сельское население	612,4	626,0	647,9	649,0
Потери в электросетях	147,6	156,5	195,4	367,8

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



Схема 4. Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей в 2011 – 2014 годах²

² Данные за 2015 год не приведены в связи с отсутствием сведенных форм статистического наблюдения.

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 ($\Sigma_{\text{потр}}$), максимуме потребляемой мощности (P_{max}) крупных потребителей электрической энергии и мощности ЯНАО приведены в таблице 5.

Таблица 5

Сведения об электропотреблении крупных потребителей энергосистемы ЯНАО за 2010 – 2015 годы

Потребитель	Показатель	Год					
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	2	4	5	6	7	8	9
ООО «Газпром добыча Ямбург»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	320,8	302,9	309,8	290,9	287,7	275,08
	P_{max} , МВт	56,3	58,6	53,6	53,9	46,0	63
ООО «Газпром добыча Уренгой»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	269,4	283,4	267,1	268,5	262,6	250,67
	P_{max} , МВт	30,8	32,4	30,5	38,5	30,0	34
ООО «Газпром добыча Надым»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	60,3	59,2	57,4	54,7	52,9	48,91
	P_{max} , МВт	6,9	6,8	6,5	8,4	7,8	11
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	52,9	54,1	53,2	50,4	49,8	50,11
	P_{max} , МВт	6,0	6,2	6,1	8,1	5,7	7
ОАО «Газпром-нефть – Ноябрьскнефтегаз»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	4 410,3	4 209,2	4 467,3	4656,6	н/д	2 228,30
	P_{max} , МВт	523,4	521,6	569,6	548,4	567,0	274
ООО «Газпром переработка»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	64,2	67,1	68,5	78,1	73,9	83,85
	P_{max} , МВт	9,9	10,1	11,7	10,9	11,9	10,882
ООО «НГХК»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	27,5	32,2	27,0	29,2	32,1	34,46
	P_{max} , МВт	3,1	3,7	3,1	4,7	6,0	8
ОАО «Губкинский ГПК»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	615,9	595,6	391,7	453,8	414,1	516,37
	P_{max} , МВт	70,4	70,3	68,0	51,8	65,0	74
Вынгапуровский ГПЗ	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	127,3	142,7	152,6	227,4	238,2	177,50
	P_{max} , МВт	13,7	14,5	18,7	20,9	23,0	22
ООО «РН-Пурнефтегаз»	$\Sigma_{\text{потр}}$, млн. кВт·ч	1 318,0	1 235,0	1 294,0	1 620,0	1 368	1 360,99
	P_{max} , МВт	174,0	171,0	159,0	190,0	206,0	165

1	2	4	5	6	7	8	9
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»	Э _{потр} , млн. кВт·ч	30,2	24,6	25,2	26,1	25,1	24,77
	Р _{max} , МВт	3,9	3,1	3,2	3,4	2,9	3,138
ОАО «НОВАТЭК» – всего	Э _{потр} , млн. кВт·ч	131,2	156,5	167,2	200,0	197,6	271,77
	Р _{max} , МВт	24,9	26,9	28,1	34,5	40,6	37
В т.ч. ОАО «НОВАТЭК- Пуровский ЗПК»	Э _{потр} , млн. кВт·ч	42,4	46,0	46,3	57,5	78,0	93,17
	Р _{max} , МВт	7,1	7,2	7,7	11,5	12,5	13
ОАО «НОВАТЭК- ЮРХАРОВ- НЕФТЕГАЗ»	Э _{потр} , млн. кВт·ч	48,8	64,6	67,1	88,4	56,1	105,75
	Р _{max} , МВт	11,3	12,3	12,0	14,2	19,0	14
ОАО «НОВАТЭК- ТАРКОСАЛЕ- НЕФТЕГАЗ»	Э _{потр} , млн. кВт·ч	40,0	45,9	53,8	54,1	63,5	72,84
	Р _{max} , МВт	6,5	7,4	8,4	8,8	9,1	10

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 6 и на схеме 5.

Таблица 6

Динамика изменения максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО
за 2010 – 2015 годы (МВт)

Наименование	Год					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6	7
Максимум потребления	1390	1461	1472	1449	1496	1462
Ноябрьские электрические сети	1150	1194	1174	1139	1179	1129
Северные электрические сети	240	267	298	310	317	333

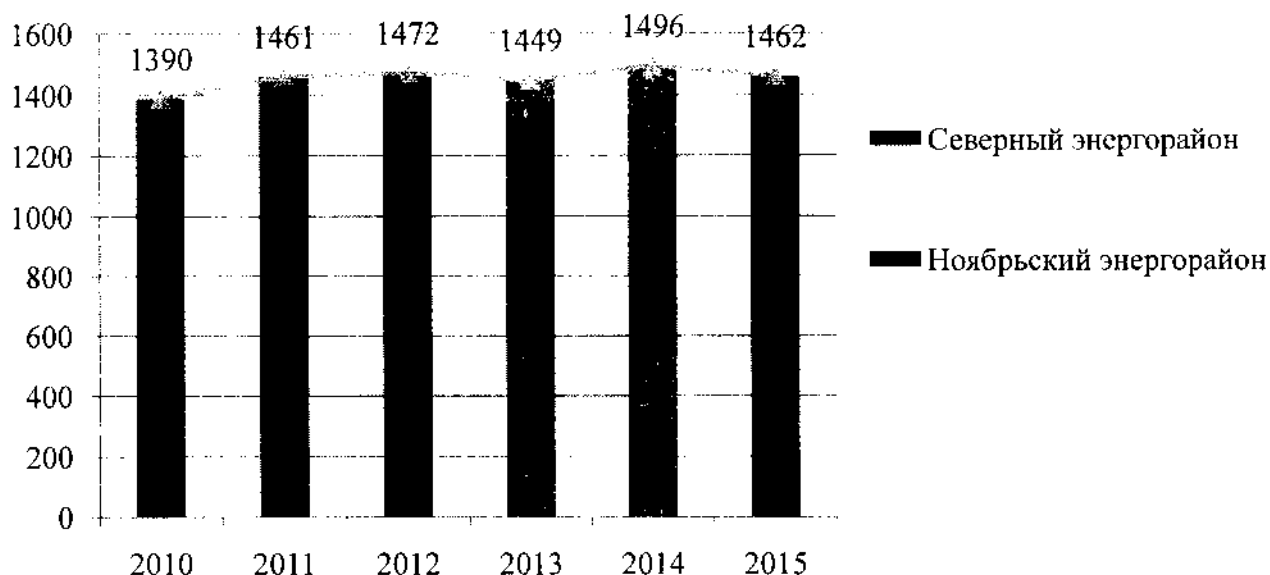


Схема 5. Динамика изменения максимума потребления ЭЭС ЯНО (без энергорайонов ЯНО, работающих изолированно от энергосистемы) за 2010 – 2015 годы (МВт)

2.5.2. Энергорайоны ЯНО, работающие изолированно от энергосистемы.

Сводные данные по динамике изменения максимумов потребления электрической мощности МО, расположенных в энергорайонах ЯНО, работающих изолированно от энергосистемы, приведены в таблице 7.

Таблица 7

Динамика изменения максимумов потребления электрической мощности МО, расположенных в энергорайонах, работающих изолированно от энергосистемы, за 2010 – 2015 годы (МВт)

Наименование МО	Год					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6	7
Город Салехард	65,5	61,0	62,0	67,0	70,9	72,1
Город Лабытнанги	27,5	26,3	26,5	26,5	28,8	28,8
Приуральский район	11,9	12,5	11,1	12,4	19,8	12,7
Ямальский район	10,9	10,9	10,5	11,1	13,3	13,6
Тазовский район	22,6	21,9	24,4	21,6	21,6	21,6
Красноселькупский район	6,1	5,7	6,2	6,3	6,4	6,4
Надымский район (село Кутопьюган, село Нори, село Ныда)	2,2	2,1	2,2	2,4	2,5	2,2
Шурышкарский район	6,8	8,4	8,7	8,8	9,7	9,7
Пуровский район (поселок Самбург, село Толька)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2

1	2	3	4	5	6	7
Итого	154,6	149,9	152,7	157,2	164,2	168,3

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 8.

Таблица 8

Установленная тепловая мощность источников теплоснабжения МО
на 01 января 2016 года

№ 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	17	283,12	газ, нефть, ДТЗ, мазут
3	Город Муравленко	8	259,5	газ, нефть, попутный газ
4	Город Ноябрьск	24	694,61	газ, ДТЗ, попутный газ
5	Город Новый Уренгой	21	1315,8	газ, газовый конденсат, ГШЗ, мазут
6	Город Салехард	41	348,64	газ, ДТЗ
7	Красноселькупский район	10	89,91	нефть, ГШЗ, газовый конденсат, дрова
8	Надымский район	39	925,27	газ, ВЭР, нефть, ДТЗ, газовый конденсат
9	Приуральский район	11	194,32	газ, ДТЗ, мазут, нефть
10	Пуровский район	29	413,89	газ, ГШЗ, нефть
11	Тазовский район	15	137,69	газ, ГШЗ, ДТЗ
12	Шурышкарский район	19	69,98	ДТЗ, уголь
13	Ямальский район	19	131,32	газ, ГКСКН, ДТ, уголь, дрова

В таблице 9 приведена динамика потребления тепловой энергии за 2010 – 2015 годы.

Таблица 9

Динамика потребления тепловой энергии в ЯНАО (тыс. Гкал)

Показатель	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6	7
Произведено тепловой энергии	8307,8	7144,4	7355,1	7681,4	7618,2	7195,3
Получено тепловой энергии	180,7	133,6	107,6	136,1	106,1	100,5

1	2	3	4	5	6	7
со стороны						
Отпуск потребителям, всего	7014,1	6018,9	6181,3	6547,4	8093,0	5960,2
Населению	4073,2	3702,1	3685,0	3891,7	3824,8	3756,1
Бюджетным организациям	849,1	742,2	798,3	860,0	862,2	752,4
Предприятиям на производственные нужды	490,4	422,5	449,8	282,0	312,5	355,7
Прочим организациям	1601,5	1152,1	1248,1	1513,8	3093,5	1712,0

На схеме 6 приведена структура отпуска тепловой энергии отдельным группам потребителей в соответствии таблицей 9.

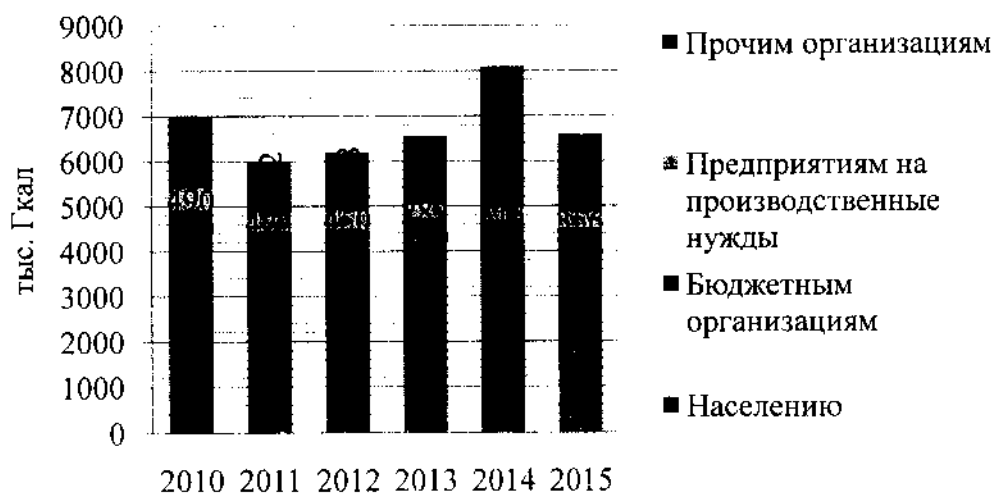


Схема 6. Структура отпуска тепловой энергии по отдельным группам потребителей по ЯНАО за 2010 – 2015 годы

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

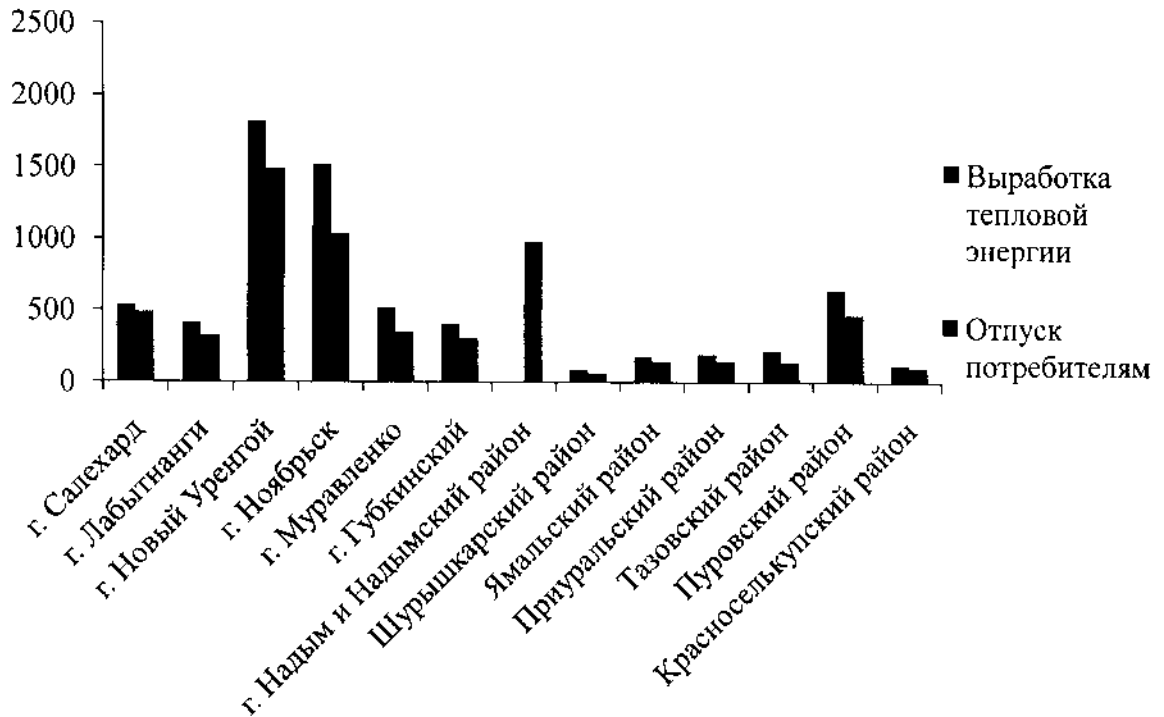


Схема 7. Выработка и полезный отпуск тепловой энергии (тыс. Гкал)

2.7. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в ЯНАО.

Основные крупные потребители тепловой энергии на территории ЯНАО приведены в таблице 10.

Таблица 10

Перечень крупных потребителей тепловой энергии на территории ЯНАО

№ 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 «Ноябрьскнефтегазспецстрой»
15.	ООО «НоябрьскНефтеГазАвтоматика»
16.	ООО «Борец-Муравленко»
17.	ООО «Ноябрьскэнергонепфть»
18.	ООО «НК КНГ»

1	2
19.	Предприниматель Капула Г.И.
20.	Предприниматель Сапонов В.А.
21.	ООО «Муравленковская транспортная компания»
22.	ЗАО «Самотлорнефтепромхим»
23.	МАДОУ «Теремок»
24.	ООО ЭК «ТВЭС»
25.	ООО «Ямал-Энерго»
26.	ООО «Ратта»
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» АО «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 818,97 МВт. Кроме того, на территории ЯНАО размещено большое количество автономных источников электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией промышленные предприятия и энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от энергосистемы. Сводные данные по установленной мощности и типам генерирующих установок приведены в таблице 11.

Таблица 11

Установленная мощность электростанций ЯНАО по состоянию на 01 января 2016 года

Суммарная установленная мощность электростанций ЯНАО, МВт	1641,87
1	2
Синхронизированная с ЕЭС России часть	818,97
Парогазовые установки (ПГУ)	593,97
Газотурбинные установки (ГТУ)	201,0
Паросиловые установки (ПСУ)	24,0
Электростанции, работающие изолированно от ЕЭС	818,8
В т.ч. автономные источники промышленных предприятий,	524,9
В т.ч. ГТУ	368,8
Дизельные электростанции (ДЭС)	80,5

1	2
Газопоршневые генерирующие установки (ГПГУ)	75,6
Автономные источники территориально-изолированных МО	293,9
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.

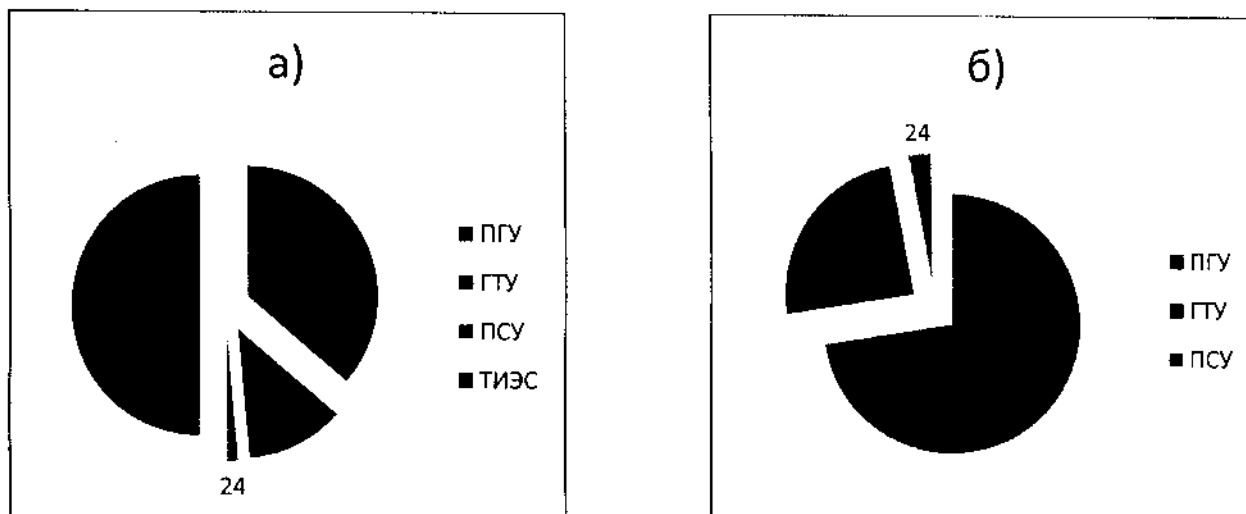


Схема 8. Структура установленной электрической мощности на территории ЯНАО по типам генерирующих установок:
а) всего по территории ЯНАО;
б) по ЭЭС ЯНАО (без энергорайонов работающих изолировано от энергосистем)

В 2013 году был осуществлен вывод из эксплуатации газотурбинных установок № 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.

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 1 376,1 МВт. Самой крупной генерирующей компанией на территории ЯНАО по установленной мощности является АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» (Уренгойская ГРЭС). Наиболее крупными собственниками генерирующей мощности среди крупных потребителей электроэнергии являются ООО «Газпром добыча Ямбург» и ООО «Газпром трансгаз Югорск».

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

Данные по составу генерирующего оборудования приведены в таблице 12.

Таблица 12

Состав существующих электростанций по состоянию на 01 января 2016 года

№	Наименование электростанции	Сведения о блоках/агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность (МВт)
1	2	3	4	5	6
ЭЭС ЯНАО (без учёта электростанций, работающих изолировано)					
1.	Уренгойская ГРЭС (АО «ИНТЕР РАО – Электро- генерация»)	всего по электростанции			498,4
		1Г-ПТ	ПГУ	2012	159,9
		1Г-1ГТ	ПГУ	2012	157,2
		1Г-2ГТ	ПГУ	2012	157,3
		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 (ПАО «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	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

1	2	3	4	5	6
7.	ГТЭС Юрхаровского НКМ (ОАО «НОВАТЭК»)	всего по электростанции			8,0
		КГТЭС-1500 № 1	ГТУ	2003	1,5
		КГТЭС-1500 № 2	ГТУ	2003	1,5
		ГТЭС-2,5 № 3	ГТУ	2007	2,5
		ГТЭС-2,5 № 4	ГТУ	2014	2,5
8.	ГТЭС Песцовая (ООО «Газпром-добыча Уренгой»)	всего по электростанции			15,0
Итого					818,97
В т.ч. ПГУ					593,97
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 энергомодуля 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

1	2	3	4	5	6
		4хПАЭС-2500М	ГТУ	1986 – 1987	10,0
12.	Новоуренгойское ЛПУ МГ	итого Руст			33,7
	Пуровская ГКС	4хVolvo-250	ДЭС	1984	1,0
		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
	Хасырейская 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

1	2	3	4	5	6
		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
		3хКАС-500	ДЭС	1982 – 1989	1,5
		2хАС-804р1	ДЭС	1983 – 1984	1,3
		2хПАЭС-2500	ГТУ	1982 – 2001	5,0
		4хПАЭС-2500М	ГТУ	1976 – 1982	10,0
20.	Лонг Юганское ЛПУ	итого Руст			14,2
		5хБЭС-630	ДЭС	1985 – 2002	3,2
		2хКАС-500	ДЭС	1985 – 2000	1,0
		ПАЭС-2500	ГТУ	1990	2,5
		3хПАЭС-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)	6хГПГУ	ГПГУ	2010	52,4
ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»		всего по предприятию			69,0
23.	ЭСН ГКС Находкинского м/р	6хГПЭА	ГПГУ	2012	10,5
24.	ГПЭС Находкинского м/р	4хГПЭА	ГПГУ	2004	5,5
25.	ГТЭС-24 Пяяхинское м/р	4хГТУ	ГТУ	2009	24,0
26.	ГТЭС-8 Пуровская группа м/р	10хГТУ	ГТУ	2001	14,0
27.	ПАЭС-2500	6хПАЭС-2500	ГТУ	1992	15,0
ОАО «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз»		всего по предприятию			19,5
28.	ЭСН Чатылкинского м/р	Waukesha	ГТУ	2008	5,0
		6хCummins	ДЭС	2008	6,0
29.	ЭСН Холмистого м/р	Waukesha	ГТУ	2008	4,5
		6хCummins	ДЭС	2008	4,0
ОАО «НОВАТЭК»		всего по предприятию			8,6
30.	Таркосаленфтегаз	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 (4х1,8)	ГПГУ	2012	7,2
Итого по автономным источникам электроснабжения крупных потребителей					521,4

1	2	3	4	5	6
электроэнергии					
В т.ч. ГТУ					364,3
ДЭС					80,5
ГПГУ					75,6
Автономные источники электроснабжения МО ЯНАО, работающие изолировано от ЕЭС					
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 Руэт			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

1	2	3	4	5	6
		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
		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 Руст			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 Руст			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 Руст			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 Руст			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 Руст			1,08
		АД-100 № 1	ДЭС	2005	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09

1	2	3	4	5	6
		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
		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 Русл			0,03
		АД-16	ДЭС	2010	0,02
		АД-16	ДЭС	2002	0,02
18.	Село Питляр	итого Русл			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 Русл			0,04
		АД-30	ДЭС	2010	0,03
		АД-16	ДЭС	2010	0,02
20.	Село Овгорт	итого Русл			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 Русл	
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 Овольнгорт	итого Русл			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 Русл			1,60
		Cummins QSX15G8 № 1	ДЭС	2011	0,40
		Cummins QSX15G8 № 2	ДЭС	2011	0,40
		Cummins	ДЭС	2011	0,40

1	2	3	4	5	6
		QSX15G8 № 3			
		Cummins QSX15G8 № 4	ДЭС	2011	0,40
24.	Село Панаевск	итого Руст			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 Руст			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 Руст			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 Руст			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 Руст			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 Руст			3,92
		Шкода 825 6-27,5 А4S	ДЭС	2009	0,66
		Шкода	ДЭС	2006	0,66

1	2	3	4	5	6
		825 6-27,5 A4S			
		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 Руэт			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 Руэт			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 Руэт			5,00
		ПАЭС-2500 № 1	ГТУ	1987	2,50
		ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	2002	2,50
33.	Село Находка	итого Руэт			0,80
		ДЭС	ДЭС	2006	0,30
		ДЭС	ДЭС	2006	0,30
		ДЭС	ДЭС	н/д	0,10

1	2	3	4	5	6
		ДЭС	ДЭС	н/д	0,10
Красноселькупский район		всего по МО			5,59
34.	Село Толька	итого Руэт			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 Руэт			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 Руэт			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 Руэт			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 Товологол	итого Руэт			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 Руэт			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
		ДГ-60 № 5	ДЭС	2004	0,06
40.	Село Харсаим	итого Руэт			2,97

1	2	3	4	5	6
		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 Руэт			0,05
		ДГ-30 № 1	ДЭС	2009	0,03
		ДГ-16 № 2	ДЭС	1995	0,02
42.	Деревня Лаборовая	итого Руэт			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 Руэт			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 Руэт			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 Руэт			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.	Пгт Харп	итого Руэт			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 Руэт			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
		Ausonia № 2	ДЭС	2009	0,51
Надымский район		всего по МО			3,25

1	2	3	4	5	6
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 Кутопьюган	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 МО					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. Самой крупной генерирующей компанией на территории ЯНАО по установленной мощности является АО «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 13, на схеме 9.

Структура установленной мощности по типам электростанций и видам собственности

	Наименование	Тип генерирующих установок	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4
Генерирующие компании	АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	ПГУ, ПСУ	498,4
	ООО «НПГЭ»	ПГУ	119,57
	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	8,6
филиал ОАО «СибурТюменьГаз» – Вынгапуровский ГПЗ	ГПГУ	7,2	
Электростанции муниципальных предприятий	г. Салехард	ГТУ, ДЭС, ГПГУ	85,3
	Ямальский район	ГТУ, ДЭС	7,5
	Тазовский район	ГТУ, ДЭС	40,0
	Приуральский район	ДЭС ГПГУ	21,5

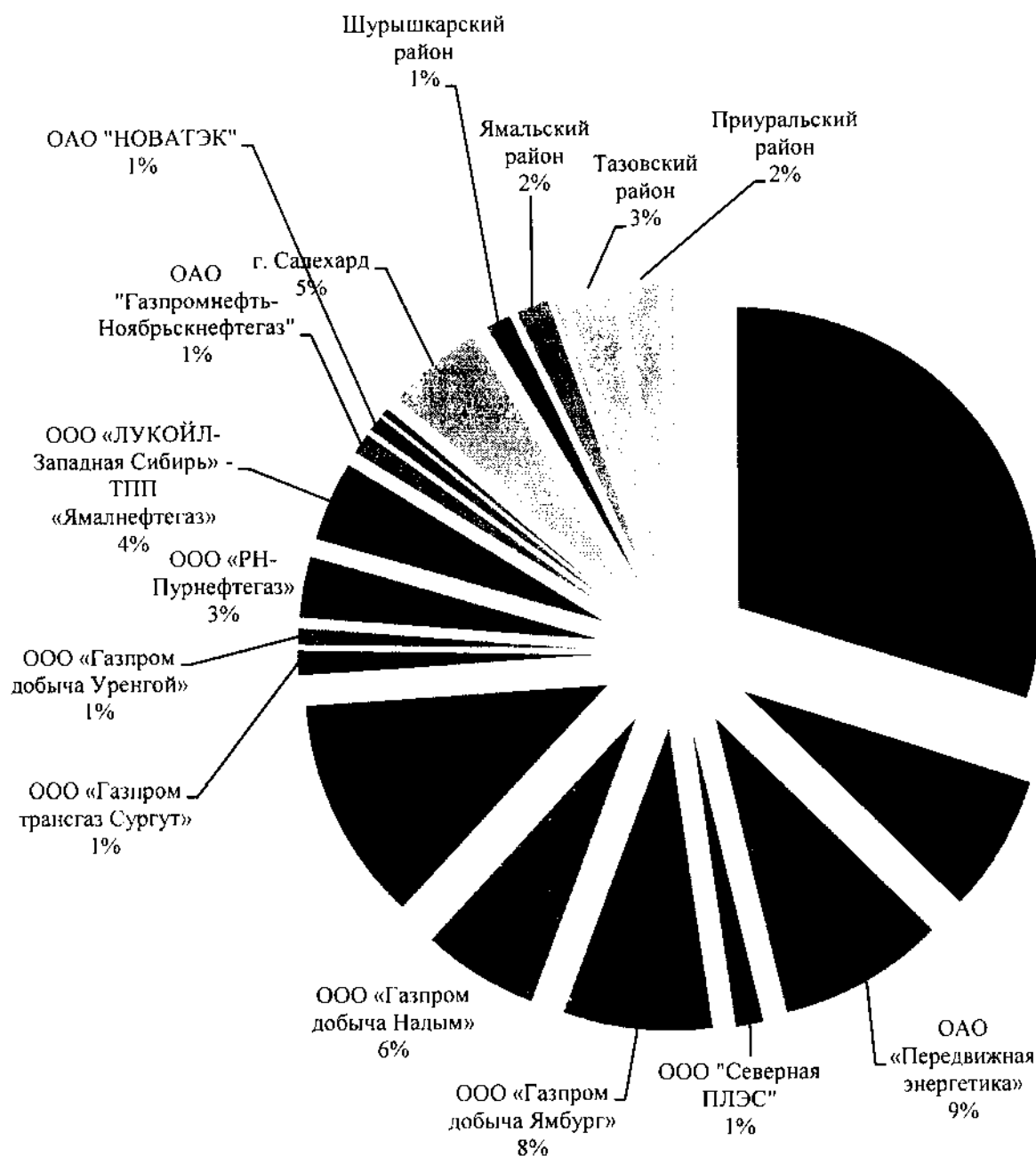


Схема 9. Структура установленной мощности генерирующих установок ЯНАО по собственникам

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 2010 году до 46% в 2015 году. С вводом с 2012 году блока № 1 Уренгойской ГРЭС Северный энергорайон энергосистемы ЯНАО стал избыточным.

Балансы электрической мощности и электроэнергии ЭСС ЯНАО за отчетный период приведены в таблицах 14 и 15 соответственно.

Таблица 14

Балансы электрической мощности за 2010 – 2015 годы (МВт)

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6	7
Покрытие – всего	234,0	238,2	643,7	712,4	529,1	725,6
В том числе						
Уренгойская ГРЭС	24,0	24,2	418	505,5	274,2	492,2
Ноябрьская ПГЭ	124,0	123,5	130,1	131,3	133,8	130,7
ПЭС Надым	23,0	22,5	22,5	22,5	22,5	11,7
ПЭС Уренгой	31,0	40,0	39,3	13,2	54,9	49,0
Ямбургская ГТЭС	32,0	28,0	33,9	34,9	35,7	31,4
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	–	–	–	–	3	5,4
ГТЭС Песцовая	–	–	–	2	2	2,4
ГТЭС Харвутинская	–	–	–	3	3	2,8
Потребление – всего	1390	1461	1472	1449	1496	1461,6
Сальдо перетоков (дефицит)	1156	1223	828,3	736,6	966,9	736,0

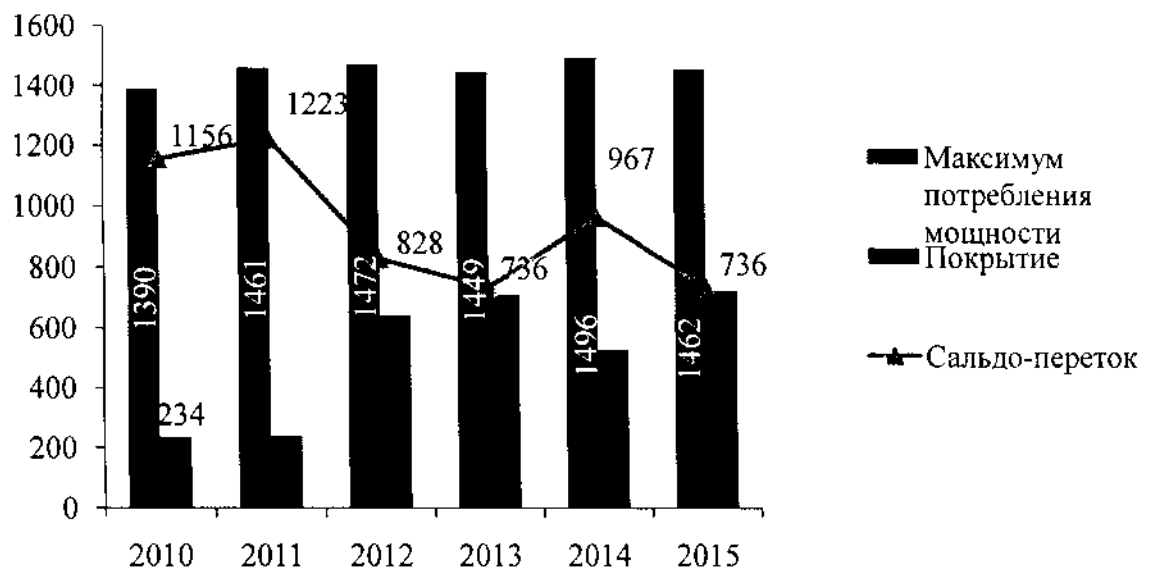


Схема 10. Динамика изменения покрытия максимума потребления мощности ЭСС ЯНАО, МВт

Балансы электрической энергии за 2010 – 2015 годы (млн. кВт·ч)

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление	10 930,4	10 337,0	10 533,0	11 083,1	11 091,0	11 200,2
Собственная выработка	1 252,4	1 903,8	2 438,0	4 830,3	4 966,5	4546,5
Сальдо перетоков электрической энергии ²	9 678,0	8 433,2	8 095,0	6 543,4	6 124,5	6648,5

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

В таблице 16 приведены показатели энерго- и электроэффективности экономики ЯНАО за отчетные 2010 – 2015 годы на основании данных органов государственной статистики.

Таблица 16

Основные показатели энерго- и электроэффективности за 2010 – 2015 годы

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год*	2015 год*
1	2	3	4	5	6	7
ВРП (млрд. руб.)	782,2	966,1	1 192,2	1 373,5		
Электропотребление (млрд. кВт·ч)	12 963	13 077	13 279	14 171,1		
Объем потребленных ТЭР (т у.т.)	15 694 402	19 028 680	19 331 293	18 360 903		
Численность населения (чел.)	522 904	524 925	536 558	541 623		
Электроемкость ВРП (кВт·ч/руб.)	16,6	13,5	11,1	10,3		
Энергоемкость ВРП (т у.т./млн. руб.)	20,1	19,7	16,2	13,6		
Потребление ЭЭ на душу населения (тыс. кВт·ч/чел.)	24,8	24,9	24,7	26,2		

Потребление электроэнергии на душу населения на территории ЯНАО превышает среднероссийское в 3,2 раза, что может быть объяснено значительной долей промышленности в структуре потребления электроэнергии.

Снижение электроемкости и энергоемкости ВРП ЯНАО в 2009 – 2013 годах объясняется в первую очередь инфляцией.

* Расчеты за 2014 – 2015 годы не приведены ввиду отсутствия статистической информации.

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

Основными эксплуатирующими организациями являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири (ЯНПМЭС), АО «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 17 с учетом номинального напряжения и эксплуатирующей организации.

Таблица 17

Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО

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	15	40	6 864
АО «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.

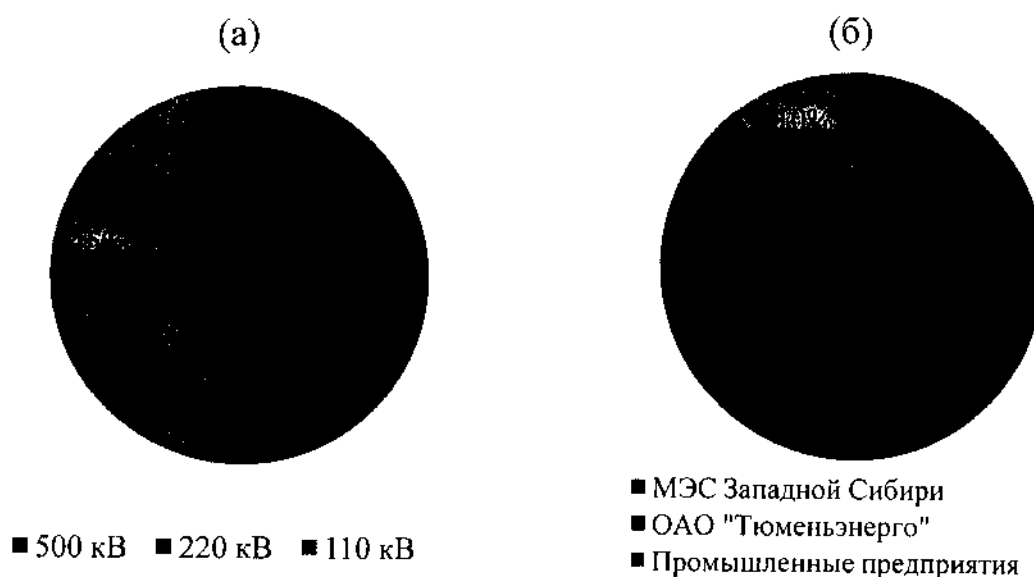


Схема 11. Структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению (а) и эксплуатирующим организациям (б)

Сводные данные по количеству и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО приведены в таблице 18.

Таблица 18

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

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	849
220 кВ	23	1 970
110 кВ	98	6 771
По эксплуатирующим организациям		
МЭС Западной Сибири	28	2 819
АО «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.

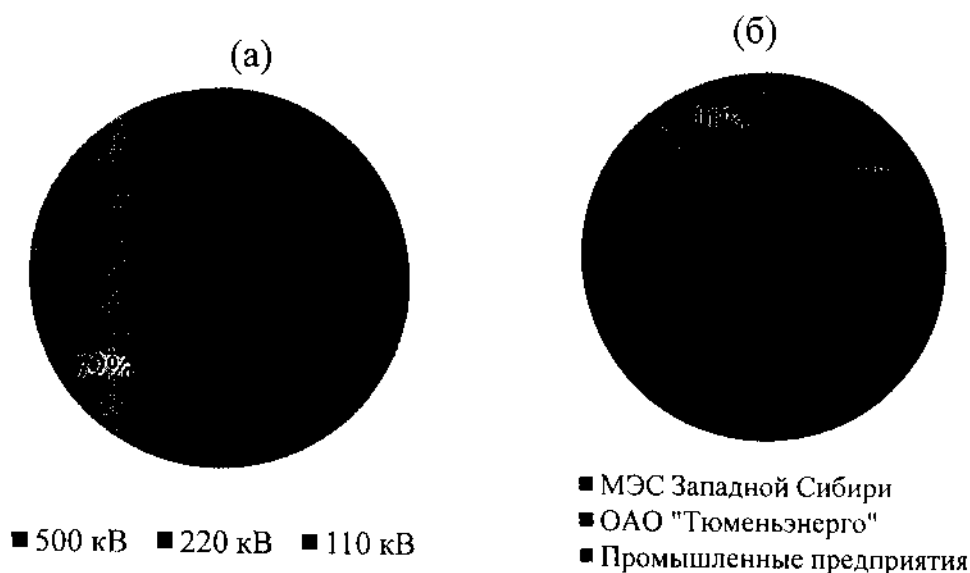


Схема 12. Структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению (а) и эксплуатирующим организациям (б)

В таблицах 19 – 20 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 2 x 125 МВА;
- ПС 220 кВ Арсенал с установленной мощностью автотрансформаторов 2 x 125 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-Таркосаленфтегаз»);
- 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 – Лимбей-Яха с ПП 110 кВ Лимбей-Яха.

В рамках инвестиционной программы АО «Тюменьэнерго» для присоединения Салехардского энергорайона на параллельную работу с Тюменской энергосистемой в 2015 году завершено строительство ВЛ 220 кВ Надым – Салехард и КРУЭ-220 кВ ПС 220 кВ Салехард. Также завершено проектирование и закупка основного оборудования, ведется строительство ПС 110 кВ Северное Сияние и ПС 110 кВ Полярник, проекты планируется к завершению во II квартале 2016 года.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей Пуровского района (г. Тарко-Сале, пос. Пурпе, пос. Пуровск) и подключения новых потребителей нефтегазового сектора в ЯНАО сооружена в 2015 году ПС 220 кВ Арсенал и выполнено строительство заходов ВЛ 110 кВ Кирпичная – Кристалл 1,2 на ПС 220 кВ Арсенал с расширением ПС 110 кВ Геолог.

В рамках инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» в ЯНАО в 2015 году была продолжена реализация следующих инвестиционных проектов:

- строительство ПС 220 кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой для обеспечения технологического присоединения потребителей в Северном энергорайоне;

- реконструкция ПС 220 кВ Уренгой в целях осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей, присоединённых к объектам электросетевого хозяйства АО «Тюменьэнерго»;

- реконструкция ПС 220 кВ Вынгапур и ПС 220 кВ Янга-Яха для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей, присоединённых к объектам электросетевого хозяйства АО «Тюменьэнерго»;

- строительство ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея и ПС 220 кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская №№ 1, 2 для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Транснефть – Сибирь» и ОАО «Тюменнефтегаз»;

- завершено строительство двух линейных ячеек 220 кВ на ПС 220 кВ Уренгой для подключения ВЛ 220 кВ Новоуренгойская ГТЭС – Уренгой №№ 1, 2 с ПС 220 кВ НГХК с целью технологического присоединения Новоуренгойского газохимического комплекса.

Таблица 19

Сведения о составе ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01 января 2016 года

№ 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 ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири					
1	ПС 500 кВ Холмогорская	500	3	501	1 503
		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	1 002
		220	3	125	375
Итого ПС 500 кВ			15		4 007
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
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		2 857
Итого Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири			42		6 864
АО «Тюменьэнерго»					
1	ПС 110 кВ КНС-1	110	2	25	50
2	ПС 110 кВ Разряд	110	2	40	80
3	ПС 110 кВ Вьшка	110	2	40	80
4	ПС 110 кВ НПС	110	2	40	80

1	2	3	4	5	6
	Холмогоры				
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 3. Ноябрьская	110	2	25	50
11	ПС 110 кВ Итурская	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
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

1	2	3	4	5	6
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. Хегтинская	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
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

1	2	3	4	5	6
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 АО «Тюменьэнерго»			215		4 366
Электросетевые объекты промышленных предприятий					
1	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская	110	2	1Т: 16 2Т: 10	26
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

1	2	3	4	5	6
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 Хорошунувская	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
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

№ 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		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. Хеттинская – Надым Пангоды – отп. П. Хеттинская	1	29,9	29,9	АС-240	МЭС Западной Сибири
		отп. П. Хеттинская – П. Хеттинская	1	58,0	58,0	АС-240	МЭС Западной Сибири
10.	ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – ГГПЗ-1,2		2	2,1	4,2	АС-240	МЭС Западной Сибири
11.	ВЛ 220 кВ Уренгой – Надым	отп. П. Хеттинская – Надым Уренгой – отп. П. Хеттинская	1	29,9	29,9	АС-240	МЭС Западной Сибири
			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 – Мангазья-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(1 цепь)		1	72,7	72,7	АС-240	МЭС Западной Сибири
	Итого в одноцепном исчислении 220 кВ				2 263		
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 – Няда	2	25,5	51,0	АС-120, АС-95	промышленные предприятия
		Няда – 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	АО «Тюменьэнерго»

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

1	2	3	4	5	6	7	8
		УГП-9 – УГП-10	1	8,5	8,5	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
8.	ВЛ 110 кВ В.Казым – Белоярская		1	88,6	88,6	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
9.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк		1	51,7	51,7	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
10.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодня		1	51,6	51,6	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
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	АО «Тюменьэнерго»
13.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Янтарная-1,2	отп. Погружная – Песчаная	2	5,3	10,7	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
14.	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Ярайнерская-1,2	Вынгапур – отп. Хорошунувская Ярайнерская	2	0,2	0,3	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. Хорошунувская – Хорошунувская	2	0,7	1,3	АС-120	промышленные предприятия
		отп. Хорошунувская – Хорошунувская	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	АО «Тюменьэнерго»
16.	ВЛ 110 кВ КГТЭС – Белоярская		2	23,4	46,8	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
17.	ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская	Губкинская – отп. Ханьмей	1	37,3	37,3	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. Ханьмей – Кедр	1	0,2	0,2	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
18.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Градиент	Кирпичная – отп. Айваседопур	1	1,9	1,9	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. Айваседопур – отп. Таланга	1	18,2	18,2	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. Таланга – Таланга	1	4,5	4,5	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. Таланга – Градиент	1	45,9	45,9	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
19.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Кристалл-1	Кирпичная – отп. Геолог	1	7,7	7,7	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. Геолог – Геолог	1	2,0	2,0	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. Геолог – Кристалл (отп. Карьер)	1	21,9	21,9	АС-120	АО «Тюменьэнерго»

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

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

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 АО «Тюменьэнерго» АО «Тюменьэнерго» АО «Тюменьэнерго» АО «Тюменьэнерго»
37.	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Губкинская-1,2	Новогодняя – отп. Вынгаяхинская отп. Вынгаяхинская – Вынгаяхинская отп. Вынгаяхинская – Губкинская	2 2 2	52,3 8,8 6,1	104,6 17,6 12,3	АС-120 АС-120 АС-120	АО «Тюменьэнерго» АО «Тюменьэнерго» АО «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	117,0 89,4 4,8	АС-120 АС-120 АС-120	АО «Тюменьэнерго» промышленные предприятия АО «Тюменьэнерго»
39.	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Маяк		1	3,3	3,3	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
40.	ВЛ 110 кВ НППЭ – Владимирская	НППЭ – отп. Адмиральская – Адмиральская отп. Адмиральская – Владимирская	1 1 1	0,6 7,1	0,6 7,1	АС-120 АС-120	АО «Тюменьэнерго» АО «Тюменьэнерго»
41.	ВЛ 110 кВ НППЭ – Городская	НППЭ – 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	АО «Тюменьэнерго» АО «Тюменьэнерго» АО «Тюменьэнерго»
42.	ВЛ 110 кВ НППЭ – Летняя	НППЭ – отп. Адмиральская – Адмиральская отп. Адмиральская – Летняя	1	8,0	8,0	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
43.	ВЛ 110 кВ НППЭ – Янга-Яха	НППЭ – отп. 3. Ноябрьская отп. 3. Ноябрьская –	1 1	7,4 35,8	7,4 35,8	АС-120 АС-120	АО «Тюменьэнерго» АО «Тюменьэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
		3. Ноябрьская					
		отп. 3. Ноябрьская – Янга-Яха	1	7,4	7,4	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		3. Ноябрьская – Игурская	1	13,5	13,5	АС-120	промышленные предприятия
44.	ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая		1	47,0	47,0	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
45.	ВЛ 110 кВ Оленья – УГП-13-1,2	Оленья – отп. УГП-12	2	7,3	14,6	АС-95	АО «Гюменьэнерго»
		отп. УГП-12 – УГП-12	2	2,9	5,8	АС-95	АО «Гюменьэнерго»
		отп. УГП-12 – УГП-13	2	10,2	20,4	АС-95	АО «Гюменьэнерго»
46.	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1,2	Оленья – отп. УГП-15	2	46,0	92,0	АС-240	АО «Гюменьэнерго»
		отп. УГП-15 – УГП-15	2	22,3	44,6	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		УГП-15 – Ямбург	2	61,0	122,0	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
47.	ВЛ 110 кВ Пангоды – Базовая-1,2	УГП-15 – Юрхарово	2	45,0	90,0	АС-120	промышленные предприятия
		Пангоды – отп. ГКС	2	2,3	4,6	2хАС-95	промышленные предприятия
		отп. ГКС – ГКС	2	0,3	0,6	2хАС-95	промышленные предприятия
		отп. ГКС – Базовая	2	8,4	16,8	2хАС-95	промышленные предприятия
48.	ВЛ 110 кВ Пангоды – Хасырейская-1,2		27,0	54,0	АС-95	АО «Гюменьэнерго»	
49.	ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Ямальская-1,2		1,4	2,8	АС-120	промышленные предприятия	
50.	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Светлая	ПП Северный – отп. Тарасовская	1	3,0	3,0	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		отп. Тарасовская – Светлая	1	29,5	29,5	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		отп. Тарасовская – Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
51.	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Харампурская-1,2	ПП Северный – отп. Мара-Яха	2	2,5	5,0	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		отп. Мара-Яха – Мара-Яха	2	13,7	27,5	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		отп. Мара-Яха – отп. Майская	2	31,4	62,8	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		отп. Майская – Майская	2	5,2	10,5	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		отп. Майская – отп. Ю.Харампурская	2	74,3	148,6	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		отп. Ю.Харампурская – Ю.Харампурская	2	32,2	64,4	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
		отп. Ю.Харампурская – Харампурская	2	14,5	29,1	АС-120	АО «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	АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «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	АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «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 АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго»
55.	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Нуриевская	Пуль-Яха – отп. Ударная отп. Ударная – отп. Ударная отп. Ударная – отп. 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	АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «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	АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго» АО «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	АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго»
58.	ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1,2		2	31,7	63,4	АС-120	АО «Гюменьэнерго»
59.	ВЛ 110 кВ Табьяха – Оленья		1	27,1	27,1	АС-120	АО «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	АО «Гюменьэнерго» АО «Гюменьэнерго»

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

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

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

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

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

1	2	3	4	5	6	7	8
		отп. ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
87.	ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – Взлетная-1,2		2	12,6	25,2	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
88.	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1		1	0,8	0,8	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
89.	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В	Ямбург – отп. ЯГП-1 – ЯГП-1	1	0,8	0,8	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-1 – отп. ЯГП-2В	1	12,3	12,3	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2В – ЯГП-2В	1	18,7	18,7	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2В – ЯГП-1В	1	5,3	5,3	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
90.	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6	Ямбург – отп. ЯГП-5	1	15,3	15,3	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-5 – ЯГП-5	1	2,0	2,0	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-5 – отп. ЯГП-7	1	11,3	11,3	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-7 – ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-7 – ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
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	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2 – ЯГП-2	1	2,4	2,4	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2 – отп. ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3В – ЯГП-3В	1	8,4	8,4	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3В – отп. ЯГП-3	1	8,2	8,2	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-3	1	4,2	4,2	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-4	1	9,8	9,8	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
93.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Владимирская	Янга-Яха – отп. 3. Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		отп. 3. Ноябрьская – 3. Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
		3. Ноябрьская – Игурская	1	13,5	13,5	АС-120	промышленные предприятия
		отп. 3. Ноябрьская – Владимирская	1	7,4	7,4	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
94.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Городская		1	4,5	4,5	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
95.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Келдр		1	67,0	67,0	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
96.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Комплект-1,2		2	12,8	25,7	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
97.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Летняя		1	9,9	9,9	АС-120	АО «Тюменьэнерго»
98.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха –	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				6 771		
	Итого в одноцепном исчислении по всем классам напряжения				9 170		
	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири				2 399		
	АО «Тюменьэнерго»				5 748		
	Электросетевые объекты промышленных предприятий				1 023		

Характеристика основных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) приведена в таблице 21.

Таблица 21

Сведения о СКРМ, размещенных на ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО
на 01 января 2016 года

№ 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 220 кВ Мангазея	УШР-220	ОПН-220/157- 10/650 (II)	220		
11.	ПС 220 кВ Арсенал	УШР-110	ОПН-110/80- 10/900 (III)	220		
12.	ПС 110 кВ Звёздная	УРС-110	БК-110-25000- У1	110	25	
13.			РТУ-25000/110 ХЛ1	110		25
14.	ПС 110 кВ Новогодняя	УРС-110	42 ТПР 25/121	110	25	
15.			42 ТПР 25/121	110	25	
16.			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 2014 году.

В 2014 году на производство электроэнергии электростанциями было израсходовано 2 800 975 т у.т., в том числе дизельное топливо – 207 124 т у.т., газ горючий природный – 2 536 738 т у.т., нефть (включая газовый конденсат) – 334 т у.т., газ сухой отбензиненный – 11 821 т у.т., газ нефтяной попутный – 28 805 т у.т.

Для производства тепловой энергии котельными всего израсходовано 2 429 320 т у.т., в том числе уголь – 29 524 т у.т., древесина топливная – 162 т у.т., нефть (включая газовый конденсат) – 84 246 т у.т., газ нефтеперерабатывающих предприятий – 18 464 т у.т., дизельное топливо – 57 498 т у.т., газ горючий природный – 2 081 234 т у.т.

В таблице 22 приведены сводные данные по потреблению топлива в 2014 году на производство электрической и тепловой энергии.

Таблица 22

Данные о потреблении топлива в 2014 году на производство электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО*

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия		Итого	
	в т.т.	в %	в т.т.	в %	в т.т.	в %
1	2	3	4	5	6	7
Газ горючий природный	2 536 738	0,6	2 081 234	85,0	4 617 972	88,3
Нефть (включая газовый конденсат)	334	0,01	84 246	42 493	84 580	1,6
Дизельное топливо	207 124	7,39	57 498	42 462	264 622	5,1
Уголь	0	<0,1	29 524	42 614	29 524	0,6
Газ нефтеперерабатывающих предприятий	0	0,0	18 464	0,8	18 464	0,4
Газ сухой	15791	0,56	11 888	0,5	27 679	0,5
Газ сжиженный	0	0,0	96	<0,1	96	<0,1
Газ сухой отбензиненный	11 821	0,42	24 928	1,0	36 749	0,7
Газ нефтяной попутный	28 805	1,03	114 416	42 555	143 221	2,7
Прочие виды нефтепродуктов	266	<0,1	0	0,0	266	<0,1
Бензин	6	<0,1	1	<0,1	7	<0,1
Топливо газотурбинное	0	0,0	10	<0,1	10	<0,1
Древесина топливная	0	0,00	162	<0,1	252	<0,1
Итого	2 800 975	100	2 429 320	100,0	5 230 295	100,0

* Данные за 2015 год не приведены в связи с отсутствием сведенных форм статистического наблюдения.

Структура потребления топлива для производства электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО в 2013 и 2014 годах представлена на схемах 13 – 14.

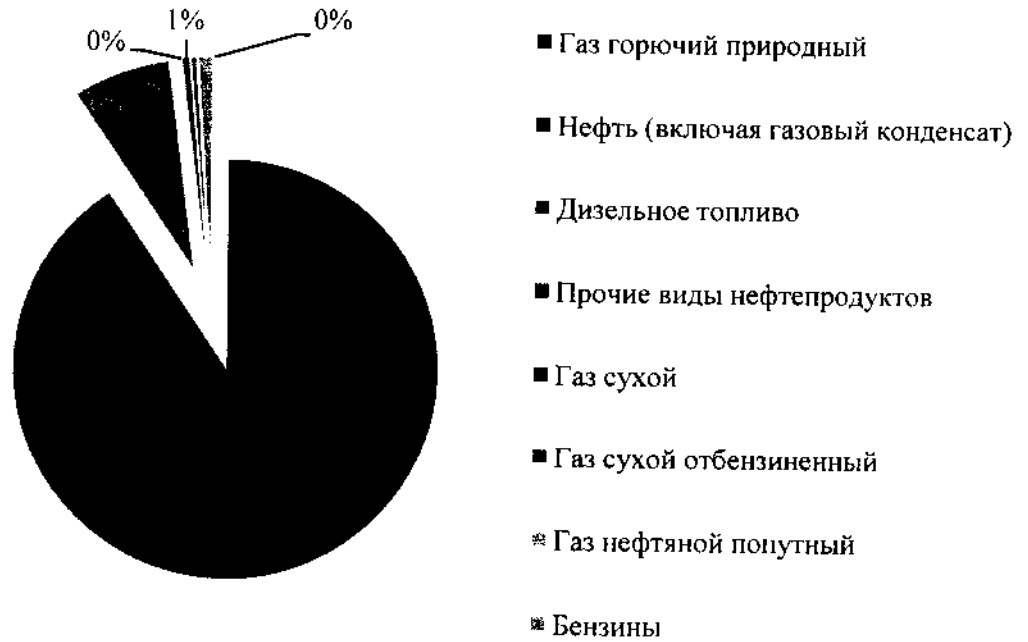


Схема 13. Структура потребления топлива для производства электрической энергии в 2014 году



Схема 14. Структура потребления топлива для производства тепловой энергии в 2014 году

2.16. Единый топливно-энергетический баланс ЯНАО.

Единый топливно-энергетический баланс ЯНАО (ЕТЭБ ЯНАО) за 2010 – 2014 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 2010 – 2014 годы приведен в таблицах 23 – 27. ЕТЭБ ЯНАО получен путем консолидации однопродуктовых балансов вышеуказанных ресурсов.

ЕГЭБ ЯНАО за 2010 год (т.у.т.)

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	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
Стагистическое расхождение	6	1 494	0	25 091	709 633	126 826	201 113	1 064 155
Стагистическое 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
Обогащение угля	10.3	0	0	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 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	1 260 015	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

ЕТЭБ ЯНАО за 2011 год (т у.т.)

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	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
Стагистическое расхождение	6	1 581	0	4 807	2 236 836	-2 213	119 786	2 360 797
Стагистическое 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
Пресобразование 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
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

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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

ЕТЭБ ЯНАО за 2012 год (т у.т.)

Строка топливно-энергетического баланса	Номер строк 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
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

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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

ТЭБ ЯНАО за 2013 год (т.у.т.)

Строка топливно-энергетического баланса	Номер строк 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	-	52 641 984	1 860 243	657 890 732	-	22 192	1 050 317
Ввоз	2	42 764	-	280 971	-	10 804	1 374 328	-
Вывоз	3	-	- 50 650 842	- 1 448 042	- 641 002 821	- 5 919	-	-
Изменение запасов	4	684	- 59 602	- 56 494	- 3 207 897	- 331	-	-
Потребление первичной энергии	5	43 448	1 931 540	636 678	13 680 014	4 554	1 396 520	1 050 317
Статистическое расхождение	6	- 375	30 478	- 10 764	1 590 901	1 013	31 545	- 73 473
Статистическое расхождение, %	7	-	- 5 328	-	-	-	- 1 194	-
Производство электрической энергии	8	- 24 602	- 113 631	- 192 231	- 3 535 397	9	- 7 745	1 125
Производство тепловой энергии	9	-	- 5 328	- 129 710	- 1 722 603	-	- 993	-
Теплоэлектростанции	9.1	- 24 602	- 108 302	- 62 522	- 1 812 794	9	- 6 482	1 125
Котельные	9.2	-	-	-	-	-	- 270	-
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	-	- 1 108 583	-	- 1 036 413	-	-	-
Преобразование топлива	10	-	- 1 108 583	-	-	-	-	-
Переработка нефти	10.1	-	-	-	- 1 036 413	-	-	-
Переработка газа	10.2	-	-	-	-	-	-	-
Обогащение угля	10.3	-	- 129 978	-	- 1 130 427	-	- 1 570	- 19 636

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Собственные нужды	11	-	- 4 842	-	- 948 914	-	- 187 920	- 131 379
Потери при передаче	12	19 221	538 700	455 210	5 437 962	3 550	1 166 546	973 900
Конечное потребление энергии	13	-	-	18 305	-	-	61	20
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	-	3 210	210 008	5 402 546	74	1 114 627	421 237
Промышленность	15	-	3 210	-	144 514	-	877 989	231 135
Добыча полезных ископаемых	15.1	-	-	-	187 823	-	32 097	29 731
Подготовка полезных ископаемых	15.2	-	-	67 740	5 050 567	-	194 624	151 712
Обрабатывающие производства	15.3	-	-	43	-	-	10	-
Распределение газа и воды	15	-	-	68	99	74	330	389
Строительство	16	-	-	-	19 542	-	9 577	3 500
Транспорт и связь	17	-	-	142 156	-	-	-	4 771
Торговля	18							
Сфера услуг	19							
Население	20							
Прочие виды экономической деятельности	21							

ЕТЭБ ЯНАО за 2014 год (т.у.т.)

Строка топливно-энергетического баланса	Номер строк 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	-	30 684 011	3 009 714	629 052 786	637 808	1 617 280	665 002 764
Ввоз	2	23 266	-	1 074 381	-	786 364	-	1 887 712
Вывоз	3	-	-29 960 532	-2 550 388	-609 552 150	-	-	-642 063 162
Изменение запасов	4	3 297	-38 662	-8 637	-427 756	-	-	-471 758
Потребление первичной энергии	5	26 562	684 817	1 525 070	10 058 554	1 424 171	1 617 280	15 341 231
Стагистическое расхождение	6	998	-	22 654	1 950 064	18 103	353 537	2 345 739
Стагистическое расхождение, %	7	-	-2 153	-141 810	-1 761 348	-742	-	-1 906 053
Производство электрической энергии	8	-25 324	-62 379	-73 135	-1 541 723	-9 499	13 747	-1 698 606
Производство тепловой энергии	9	-	-	-	-16 700	-	13 747	-2 953
Теплоэлектростанции	9.1	-25 324	-62 379	-73 135	-1 525 023	-9 210	-	-1 695 364
Котельные	9.2	-	-	-	-	-289	-	-289
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	-	-617 473	-89 812	-307 828	-125 010	-66 632	-1 206 756
Преобразование топлива	10	-	-617 473	-89 812	-19 510	-8 866	-51 591	-787 252
Переработка нефти	10.1	-	-	-	-288 318	-116 145	-15 041	-419 503
Переработка газа	10.2	-	-	-	-	-	-	-
Обогащение угля	10.3	-	-	-	-	-740	-	-740
Собственные нужды	11	-	-	-	-	-21 111	-	-21 111

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потери при передаче	12	230	2 866	1 062 402	4 508 144	1 207 915	1 245 457	8 031 701
Конечное потребление энергии	13	-	-	-	-	1 593	-	1 593
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	-	2 866	21 504	4 475 357	923 214	290 292	5 713 233
Промышленность	15	-	2 866	21 504	98 820	819 437	126 956	1 069 582
Добыча полезных ископаемых	15.1	-	-	-	4 353 131	85 849	143 847	4 582 827
Подготовка полезных ископаемых	15.2	-	-	-	84	453	1 779	2 316
Обрабатывающие производства	15.3	-	-	-	23 323	17 476	17 709	58 508
Распределение газа и воды	15	-	-	-	-	55 170	-	55 170
Строительство	16	-	-	1 038 196	1 596	103 121	955 166	2 098 078
Транспорт и связь	17	-	-	-	-	-	-	-
Торговля	18	-	-	-	-	270	148 466	148 749
Сфера услуг	19	230	-	2 702	31 191	84 535	806 699	930 031
Население	20	-	-	-	-	40 011	-	40 011
Прочие виды экономической деятельности	21	-	-	-	-	-	-	-

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. Третий 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 ЯНАО энергетических ресурсов вывозятся 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.

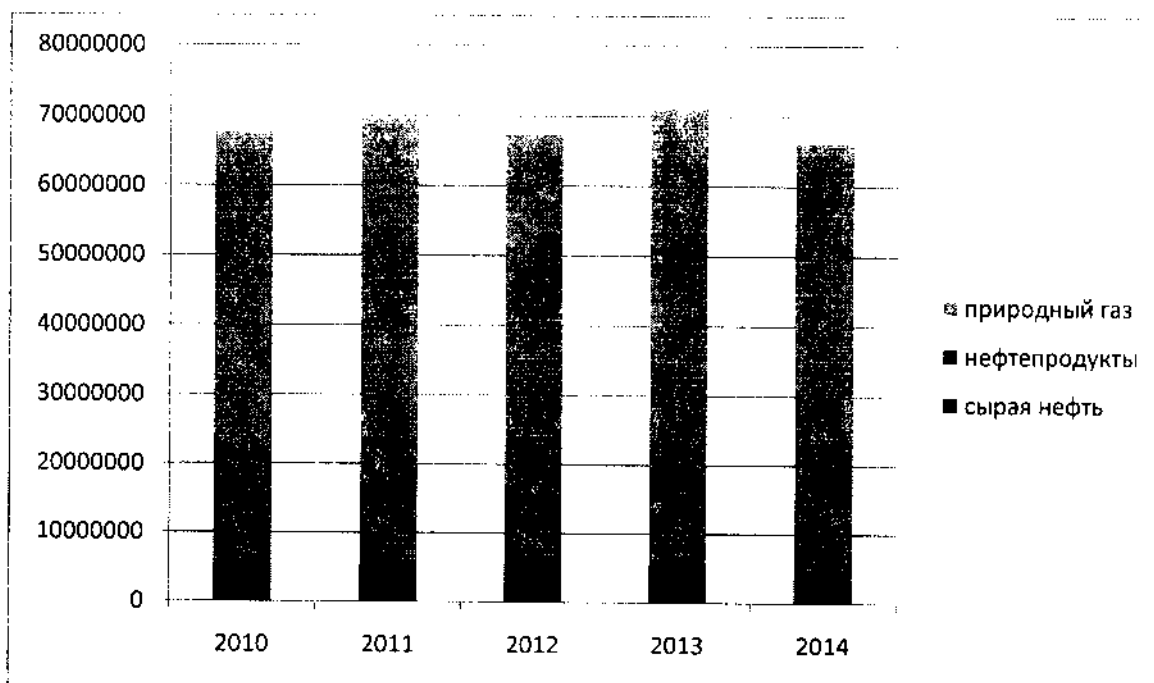


Схема 15. Структура потребления первичных энергоресурсов в ЯНАО за 2010 – 2014 годы (т у.т.)

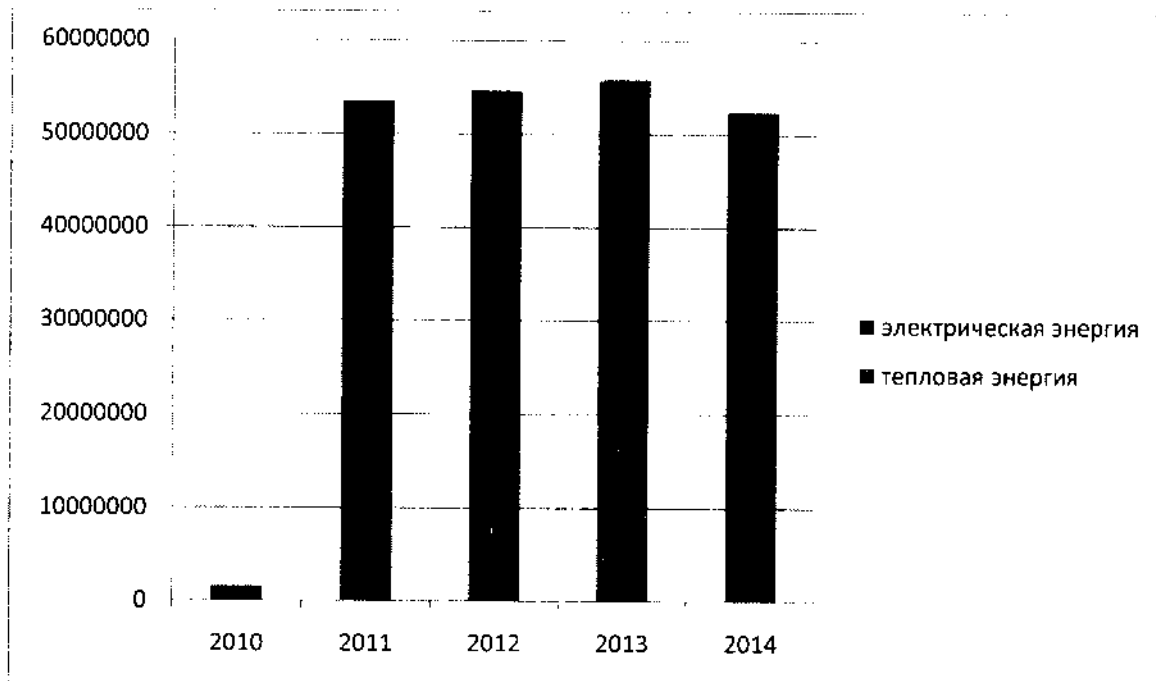


Схема 16. Структура потребления вторичных энергоресурсов в ЯНАО за 2010 – 2014 годы (т у.т.)

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.

Контроль перетоков мощности в ЯНАО осуществляется по контролируемому сечению «ЯНАО», состоящему из следующих ВЛ 220 и 500 кВ:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-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.

Допустимые перетоки в сечении ЯНАО.

Нормальная схема:

- МДП без ПА – 1950 МВт (независимо от температуры воздуха);
- МДП с ПА – $1950 + 0,96 \cdot V_{ув}^3$ (независимо от температуры воздуха);
- АДП – 2250 МВт (независимо от температуры воздуха).

Критерии определения (согласно указанным выше допустимым перетокам):

- МДП без ПА: 10% U в ПАР ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская (ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская);
- МДП с ПА: МДП без ПА с учетом УВ ЦСПА в Ноябрьском энергорайоне, но не выше чем 15% U исходная схема;
- АДП: 10% U исходная схема.

Ремонтная схема (отключена ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская или ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская) – рассматривается в летний и зимний периоды (ВЛ 500 кВ расположены в труднодоступной заболоченной местности, некоторые ремонты могут проводиться только в зимний период времени):

- МДП без ПА – 1100 МВт / 980 МВт (при $t = -5^\circ\text{C}$ / при $t = +25^\circ\text{C}$);
- МДП с ПА – $1100 + 0,96 \cdot V_{ув}^4 \leq 1900$ / $980 + 0,96 \cdot V_{ув}^4 \leq 1900$ (при $t = -5^\circ\text{C}$ / при $t = +25^\circ\text{C}$);
- АДП – 1950 МВт (независимо от температуры воздуха).

³ $V_{ув}$ – располагаемый объем УВ от ЦСПА с действием на ОН 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 Ноябрьского ЭР.

⁴ $V_{ув}$ – располагаемый объем УВ от ЦСПА с действием на ОН 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 Ноябрьского ЭР.

Критерии определения (согласно указанным выше допустимым перетокам):

- МДП без ПА: АДТН ВЛ 220 кВ Варьеган – Северный Варьеган ПАР ВЛ 500 кВ СГРЭС1 – Холмогорская (ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская) / АДТН ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым ПАР ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская (ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская) (при $t = -5^{\circ}\text{C}$ / при $t = +25^{\circ}\text{C}$);

- МДП с ПА: МДП без ПА + УВ ЦСПА в Ноябрьском энергорайоне, но не выше чем 15% U исходная схема;

- АДП: 10% U исходная схема.

Послеаварийная схема из ремонтной (отключены ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская и ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская):

В указанной схемно-режимной ситуации при управлении режимом, с целью наиболее точного учета пропускной способности элементов сети, осуществляется переход на контроль двух частичных сечений: «Когалым» и «Нижневартовск».

Контроль по частичному сечению «Когалым» (состоит из ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская и ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым, замер мощности на ПС 500 кВ Кирилловская, положительное направление мощности – от шин):

- МДП (при $t = -5^{\circ}\text{C}$) ≤ 695 МВт

- МДП (при $t = +25^{\circ}\text{C}$) ≤ 520 МВт;

- АДП – 695 МВт / 520 МВт (при $t = -5^{\circ}\text{C}$ / при $t = +25^{\circ}\text{C}$).

Критерии определения (согласно указанным выше допустимым перетокам):

- МДП: АДТН ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым ПАР ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, но не выше, чем ДДТН ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым;

- АДП: ДДТН ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым.

Контроль по частичному сечению «Нижневартовск» (состоит из ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган и ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима, замер мощности на ПС 220 кВ Вынгапур, положительное направление мощности – к шинам):

- МДП ≤ 380 (независимо от температуры воздуха);

- АДП = 380 МВт (независимо от температуры воздуха).

Критерии определения (согласно указанным выше допустимым перетокам):

- МДП: АДТН ВЛ 220 кВ Варьеган – С. Варьеган в ПАР ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима, но не выше чем ДДТН ВЛ 220 кВ Варьеган – С. Варьеган;

- АДП: ДДТН ВЛ 220 кВ Варьеган – С. Варьеган.

Оценка балансовой ситуации в энергосистеме ЯНАО в 2015 году приведена в пункте 2.11 раздела II.

По результатам анализа текущего состояния ЭЭС ЯНАО на зимний и летний максимумы нагрузки потребителей 2015 года выявлено следующее.

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

В отличных от нормальной схемах выявлено:

- превышение МДП в сечении «ЯНАО» в послеаварийных схемах;

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

- превышение ДТН ЛЭП транзита 110 кВ Янга-Яха – Кедр – Губкинский при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в районе ПС 220 кВ Вынгапур;

- превышение ДТН ВЛ 110 кВ Оленья – Табьяха при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в районе ПС 220 кВ Уренгой;

- нарушение динамической устойчивости генераторов Уренгойской ГРЭС при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах электрической сети.

КС «ЯНАО».

В период зимнего максимума 2015 года:

При единичных отключениях из нормальной схемы ввод ГАО не требуется, параметры режима не превышают допустимых значений.

В случае аварийного отключения ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская или наоборот (ремонт выполняется при полном составе генерирующего оборудования Уренгойской ГРЭС и Ноябрьской ПГЭ) параметры электроэнергетического режима в послеаварийном режиме находятся в области допустимых значений.

В послеаварийной схеме из ремонтной контроль перетока в КС «ЯНАО» осуществляется по двум частичным сечениям: «Когалым» (ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым и ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская) и «Нижневартовск» (ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима и ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган).

В схеме с отключенными двумя ВЛ 500 кВ из состава КС «ЯНАО» фактический переток превысит МДП как в частичном сечении «Когалым», так и в частичном сечении Нижневартовск, но не превысит АДП в этих сечениях.

Расчетные МДП/АДП в частичном сечении «Когалым» – 505 МВт/695 МВт, при фактическом перетоке – 570 МВт.

Для исключения превышения МДП в частичном сечении «Когалым» требуется ввод ГАО в объеме до 120 МВт (эффективность: 10 МВт ГВО – снижает переток в сечении на 5,5 МВт).

Расчетные МДП/АДП в частичном сечении «Нижневартовск» – 206 МВт/380 МВт, при фактическом перетоке – 285 МВт.

Для исключения превышения МДП в частичном сечении Нижневартовск требуется ввод ГАО в объеме до 225 МВт (эффективность: 10 МВт ГВО – снижает переток в сечении на 3,5 МВт).

В связи с тем, что для разгрузки как частичного сечения Когалым, так и частичного сечения «Нижневартовск» для ввода ГАО требуется отключение потребителей в одном районе (Ноябрьском), необходимый объем ГАО, который обеспечит не превышение МДП как в частичном сечении Когалым, так и в частичном сечении Нижневартовск, составит величину до 225 МВт.

Для увеличения МДП в частичном сечении «Когалым» и для исключения необходимости ввода ГВО в зимний максимум нагрузок целесообразно на ПС 500 кВ Кирилловская установить АОПО на ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым с действием на ОН в Ноябрьском энергорайоне (дополнительных каналов УПАСК выполнять не требуется).

Для увеличения МДП в частичном сечении «Нижневартовск» и для исключения необходимости ввода ГВО:

I вариант – целесообразно установить АОПО на ВЛ 220 кВ Варьеган – Северный Варьеган с действием на ОН в Ноябрьском энергорайоне (требуется выполнение каналов УПАСК);

II вариант – целесообразно увеличить пропускную способность ВЛ 220 кВ путем замены оборудования ПС, ограничивающего допустимую токовую нагрузку ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Варьеган – Северный Варьеган (токоограничивающий элемент по информации собственника – ТТ на ПС 220 кВ Северный Варьеган);

- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган (токоограничивающий элемент по информации собственника – ТТ на ПС 220 кВ Северный Варьеган и ТТ на ПС 220 кВ Вынгапур);

- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима (токоограничивающий элемент по информации собственника – ТТ на ПС 220 кВ Вынгапур).

Для определения варианта целесообразно проведение технико-экономического сравнения в рамках отдельной проработки.

В период летнего максимума 2015 года:

При единичных отключениях из нормальной схемы ввод ГВО не требуется, параметры режима не превышают допустимых значений.

В случае аварийного отключения ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская параметры электроэнергетического режима в послеаварийном режиме находятся в области допустимых значений.

В послеаварийной схеме из ремонтной контроль перетока в КС «ЯНАО» осуществляется по двум частичным сечениям: «Когалым» (ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым и ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская) и «Нижневартовск» (ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима и ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган).

В схеме с отключенными двумя ВЛ 500 кВ из состава КС «ЯНАО» фактический переток:

- в частичном сечении Когалым превысит МДП, но не превысит АДП.

- в частичном сечении Нижневартовск не превысит МДП;

Расчетные МДП/АДП в частичном сечении «Когалым» – 400 МВт/520 МВт, при фактическом перетоке – 416 МВт.

Для исключения превышения МДП в частичном сечении «Когалым» требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт (эффективность: 10 МВт ГВО – снижает переток на 5,5 МВт).

Расчетные МДП/АДП в частичном сечении «Нижневартовск» – 202 МВт/380 МВт, при фактическом перетоке – 196 МВт.

Для увеличения МДП в частичном сечении «Когалым» и для исключения необходимости ввода ГВО в летний максимум нагрузок целесообразно на ПС 500 кВ Кирилловская установить АОПО на ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым с действием на ОН в Ноябрьском энергорайоне (дополнительных каналов УПАСК выполнять не требуется).

Для исключения необходимости ввода ГВО в схеме с отключенными двумя ВЛ 500 кВ, входящими в состав КС «ЯНАО», на основании анализа фактического потребления Ноябрьского и Северного энергорайонов, выполненного за отчетный период (2015 год), вывод в ремонт одной из ВЛ 500 кВ из состава КС «ЯНАО» рекомендуется выполнять в наиболее благоприятный период (в период с середины июля до середины августа), при выполнении следующих условий:

- температура наружного воздуха ниже +25°C;
- потреблении «за сечением» «ЯНАО» не более 1400 МВт;

- полный состав генерирующего оборудования Уренгойской ГРЭС и Ноябрьской ПГЭ (не допускается совмещение ремонта ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская или ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская с ремонтами генерирующего оборудования Уренгойской ГРЭС и Ноябрьской ПГЭ).

Выполнение ремонта ВЛ 500 кВ только в указанный выше наиболее благоприятный период невозможно по причине прохождения трасс ЛЭП в труднодоступной, заболоченной местности (подъезд спецтехники возможно организовать только при промерзании грунта в период с ноября по апрель).

Для выполнения ремонта указанных ВЛ фактически проводится работа по согласованию с собственником возможности перегрузки ТТ в сечении «Нижневартовск» на время реализации ГАО в ПАР (перегруз оборудования на 20% до 20 минут), что увеличивает МДП при отключенных двух ВЛ 500 кВ из состава сечения «ЯНАО».

С учетом согласования собственником возможности перегрузки ТТ в сечении «Нижневартовск» на время реализации ГАО в ПАР (до 20 минут), наиболее благоприятным периодом для проведения ремонтов при обеспечении возможности подъезда спецтехники к ЛЭП при промерзшем грунте являются периоды: ноябрь и март.

Таким образом, по результатам рассмотрения режимов работы с учетом контролируемого сечения «ЯНАО» можно сделать следующие выводы:

1. Для увеличения МДП в частичном сечении «Когалым» и исключения необходимости ввода ГАО (до 120 в зимний максимум нагрузок, до 30 в летний максимум нагрузок), на ПС 500 кВ Кирилловская целесообразна установка АОПО на ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым с действием на ОН в Ноябрьском энергорайоне (дополнительных каналов УПАСК выполнять не требуется).

2. Для увеличения МДП в частичном сечении «Нижневартовск» и исключения необходимости ввода ГАО (до 225 в зимний максимум нагрузок), на ПС 220 кВ Варьеган целесообразна установка АОПО на ВЛ 220 кВ Варьеган – Северный Варьеган с действием на ОН в Ноябрьском энергорайоне.

3. В качестве альтернативного варианта увеличения МДП в частичном сечении «Нижневартовск» и исключения необходимости ввода ГАО (до 225 МВт в зимний максимум нагрузок) целесообразно рассмотреть увеличение пропускной способности ВЛ 220 кВ Варьеган – Северный Варьеган, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган и ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима путем замены оборудования ПС (трансформаторов тока), ограничивающего допустимую токовую нагрузку ВЛ.

4. При выполнении ремонтов в наиболее благоприятный период, с учетом согласования собственником возможности перегруза ТТ в сечении «Нижневартовск» на время реализации ГАО в ПАР (до 20 минут) ввод ГАО в ремонтной схеме не требуется.

Транзит 110 кВ Янга-Яха – Кедр – Губкинская – Новогодняя – Вынгапур.

В период зимнего максимума 2015 года:

При единичных отключениях из нормальной схемы (в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк (ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя) из нормальной схемы) существует риск ввода ГАО в послеаварийной схеме в объеме 20 МВт в связи с возможным превышением АДТН ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр (АДТН при $t = -5^{\circ}\text{C}$ – 600 А, расчетная перегрузка 21%) в случае следующего нормативного возмущения – аварийного отключения ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя (ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк).

В связи с тем, что ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя и ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк преимущественно расположены в заболоченной и труднодоступной местности, некоторые ремонты этих ВЛ возможны только в зимний период.

В схеме, складывающейся при наложении аварийного отключения ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк (ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя), на ремонт ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя (ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк) суммарный объем ГАО может составить 35 МВт.

Для исключения ввода ГАО в схеме, складывающейся после единичного нормативного возмущения в ремонтной схеме, целесообразно рассмотреть возможность строительства ВЛ 110 кВ ПП Северный – Губкинская.

В настоящее время ввод ГАО не осуществляется. В ремонтных схемах выполняется превентивное размыкание транзита 110 кВ путем отключения В-110 Губкинская 1, 2 на ПС 110 кВ Новогодняя (после выполнения превентивного размыкания транзита существует риск погашения потребителей в объеме до 63 МВт при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр и до 44 МВт при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя).

ПС 110 кВ Барсуковская.

В период зимнего максимума 2015 года:

При аварийном отключении 1 (2) Т ПС 110 кВ Барсуковская из нормальной схемы загрузка оставшегося в работе трансформатора достигает 170 % от номинального значения, что составляет 356 А. Возможность перевода нагрузки по сети 35 кВ отсутствует.

В период летнего максимума 2015 года:

При аварийном отключении 1 (2) Т ПС 110 кВ Барсуковская из нормальной схемы загрузка оставшегося в работе трансформатора достигает 167% от номинального значения, что составляет 350 А. Возможность перевода нагрузки по сети 35 кВ отсутствует.

Для обеспечения нахождения параметров электроэнергетического режима электрической сети Барсуковского месторождения в области допустимых значений при единичных отключениях элементов электрической сети рекомендуется установка 3-го трансформатора 110/35/6 кВ (25 МВА) на ПС 110 кВ Барсуковская с подключением его ответвлением 110 кВ от ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Барсуковская-1.

В случае единичного аварийного отключения ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2 происходит превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1 на 13%. Для ликвидации перегрузки требуется ввода ГАО до 5 МВт. При установке 3 Т на ПС 110 кВ Барсуковская в случае единичного аварийного отключения ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2 из нормальной схемы параметры режима не превышают допустимых значений, ввод ГАО не требуется.

Транзит 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале.

В период зимнего максимума 2015 года:

При единичных отключениях из нормальной схемы ввод ГАО не требуется, параметры режима не превышают допустимых значений.

В период летнего максимума 2015 года:

Установка 3 Т на ПС 110 кВ Барсуковская с подключением его ответвлением 110 кВ от ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Барсуковская-1 позволит исключить необходимость ввода ГАО при единичном аварийном отключении ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2 из нормальной схемы.

В схеме ремонта 3 Т ПС 110 кВ Барсуковская вся нагрузка распределяется между 1 и 2 Т ПС 110 кВ Барсуковская. В указанной ремонтной схеме в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2 происходит превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1 на 13%. Для ликвидации перегрузки требуется ввод ГАО до 5 МВт.

Замыкание транзита 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале позволит исключить необходимость ввода ГАО в ремонтной схеме. Для замыкания транзита необходима установка ВЧ-защит на ПС 500 кВ Тарко-Сале и на ПС 500 кВ Муравленковская.

В случае аварийного отключения одной СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская в схеме ремонта второй СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская возникает обесточение потребителей, подключённых к ПС 110 кВ Барсуковская и ПС 110 Новоपुरпейская. С целью восстановления электроснабжения в создавшейся схеме необходимо замкнуть на ПП 110 кВ Комсомольский выключатели 110 кВ на СП 110 кВ Барсуковская. В схеме замкнутого транзита при аварийном отключении одной из ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1(2) возможно превышение АДТН оставшейся ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-2(1) (ДДТН/АДТН при $t = +25^{\circ}\text{C}$ – 390 А/465 А,

расчетный перегруз составит 40%). Для непревышения АДТН ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1(2) требуется ввод ГАО в послеаварийной схеме в Ноябрьском энергорайоне в объеме до 35 МВт.

Для исключения ввода ГАО (после замыкания транзита 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале) целесообразно установить АОПО ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и реализовать каналы УПАСК для передачи сигналов УВ с действием на отключение нагрузки в Ноябрьском энергорайоне.

ПС 500 кВ Муравленковская.

Для исключения превышения допустимой токовой нагрузки (ДТН) автотрансформаторов 220/110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети, проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016 – 2022 годы и инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» предусматривается установка 6 АТ ПС 500 кВ Муравленковская в 2016 году.

В период зимнего максимума 2015 года:

При единичных отключениях из нормальной схемы ввод ГАО не требуется, параметры режима не превышают допустимых значений.

В период летнего максимума 2015 года:

В схеме, сложившейся в результате наложения аварийного отключения 2 АТ ПС 500 кВ Муравленковская в схеме ремонта 1 АТ ПС 500 кВ Муравленковская, требуется ввод ГАО в Ноябрьском энергорайоне в объеме до 127 МВт по условиям непревышения АДТН 3 АТ ПС Муравленковская в случае аварийного отключения 6 АТ ПС 500 кВ Муравленковская (расчетная перегрузка составит 101%, перегрузка 20% допустима на 20 минут).

Выполнение ремонтов АТ ПС 500 кВ Муравленковская в благоприятный период позволит минимизировать объем ГАО с 127 МВт до 97 МВт. На основании анализа фактического потребления района ПС 500 кВ Муравленковская, выполненного за отчетный период (2015 год), ремонты АТ ПС 500 кВ Муравленковская рекомендуется выполнять в августе, при температуре наружного воздуха ниже + 25°C.

Для исключения необходимости ввода ГАО в схеме, сложившейся после нормативного возмущения в ремонтной схеме, целесообразно установить АОПО (установка УПАСК не требуется) 3 АТ ПС 500 кВ Муравленковская с действием на отключение нагрузки в Ноябрьском энергорайоне величиной до 127 МВт.

Для уменьшения объема ГАО целесообразно произвести замыкание транзита 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале. После замыкания транзита необходимый объем ГАО в указанной схеме составит 62 МВт (для непревышения АДТН 3АТ в ПАР).

Проведение ремонтов АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская в благоприятный период при замкнутом транзите 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале позволит снизить объем ГАО с 62 МВт до 37 МВт.

ВЛ 110 кВ Оленья – Табьяха.

В период зимнего максимума 2015 года:

В случае аварийного отключения одного из двух АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой из нормальной схемы возможен ввод ГАО в связи с превышением МДП КС «Уренгой» при неполном составе генерации «за сечением». Критерием определения МДП в КС «Уренгой» в схеме с отключенным одним из АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой является недопущение превышения АДТН ВЛ 110 кВ Табьяха – Буран (ДДТН/АДТН при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и ниже – 400 А / 440 А). При полном составе генерации ГАО не требуется.

В период летнего максимума 2015 года:

При единичных отключениях из нормальной схемы ввод ГАО не требуется, параметры режима не превышают допустимых значений.

В случае аварийного отключения одного АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой в схеме ремонта оставшегося АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой, при полной генерации произойдет превышение МДП (~ 6 МВт) в КС «Уренгой». Расчетный переток не превысит АДП (~ 44 МВт). Для исключения превышения МДП требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт.

Для исключения рисков ввода ГАО в ПАР из схемы ремонта одного из АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой целесообразно выполнить установку АОПО ВЛ 110 кВ Оленья – Табьяха и реализацию каналов УПАСК для передачи сигналов УВ с действием на отключение нагрузки в Уренгойском энергорайоне.

В настоящее время существует возможность превентивного размыкания транзита 110 кВ (отключение В-110 УГП-2В и В-110 УГП-5В на ПС 220 кВ Уренгой) в схеме ремонта одного АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой, при этом ГАО не вводятся. После выполнения превентивного размыкания транзита существует риск погашения потребителей в объеме до 65 МВт при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Оленья – Табьяха, и до 35 МВт от АЧР при аварийном отключении 3(4) АТ ПС 220 кВ Уренгой.

3.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС.

Существующая система электроснабжения г. 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 г. 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 АО «Салехардэнерго» и являются бесхозными.

Несмотря на то, что АО «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. АО «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 ЯНАО 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 2017 – 2021 годы.

Прогноз электропотребления и мощности по территории ЯНАО на 2017 – 2021 годы приведен в таблице 28.

Таблица 28

Прогноз электропотребления и мощности по территории ЯНАО
на 2017 – 2021 годы

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление (млн. кВт·ч)	11 250	11 400	11 460	11 905	11 940
Максимум нагрузки (МВт)	1 520	1 580	1 590	1 615	1 625

Прогноз электропотребления, приведенный в таблице 28, соответствует прогнозу электропотребления проекта Схемы и программы развития ЕЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы (далее – проект СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы).

Данные о прогнозном потреблении электроэнергии (мощности) крупных потребителей на период до 2021 года приведены в таблице 29.

Прогноз максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО на период до 2021 года приведен на схеме 17.

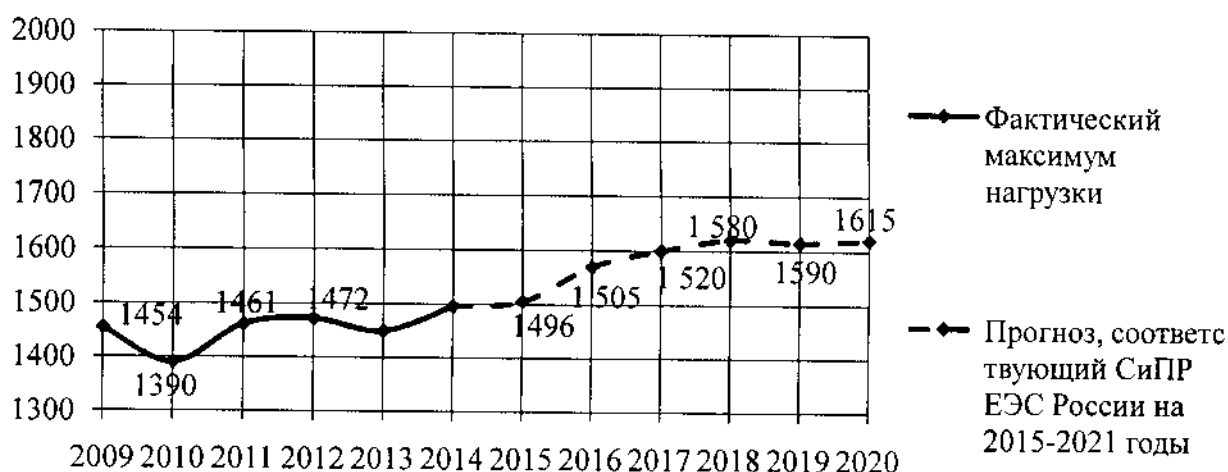


Схема 17. Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО
(без технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем ЭЭС ЯНАО) (МВт)

Прогноз потребления электроэнергии крупными потребителями на территории ЯНАО на период до 2021 года (млн. кВт·ч)

Наименование	Показатель		2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 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	70,19	79,09	86,27	92,11	86,00	86,35
	максимальное потребление мощности	МВт	8	10	10	11	10	10
ООО «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	1 973,00	1 904,34	1 950,66	1 953,32	1 951,13	1 952,23
	максимальное потребление мощности	МВт	239	229	251	223	223	223
Филиал «Газпромнефть- Муравленко»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	2 335,00	2 645,00	2 605,00	2 548,00	2 509,00	2 481,00
	максимальное потребление мощности	МВт	281	308	303	297	292	291
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	291,42	305,18	312,89	313,45	313,45	313,45
	максимальное потребление мощности	МВт	37	35	36	36	36	36
ООО «Газпром добыча Уренгой» (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	313,19	345,00	422,00	425,00	425,00	425,00
	максимальное потребление мощности	МВт	48	50	123	124	124	124
ООО «НОВАТЭК- ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	113,96	99,70	99,70	99,70	99,70	99,70
	максимальное потребление мощности	МВт	16	13	13	13	13	13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	93,09	108,97	119,62	131,58	144,74	158,52
	максимальное	МВт	12	18	20	22	24	26
	потребление мощности							
ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	131,24	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
	максимальное	МВт	23	24	24	24	24	24
	потребление мощности							
ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	374,18	524,18	724,66	724,66	724,66	724,66
	максимальное	МВт	60	71	101	101	101	101
	потребление мощности							
ООО «РН-Пурнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	1 392,44	1 480,00	1 476,00	1 471,00	1 471,00	1 471,00
	максимальное	МВт	178	200	200	200	200	200
	потребление мощности							
ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕСНЛ»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	1,54	11,74	43,00	43,00	43,00	43,00
	максимальное	МВт	1	6	6	6	6	6
	потребление мощности							
Губкинский ГПЗ – филиал ОАО «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	371,70	347,21	346,04	346,04	346,04	346,04
	максимальное	МВт	43	40	40	40	40	40
	потребление мощности							
Муравленковский ГПЗ – филиал ОАО «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	378,75	440,31	440,31	440,31	440,31	440,31
	максимальное	МВт	46	50	50	50	50	50
	потребление мощности							
Вынгапуровский ГПЗ – филиал ОАО «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	174,82	176,14	176,14	176,14	175,57	175,57
	максимальное	МВт	22	22	22	22	22	22
	потребление мощности							
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	183,29	220,88	225,30	227,55	227,55	227,55
	максимальное	МВт	32	30	30	30	30	30
	потребление мощности							
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	50,11	50,81	50,81	50,81	50,81	50,81
	максимальное	МВт	7	8	8	8	8	8
	потребление мощности							
ООО «Газпром переработка»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	106,98	178,94	269,16	269,16	269,16	269,16
	максимальное	МВт	21	24	35	35	35	35
	потребление мощности							

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	потребление мощности							
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч	18,48	26,45	26,45	26,45	26,52	26,52
	максимальное	МВт	3	3	3	3	3	3
ОАО «Тюменнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн. кВт ч			307,09	349,65	417,16	452,61
	максимальное	МВт			39	44	53	60
	потребление мощности							

Примечание.

Информация о прогнозом потреблении электроэнергии и мощности в соответствии с предоставленными данными от крупных потребителей.

В таблице 30 приведен прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на 2017 – 2021 годы с указанием прогноза по МО.

Таблица 30

Прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО
на 2017 – 2021 годы

№ п/п	Прогноз потребления тепловой энергии (тыс. Гкал)	Год				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7
	Всего по ЯНАО	9 065,73	9 313,12	9 538,83	9 828,12	10 155,5
	В том числе					
1.	Город Новый Уренгой	2 028,8	2 099,7	2 169,2	2 264,9	2 330,0
2.	Город Ноябрьск	1 643,0	1 684,3	1 725,6	1 774,9	1 878,4
3.	Город Надым	1 113,5	1 129,0	1 138,4	1 155,9	1 200,1
4.	Город Салехард	832,7	856,2	879,8	903,3	918,5
5.	Город Губкинский	476,0	478,8	481,2	484,8	502,9
6.	Город Лабытнанги	492,7	506,2	518,3	532,1	551,2
7.	Пгт Пангоды	256,0	269,3	282,5	295,8	304,7
8.	Поселок Тазовский	165,8	175,1	179,0	196,1	200,0
9.	Поселок Пурпе	111,5	115,2	115,5	120,5	126,3
10.	Село Красноселькуп	73,7	70,9	71,6	68,0	71,7
11.	Село Яр-Сале	78,3	78,3	78,3	81,9	82,0
12.	Пгт Харп	82,2	87,1	90,9	95,9	99,4
13.	Село Сеяха	74,5	74,5	74,5	79,8	83,4
14.	Село Толька	61,6	64,1	65,2	67,3	70,3
15.	Поселок Ханымей	42,2	44,8	46,0	46,9	47,5
16.	Сельское поселение Мужевское	48,8	50,1	50,8	52,2	54,4
17.	Сельское поселение Аскарковское	47,9	48,5	49,9	51,0	52,7
18.	Сельское поселение Пуровское	44,2	45,9	46,9	48,6	50,9
19.	Поселок Лонгъюган	29,8	29,8	30,0	30,0	33,6
20.	Село Газ-Сале	45,8	46,9	48,0	50,0	51,1
21.	Сельское поселение Приозерный	32,9	33,8	33,8	34,1	35,3
22.	Село Мыс Каменный	34,1	34,1	34,1	34,1	35,8
23.	Поселок Ягельный	22,3	22,3	22,5	22,6	22,8
24.	Село Новый Порт	23,2	23,2	22,9	22,8	23,2
25.	Село Гыда	22,6	22,6	22,6	22,5	22,9
26.	Сельское поселение Белоярское	23,1	23,1	23,5	24,1	26,1
27.	Село Антипаюта	23,3	23,6	24,0	24,7	25,7
28.	Сельское поселение Горковское	21,7	22,9	23,9	25,4	27,3
29.	Поселок Правохеттинский	40,3	39,6	39,6	38,7	40,5
30.	Село Самбург	20,9	22,0	22,7	23,2	24,9
31.	Село Панаевск	19,2	19,2	19,2	19,4	22,6
32.	Село Салемал	16,1	16,1	16,1	16,5	18,4
33.	Сельское поселение Ныда	14,5	15,6	17,1	17,8	19,6
34.	Сельское поселение Овгортское	10,2	10,8	11,1	11,7	14,2
35.	Село Катравож	8,2	8,5	8,8	9,0	9,9
36.	Пгт Заполярный	11,4	11,4	11,4	11,6	12,2
37.	Село Ратта	7,9	7,9	7,9	7,9	8,0

1	2	3	4	5	6	7
38.	Деревня Харампур	5,8	6,2	6,2	6,6	6,8
39.	Село Находка	5,7	6,1	6,1	6,3	6,5
40.	Сельское поселение Шурьшкарское	5,3	5,3	5,6	5,9	6,3
41.	Село Халясавей	5,6	7,3	7,6	8,5	8,9
42.	Село Кутопьюган	9,9	11,3	12,0	13,5	14,8
43.	Сельское поселение Лопхаринское	2,6	3,0	3,0	3,1	3,2
44.	Село Питляр	2,2	2,2	2,5	2,6	2,9
45.	Сельское поселение Азовское	1,7	1,9	2,0	2,0	2,0
46.	Город Муравленко	376,72	389,01	402,17	404,0	405,83
47.	Город Тарко-Сале	249,85	254,3	258,75	263,2	237,65
48.	Поселок Уренгой	299,46	315,11	330,11	346,42	362,07

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

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы, реконструкция и перемаркировка генерирующего оборудования, функционирующего в ЭЭС ЯНАО, в период 2017 – 2021 годов не предусмотрены.

В 2016 году проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы предусмотрен демонтаж ПЭС Надым (24 МВт), а также модернизация Уренгойской ГРЭС АО «Интер РАО – Электрогенерация» с увеличением установленной мощности на 22 МВт в 2017 году. В соответствии с проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы в 2016 году планируется ввод в эксплуатацию модуля 2 x 20 МВт ГТУ на Ямбургской ГТЭС, собственником которой является ООО «Газпром добыча Ямбург».

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

Перечень мероприятий по изменению установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО приведен в таблице 31.

Таблица 31

Мероприятия по изменению установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО

№ п/п	Наименование мероприятия	Изменение установленной мощности (МВт)	Срок реализации
1	2	3	4
1.	Ввод модуля 2 x 20 МВт на Ямбургской ГТЭС-72	40	2016
2.	Ввод ГТЭС ООО «НГХК»	120	2016
3.	Демонтаж ПЭС Надым	24	2016
4.	Модернизация на Уренгойской ГРЭС	22	2017

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 Приуралья с удельным ветровым потенциалом до 1 кВт/м^2 . Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках можно оценить по схеме 18.

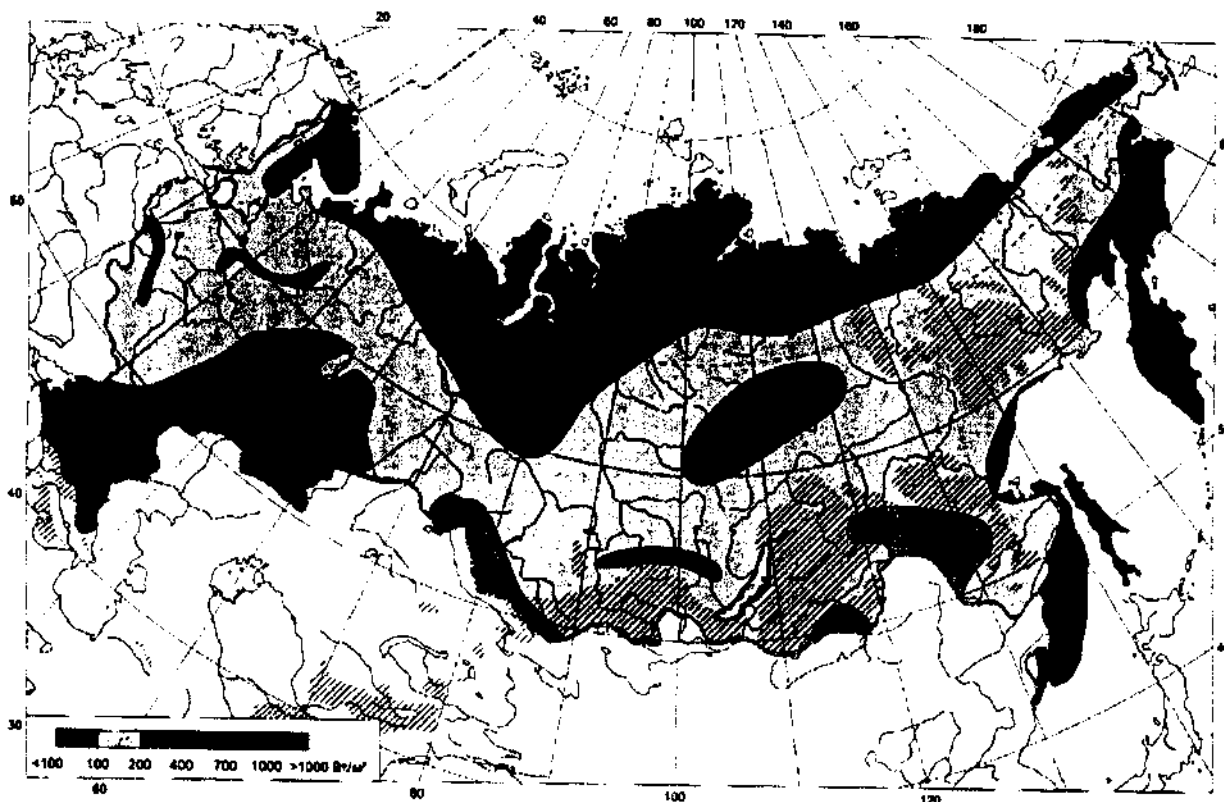


Схема 18. Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м^2) на высоте 100 м

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 тыс. 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 энергетике основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетике 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 м² в течение дня распределяется следующим

образом: на западе – от 3 до 3,5 кВт·ч/м², в центральной, южной и северо-западной частях – от 3,5 до 4 кВт·ч/м², в северо-восточной части – от 4 до 4,5 кВт·ч/м². При этом продолжительность солнечного сияния по территории ЯНАО составляет менее 1 700 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. кВт·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 и 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 1 000 голов, свиней – не более 2 200 голов и птицы – не более 1 900, 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 мерзлоты 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 2017 – 2021 годы, учитывающие перспективный прогноз электроэнергии (мощности) энергосистемы ЯНАО соответствующий СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы.

Перспективный прогноз электроэнергии (мощности) приведен в таблице 32.

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС ЯНАО
на 2017 – 2021 годы (млн. кВт·ч)

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	3	4	5	6	7
Потребление – всего	11 250	11 400	11 460	11 905	11 940
Выработка электростанций – всего	4 343	4 949	5 185	5 501	5 559
Уренгойская ГРЭС	3 068	3 131	3 250	3 386	3 440
Ноябрьская ПГЭ	718	718	718	718	718
ПЭС Уренгой	69	69	69	69	69
ГТЭС Ямбургская	260	280	310	315	318
ГТЭС Харвутинская	17	17	17	17	17
ГТЭС Песцовая	23	26	26	26	27
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	35	35	39	40	40
Новоуренгойская ГТЭС	153,3	6 73,2	756,3	930	930
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	6 907	6 651	6 275	6 404	5 381

Таблица 33

Перспективный баланс мощности ЭЭС ЯНАО
на 2017 – 2021 годы, МВт

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Потребление мощности – всего	1 520	1 580	1 590	1 615	1 625
Покрытие (установленная мощность) – всего	977	977	977	977	977
Уренгойская ГРЭС	520,4	520,4	520,4	520,4	520,4
Ноябрьская ПГЭ	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6
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
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	543	603	613	638	648

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2016 – 2020 годы 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 2017 – 2021 годы сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдоперетоков 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 2017 – 2021 годы использованы, в том числе, данные о развитии энергосистемы в соответствии с проектом СиПР ЭЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы.

В таблице 34 приведен перечень мероприятий по развитию ЭЭС ЯНАО в 2016 году, который учитывался в качестве исходных данных при разработке СиПР ЯНАО на 2017 – 2021 годы и находящихся в стадии реализации.

Таблица 34

Перечень мероприятий по развитию энергосистемы ЯНАО в 2016 году

№ 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 (диспетчерское наименование 6АТ 220/110 кВ)	125 МВА	2016	проект СиПР ЭЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы (ликвидация перегрузок трансформаторов 220/110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская при нормативных возмущениях в нормальной схеме)
2.	Строительство ПС 220 кВ Салехард	2 x 125 МВА, 3 x 50 МВАр	2016	проект СиПР ЭЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы, присоединение энергорайонов ЯНАО (г. Салехард), работающих изолировано, к ЭЭС Российской Федерации
3.	Строительство ПС 110 кВ Северное Сияние с питающими ВЛ 110 кВ	2 x 40 МВА 16 км	2016	присоединение энергорайона ЯНАО (г. Салехард), работающего изолировано, к ЭЭС Российской Федерации
4.	Строительство ПС 110 кВ Полярник с ВЛ 110 кВ	2 x 40 МВА 15 км	2016	присоединение энергорайона ЯНАО (г. Салехард), работающего изолировано, к ЭЭС Российской Федерации
5.	Установка основных быстродействующих защит и оборудования ВЧ-обработки на ПС 500 кВ Тарко-Сале (для вновь образуемой ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Сигнал	-	2016	выполнение требований релейной защиты и автоматики при включении в транзит ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Сигнал, ВЛ 110 кВ Сигнал – Северный-4с отпайкой

1	2	3	4	5
	(ВЛ110 Тарко-Сале – ПП Северный-4 с отпайкой на ПС Тарасовская))			на ПС Тарасовская

При проведении расчетов перспективных электрических режимов в качестве исходных данных учитывались мероприятия по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы ЯНАО на 2017 – 2021 годы, предусмотренные проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы (таблица 35).

Таблица 35

Перечень мероприятий по развитию ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2021 годы

№ п/п	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	1 x 125 МВА, 2 x 4,2 км	2017	обеспечение технологического присоединения потребителей в Северном энергорайоне (район ПС 220 кВ Уренгой)
2.	Строительство ВЛ 110 кВ Исконная – ПП Лимбья-Яха	2 x 10 км	2017	
3.	Строительство ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея	2 x 125 МВА, 2 x 80,3 км УШР 2x63 Мвар	2017	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Транснефть – Сибирь»
4.	Строительство ПС 220 кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1, 2	2 x 25 МВА, 2 x 143 км	2017	

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 36).

Таблица 36

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

№ 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 Лимбья-Яха – НПС Уренгойская	2 x 40 МВА 2 x 70 км	2017	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «Ямалгазинвест»
2.	Ввод ПС 110 кВ ПСП с ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПСП и ВЛ 110 кВ от	2 x 25 МВА 2 x 41 км	2017	

1	2	3	4	5
	ПС 110 кВ ПСП до места врезки в ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пур			присоединения энергопринимающих устройств 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	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «Ямалгазинвест» и ООО «НОВАТЭК – Таркосаленфтегаз»
4.	Ввод ПС 110 кВ «КНС-1» с питающими ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Вынгапур	2 x 11,6 км 2 x 25 МВА	2016	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»*
5.	Ввод ПС 110 кВ Ачимовская с питающими ВЛ 110 кВ от СП 110 кВ Буран с СП 110 кВ Буран	2 x 21 км	2017	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Арктикгаз»*
6.	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Снежная с заменой трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	2 x 40 МВА	2016	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз», * обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Тюменнефтегаз»
7.	Строительство ПС 110 кВ «ПСП Заполярное» с ВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное	2 x 16 МВА, 2 x 2 км	2019	
8.	Строительство ПС 110 кВ «Русская» с ВЛ 110 кВ Ермак – Русская	2 x 80 МВА, 2 x 70 км	2019	
9.	Реконструкция ПС 110 кВ УГП-3 с заменой трансформаторов 2 x 6,3 МВА	2 x 10 МВА	2017	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств

1	2	3	4	5
				ООО «Газпромэнерго»
10.	АОПО ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр на ПС 220 кВ Янга-Яха, АОПО ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, АОПО ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк на ПС 220 кВ Вынгапур	-	2017	технологическое присоединение объектов ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз», АО «СибурТюменьГаз»

Примечания.

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

При анализе перспектив развития электроэнергетики ЯНАО учтена параллельная работа Ванкорского энергорайона с ЭЭС ЯНАО.

4.6.1. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах электрической сети.

ПС 110 кВ Барсуковская.

В период зимнего максимума 2017 года:

При аварийном отключении 1(2)Т ПС 110 кВ Барсуковская перегрузка оставшегося в работе трансформатора достигает 170% от номинального значения, что составляет 356 А.

В период летнего максимума 2017 года:

При аварийном отключении 1(2)Т ПС 110 кВ Барсуковская из нормальной схеме перегрузка оставшегося в работе трансформатора достигает 167% от номинального значения, что составляет 350 А. Возможность перевода нагрузки по сети 35 кВ отсутствует.

Для обеспечения нахождения параметров электроэнергетического режима электрической сети Барсуковского месторождения в области допустимых значений при единичных отключениях элементов электрической сети рекомендуется установка 3-го трансформатора 110/35/6 (25 МВА) на ПС 110 кВ Барсуковская с подключением его ответвлением 110 кВ от ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Барсуковская-1.

В случае единичного аварийного отключения ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2 происходит превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1 на 13%. Для ликвидации перегрузки требуется ввода ГАО до 5 МВт. При установке 3 Т на ПС 110 кВ Барсуковская в случае единичного аварийного отключения ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2 из нормальной схемы параметры режима не превышают допустимых значений, ввод ГАО не требуется.

Транзит 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале.

Установка 3 Т на ПС 110 кВ Барсуковская с подключением его ответвлением 110 кВ от ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Барсуковская-1 позволит исключить необходимость ввода ГАО при единичном аварийном отключении ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2 из нормальной схемы.

В схеме ремонта 3 Т ПС 110 кВ Барсуковская вся нагрузка распределяется между 1 и 2 Т ПС 110 кВ Барсуковская. В указанной ремонтной схеме в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2 происходит превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская -1 на 13%. Для ликвидации перегрузки требуется ввода ГАО до 5 МВт.

Замыкание транзита 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале позволит исключить необходимость ввода ГАО в ремонтной схеме. Для замыкания транзита необходима установка ВЧ-защит на ПС 500 кВ Тарко-Сале и на ПС 500 кВ Муравленковская.

В случае аварийного отключения одной СШ 110 кВ ПС 500 кВ Тарко-Сале в схеме ремонта второй СШ 110 кВ ПС 500 кВ Тарко-Сале возникает обесточение потребителей, подключённых к ПС 110 кВ УКПГ и ПС 110 Комсомольская. С целью восстановления электроснабжения в создавшейся схеме необходимо замкнуть на ПП 110 кВ Комсомольский выключатели 110 кВ на СП 110 кВ Барсуковская. В схеме замкнутого транзита при аварийном отключении одной из ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1(2), возможно превышение АДТН оставшейся ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-2(1) (ДДТН/АДТН при $t = +25^{\circ}\text{C}$ – 390 А / 465 А, расчетный перегруз составит 65%). Для непревышения АДТН ВЛ 110 кВ требуется ввод ГАО в послеаварийной схеме в Ноябрьском энергорайоне в объеме до 45 МВт.

Для исключения ввода ГАО (после замыкания транзита 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале) целесообразно установить АОПО ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1,2 и реализовать каналы УПАСК для передачи сигналов УВ с действием на отключение нагрузки в Ноябрьском энергорайоне.

В случае аварийного отключения одной СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская в схеме ремонта второй СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская возникает обесточение потребителей, подключённых к ПС 110 кВ Барсуковская и ПС 110 Новопурпейская. С целью восстановления электроснабжения в создавшейся схеме необходимо замкнуть на ПП 110 кВ Комсомольский выключатели 110 кВ на СП 110 кВ Барсуковская. В схеме замкнутого транзита при аварийном отключении одной из ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1(2) возможно превышение АДТН оставшейся ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-2(1) (ДДТН/АДТН при $t = +25^{\circ}\text{C}$ – 390 А / 465 А, расчетный перегруз составит 40%). Для непревышения АДТН ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1(2) требуется ввод ГАО в послеаварийной схеме в Ноябрьском энергорайоне в объеме до 35 МВт.

Для исключения ввода ГАО (после замыкания транзита 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале) целесообразно установить АОПО ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и реализовать каналы УПАСК для передачи сигналов УВ с действием на отключение нагрузки в Ноябрьском энергорайоне.

ПС 500 кВ Муравленковская.

В случае аварийного отключения 6 АТ ПС 500 кВ Муравленковская в схеме, сложившейся в результате наложения аварийного отключения 2 АТ

ПС 500 кВ Муравленковская в схеме ремонта 1 АТ ПС 500 кВ Муравленковская, требуется ввод ГАО в Ноябрьском энергорайоне в объеме до 62 МВт по условиям не превышения АДТН 3 АТ ПС Муравленковская.

Проведение ремонтов АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская в благоприятный период при замкнутом транзите 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале позволит снизить объем ГАО с 62 МВт до 37 МВт.

Для исключения необходимости ввода ГАО в схеме, сложившейся после нормативного возмущения в ремонтной схеме, целесообразно установить АОПО (установка УПАСК не требуется) 3 АТ ПС 500 кВ Муравленковская с действием на отключение нагрузки в Ноябрьском энергорайоне величиной до 127 МВт.

КС «ЯНАО».

В 2017 – 2021 годах происходит увеличение нагрузки ЯНАО в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение потребителей. С учетом увеличения генерирующих мощностей в ЯНАО переток в сечении ЯНАО в 2016 – 2020 годах будет увеличиваться (таблица 31).

Для увеличения МДП в частичном сечении «Когалым» и для исключения необходимости ввода ГАО, целесообразно на ПС 500 кВ Кирилловская установить АОПО на ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым с действием на ОН в Ноябрьском энергорайоне (дополнительных каналов УПАСК выполнять не требуется).

Для увеличения МДП в частичном сечении «Нижневартовск» и для исключения необходимости ввода ГАО, на этапе 2017 года целесообразно установка АОПО на ВЛ 220 кВ Варьеган – Северный Варьеган с действием на ОН в Ноябрьском энергорайоне.

В качестве альтернативного варианта увеличения МДП в частичном сечении «Нижневартовск» и исключения необходимости ввода ГАО (до 225 МВт в зимний период) целесообразно рассмотреть увеличение пропускной способности ВЛ 220 кВ Варьеган – Северный Варьеган, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган и ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима путем замены оборудования ПС (трансформаторов тока), ограничивающего допустимую токовую нагрузку ВЛ.

При выполнении ремонтов в наиболее благоприятный период, с учетом согласования собственником возможности перегрузки ТТ в сечении «Нижневартовск» на время реализации ГАО в ПАР (до 20 минут) ввод ГАО в ремонтных схемах не требуется.

4.6.2. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов.

В дополнение к мероприятиям, предусмотренным проектом СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2016 – 2022 годы (таблицы 34 – 35), а также в рамках технологического присоединения потребителей (таблица 36), составлен перечень мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, рекомендованных к реализации в 2017 – 2022 годы (таблица 37).

Дополнительный перечень мероприятий к таблицам 34 – 35 по развитию электрической сети 110 кВ и выше, рекомендованных к вводу в 2017 – 2021 годах

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики проекта	Год ввода объекта*	Основание для выполнения мероприятия
1	2	3	4	5
1	Установка АПНУ на Уренгойской ГРЭС и ПС 220 кВ Уренгой	-	2017	обеспечение динамической устойчивости Уренгойской ГРЭС
2	Замыкание в транзит ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1, 2 с включением СВ на ПП Комсомольский в нормальной схеме электрической сети. Для замыкания транзита требуется 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 организация ВЧ-канала связи	-	2017	снижение объемов ГАО в послеаварийной схеме из ремонтной схемы сети
3	Установка 3Т 110/6 кВ на ПС 110 кВ Барсуковская с подключением его ответвления от участка ВЛ 110 кВ Комсомольский – ПП 110 кВ Барсуковский с перераспределением нагрузки по ПС 110 кВ Барсуковская	1 x 25МВА	2018	- устранение перегрузки 1(2)Т ПС 110 кВ Барсуковская; - снижение объемов ГАО в послеаварийной схеме из нормальной схемы сети

Примечания.

*Сроки предложенных мероприятий могут быть скорректированы с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий по развитию электроэнергетики на территории ЯНАО.

4.7. Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы ЯНАО на 2017 – 2021 годы.

В таблице 38 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.

Таблица 38

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы ЯНАО на 2017 – 2021 годы

Наименование	Единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	Всего (2017 – 2021 годы)
1	2	4	5	6	7	8	9
ВЛ 220 кВ	км	227,5	-	-	-	-	227,5
ВЛ 110 кВ	км	142	-	72	-	-	214
АТ 500/220 кВ	МВА	-	-	-	-	-	-
АТ 220/110 кВ	МВА	425	-	-	-	-	425

В таблице 39 приведены сводные данные по развитию электрических сетей ниже 110 кВ на 2017 – 2021 годы ЭЭС ЯНАО.

Таблица 39

Сводные данные по развитию электрических сетей ниже 110 кВ на 2017 – 2021 годы ЭЭС ЯНАО

Наименование	Единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	Всего (2017 – 2021 годы)
1	2	4	5	6	7	8	9
Строительство/ реконструкция ЛЭП	км	6,4	-	7,9	2,6	-	16,9
Строительство/ реконструкция ПС/ТП	шт.	1	-	3	3	-	7

4.8. Потребность электростанций генерирующих компаний в топливе.

В таблице 40 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории ЯНАО.

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

Наименование генерирующей компании	Наименование электростанции	Вид топлива	Потребление (т у.т.)				
			2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7	8
АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	Уренгойская ГРЭС	природный газ	798 482	815 445	844 709	878 387	878 387
ООО «Интертехэлектро – Новая генерация»	Ноябрьская ПГЭ	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
ПАО «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 2021 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 м/р «10», установленной мощностью до 35 МВт, с возможностью последующего расширения до 125 МВт;
- строительство газовой автономной котельной в Западном районе в м/р «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, м/р Вынгапуровский;
- модернизация системы автоматики ДЕ-16 котельной № 1 (в т.ч. ПИР), м/р Вынгапуровский;
- установка частотных преобразователей на насосное оборудование котельной № 1, м/р Вынгапуровский;
- замена отработавшего нормативный срок аварийного источника электроснабжения котельной № 1, м/р Вынгапуровский;

- установка приборов учета потребления энергоресурсов в котельных №№ 1, 2, м/р Вынгапуровский;

- реконструкция котельной № 1: перевод парового котла ДЕ-16 на водогрейный режим с заменой атмосферных деаэраторов на вакуумные, м/р 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 2015 – 2019 годы предусмотрены следующие мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства:

- реконструкция котельного оборудования, системы газопотребления и АСУ ТП котельных: Центральной, №№ 3, 4, 5, КОС, ВОС;

- реконструкция 10 Централных Тепловых Пунктов (ЦТП);

- строительство новых ЦТП в м/р №№ 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 Правобережной 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 пгт 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. Шурьшкары;

- 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 выс оконпорные 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 год 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 м/р 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. Горнокнязевск, 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 пгт Харп;

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

- замена ВПУ на меньшую по производительности в связи с исчерпанием срока службы (производительность 20 т/ч) в пгт 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 м/р 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 пгт Харп (осуществляет теплоснабжение пгт 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 ЯНАО.

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

- действующие по состоянию на 01 января 2016 года электрические станции мощностью более 5 МВт;

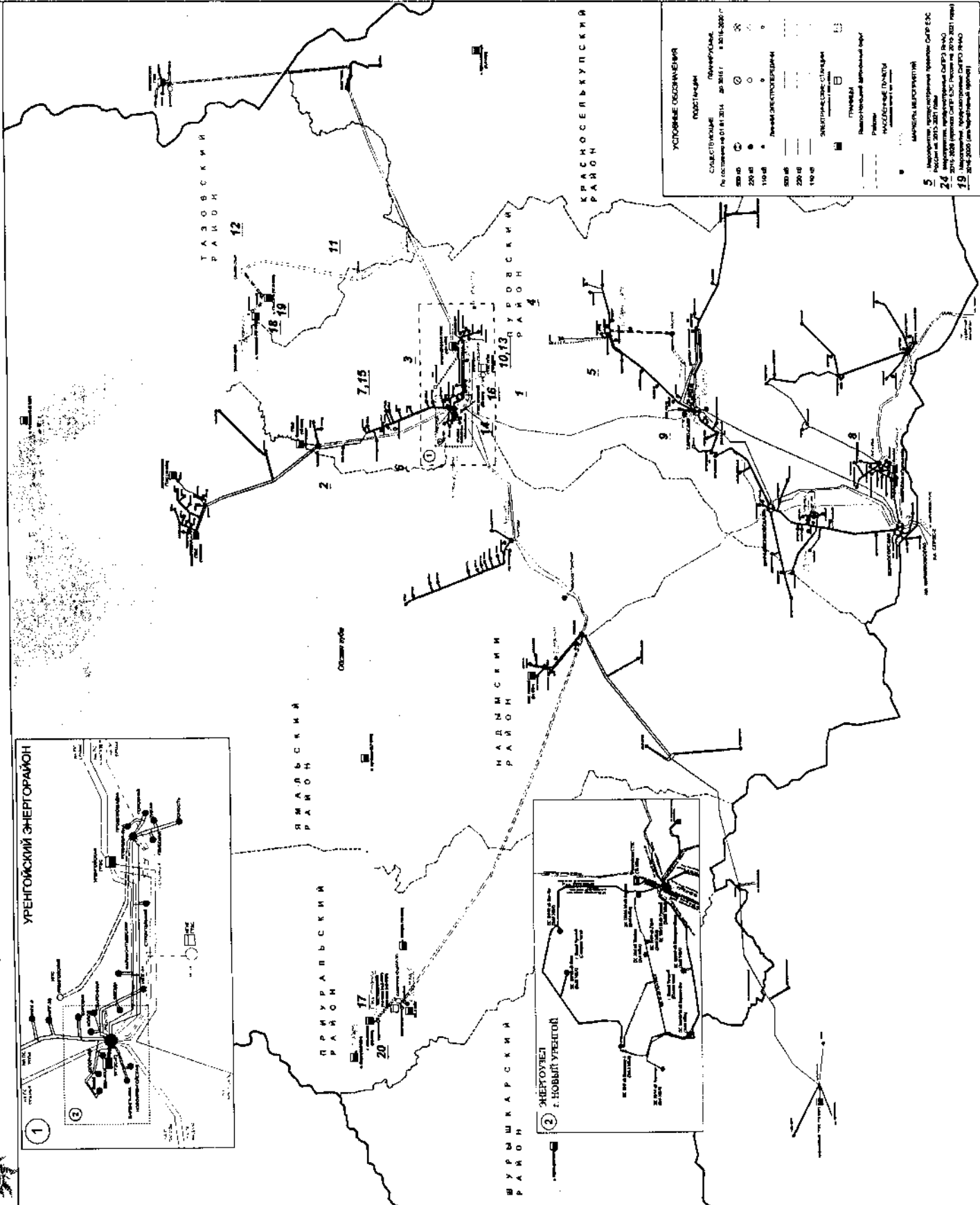
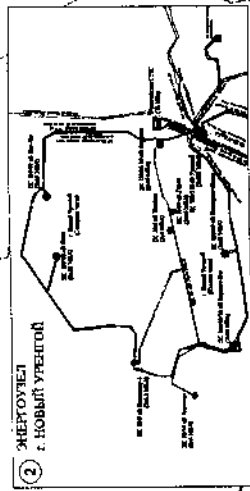
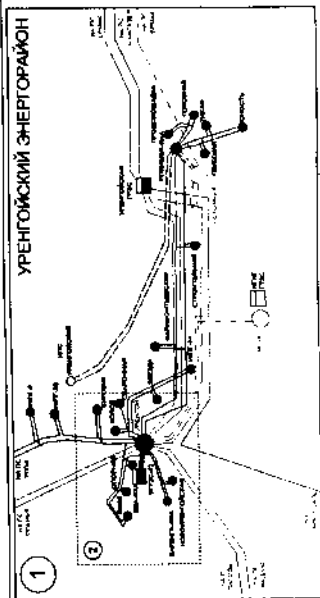
- действующие по состоянию на 01 января 2016 года электрические сети 110 кВ и выше;

- электрические станции, электрические сети 110 кВ и выше, ввод которых запланирован в период до 2017 года, с выделением соответствующими условными обозначениями;

- электрические станции, электрические сети 110 кВ и выше, ввод которых запланирован в 2017 – 2021 годах, с выделением соответствующими условными обозначениями.

СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

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



УСЛОВИЯ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ПОСТЫ ИЛИ ПЛАТФОРМЫ

СВЯЗЫВАЮЩИЕ ЛАЙНЫ

№ объектов от 01.2014 до 2016 г. в 2016-2020 гг.

200 кВ

220 кВ

110 кВ

200 кВ

220 кВ

110 кВ

Линии электропередачи

СВЯЗЫВАЮЩИЕ СТЕПАНИ

Пункты

Линии электропередачи

Рельсы

Улицы

Местная инфраструктура

5 - Местная инфраструктура

24 - Местная инфраструктура

49 - Местная инфраструктура

№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода объекта
ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ		
Перечень мероприятий по развитию электроэнергетики на территории ЯНАО в период 2017-2021 годы в условиях прогноза потребления электроэнергии (по мощности) соответствующему проекту СЭП ЕЭС России на 2016-2032 годы		
1	Выход ПС 220 кВ НЭЖК с платформы ВЛ 220 кВ Уренгой - НЭЖК и ГЭС Уренгойской мощностью 120 МВт;	2016
2	Установка АОТЮ ВЛ 110 кВ Тазарка - Озюна	2017
3	Выход ПС 110 кВ НЭЖК Уренгойская с ВЛ 110 кВ ПП Лыбца-Яса - НЭЖК Уренгойская	2017
4	Выход ПС 110 кВ НКП с ВЛ 110 кВ Керпичева - ПСЛ с ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ ПСЛ до места ввода в ВЛ 110 кВ Карпачева - Турейская - Тур	2017
5	Строительство автономного участка ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Казанка (6 км) до точки ввода в ВЛ 110 кВ Карпачева - Турейская в 2015 г.	2016
6	Выход ПС 110 кВ Акчелова с платформы ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Буяра	2017
7	Замена трансформатора тока на ПС УТП-5В на ВЛ 110 кВ УТП-5В-Буяра	2017
8	Установка АОТЮ ВЛ 110 кВ Янта-Яса - Ксар на ПС 220 кВ Янта-Яса	2016
9	Установка автономных быстровозводимых зашифрованных ВЧ-обработки на ПС 500 кВ Тарко-Сале (для ввода в эксплуатацию ВЛ-110 «Тарко-Сале - Салар» (ВЛ-110 «Тарко-Сале - ПП Северный-4 (с отпайкой на ПС 110 кВ Тарко-Сале)	2016
10	Строительство ПС 220 кВ Илвенная с выходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Уренгой	2018
11	Строительство ПС 220 кВ Ермак с выходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Мангара	2016
12	Строительство ПС 220 кВ Славянка с ВЛ 220 кВ Ермак - Славянка №1,2	2016
13	Строительство ВЛ 110 кВ Илвенная - ПП Лыбца-Яса	2018
Перечень запланированных мероприятий по развитию электроэнергетики на территории ЯНАО в период 2017-2021 годы в условиях адекватного прогноза потребления электроэнергии		
14	Установка АОТЮ 3,4 АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Уренгой	2017
15	Замена ТТ ВЛ 110 кВ Уренгой - УТП-5В на ПС УТП-5В	2017
16	АОТЮ Кочинская - Лыбца-Яса-1,2 на ПП Лыбца-Яса	2017
17	Выход 2-го блока блока ГЭС Лотарика (242 МВт)	2016
ПРИСОЕДИНЕНИЕ УДАЛЕННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ		
18	ПС 110 кВ Тазовская с вводом ВЛ 110 кВ	-
19	ПС 110 кВ Тарко-Сале с вводом ВЛ 110 кВ	-
20	ПС 110 кВ Лыбца-Яса с вводом ВЛ 110 кВ	-