



ГУБЕРНАТОР ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

30 апреля 2020 г.

№ 76-ПГ

г. Салехард

**Об утверждении схемы и программы перспективного развития
электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа
на период 2021 – 2025 годов**

В целях исполнения требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823, **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 2021 – 2025 годов.

2. Признать утратившими силу:

постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 26 апреля 2019 года № 54-ПГ «Об утверждении схемы и программы преспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2020 – 2024 годов»;

постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 16 сентября 2019 года № 122-ПГ «О внесении изменения в пункт 4.4 схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2020 – 2024 годов».

3. Пункт 2 вступает в силу с 01 января 2021 года.

Губернатор
Ямало-Ненецкого автономного округа



Д.А. Артюхов

УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Губернатора
Ямало-Ненецкого автономного округа
от 30 апреля 2020 года № 76-ПГ

СХЕМА И ПРОГРАММА

перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого
автономного округа на период 2021 – 2025 годов

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2021 – 2025 годов (далее – схема и программа) разработаны во исполнение требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823.

I. Общая характеристика Ямало-Ненецкого автономного округа

1.1. Географические особенности региона.

Ямало-Ненецкий автономный округ (далее – ЯНАО) – субъект Российской Федерации (далее – РФ), входит в состав Уральского федерального округа (далее – УрФО). 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, полуостров 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 ЯНАО 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). С севернее высота гор достигает 1 000 – 1 300 метров. Главный водораздельный хребет

Полярного Урала извилист, его абсолютные высоты достигают 1 200 – 1 300 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 РФ (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. Продолжительная 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 ЯНАО – 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:

¹ В соответствии с Законом ЯНАО № 42-ЗАО от 06.10.2006 «Об административно-территориальном устройстве Ямало-Ненецкого автономного округа».

- Красноселькупский с административным центром в селе Красноселькуп;

- Надымский с административным центром в городе Надыме;
- 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;
- Салехард.

За пятьдесят лет численность населения в регионе достигла к 01.01.2020 544 008 человек. Населенные пункты ЯНАО, численность населения которых свыше 5 тысяч, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Населенные пункты, численность населения которых свыше 5 тысяч
(численность населения представлена на 01.01.2019 года²)

Населённый пункт	Количество жителей (человек)
1	2
Новый Уренгой	116 938
Ноябрьск	106 135
Салехард	50 064
Надым	44 705
Муравленко	32 132
Лабытнанги	26 211
Губкинский	28 564
Тарко-Сале	21 583
Уренгой	9 927
Пангоды	11 200
Пурпе	9 600
Тазовский	7 209
Харп	5 941

² Данные на 01.01.2020 в органах государственной статистики отсутствуют.

1.4. Стратегия развития ЯНАО.

Стратегия социально-экономического развития ЯНАО до 2020 года (утверждена постановлением Законодательного Собрания ЯНАО от 14.12.2011 № 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 ЯНАО в целом совпадают с планами по развитию Арктической зоны РФ. Это инновационная модернизация экономики и устойчивый экономический рост, обеспечение национальной безопасности и личной защищенности местного населения, укрепление роли и места Арктики в экономике РФ.

Существующее социально-экономическое положение ЯНАО достаточно стабильно. Внутренний 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 как международного форпоста 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.

В 2018³ году 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 4 170,3 млрд рублей.

Наибольший удельный вес (67,1% от всего оборота организаций) приходится на промышленное производство, представленное:

- добычей полезных ископаемых;
- обрабатывающими производствами;

³ На момент выполнения работы данные за 2019 год органами государственной статистики не опубликованы.

- обеспечением электрической энергией, газом и паром; кондиционированием воздуха;

- водоснабжением, водоотведением, организацией сбора и утилизацией отходов, деятельностью по ликвидации загрязнений.

Строительство составило 3,9% от всего оборота организаций или 162,9 млрд рублей, торговля – 23,9% или 996,0 млрд рублей, транспорт и связь – 2,7% или 111,7 млрд рублей. Около 3% приходится на прочие виды экономической деятельности, в том числе сельское и лесное хозяйство.

В ЯНАО в 2018 году добычу газа производили 39 предприятий на 98 месторождениях.

За 2018 год на территории ЯНАО добыто 591,5 млрд м³ природного газа (106,2% к 2017 году).

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», ОАО «Севернефтегазпром»).

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 2018 году предприятиями и организациями всех форм собственности инвестировано в реальный сектор экономики ЯНАО 1 024,4 млрд рублей.

II. Анализ существующего состояния электроэнергетики ЯНАО за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей ЯНАО.

Электроэнергетическая система (далее – ЭЭС) ЯНАО входит в состав объединенной энергосистемы Урала и имеет электрические связи с ЭЭС ХМАО и энергосистемой Красноярского края. ЭЭС ЯНАО представлена электрическими сетями класса 500 кВ и ниже.

На территории ЯНАО получили распространение энергорайоны, работающие изолированно от Единой энергосистемы России (далее – ЕЭС России). Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России, представлены сетью 35 кВ и ниже с объектами генерации.

2.1.1. ЭЭС ЯНАО.

ЭЭС ЯНАО обеспечивает электроснабжение городов Новый Уренгой, Ноябрьск, Губкинский, Муравленко, Тарко-Сале, Надым, части Пуровского и Надымского районов. Потребление электрической мощности ЭЭС ЯНАО в 2019 году в час максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО было зафиксировано на уровне 1 385 МВт. Потребление электроэнергии на территории ЯНАО за 2019 год составило 9,936 млрд кВт·ч.

Характерные суточные графики зимнего и летнего дня ЭЭС ЯНАО представлены на схеме 1. Особенностью характерного суточного графика

нагрузок летнего дня является отсутствие ярко выраженного 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.

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 ЭЭС ЯНАО в случае увеличения спроса на электрическую энергию и мощность.

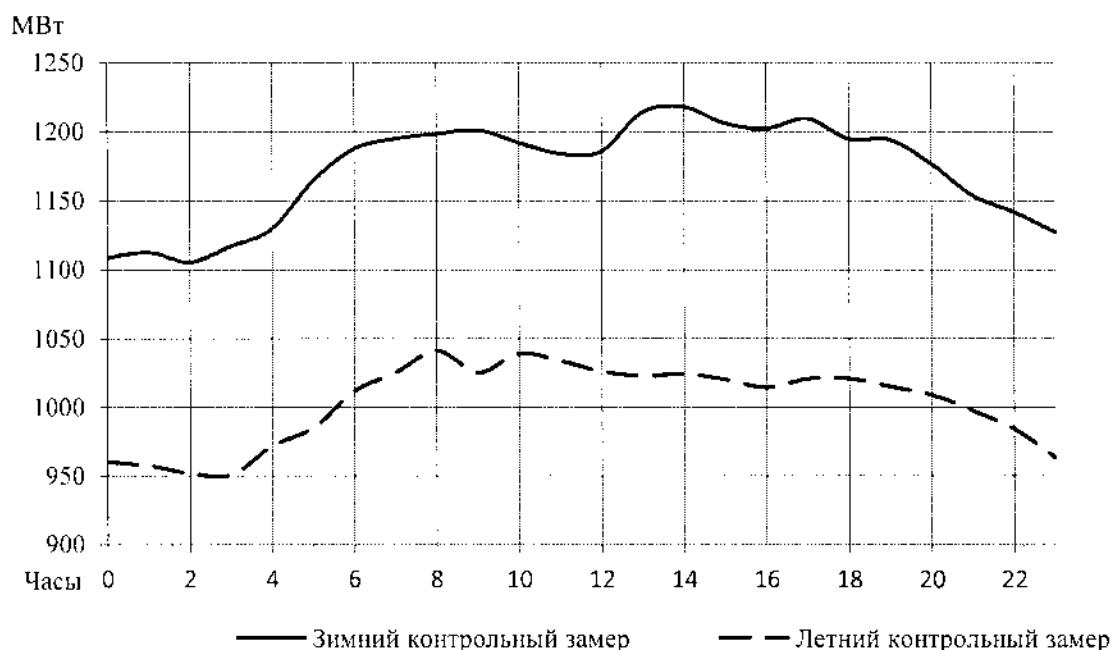


Схема 1. Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЭЭС ЯНАО

ЭЭС ЯНАО разделена на Ноябрьский и Северный энергорайоны.

Энергоснабжение Ноябрьского энергорайона осуществляется от трёх питающих центров: ПС 500 кВ Холмогорская, ПС 500 кВ Тарко-Сале и ПС 220кВ Вынгапур. Ноябрьский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

- Ноябрьская ПГЭ;
- ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ;
- ПС 500кВ Муравленковская;
- ПС 500кВ Тарко-Сале;
- ПС 500кВ Холмогорская;
- ПС 220кВ Аврора;

- ПС 220кВ Вынгапур;
- ПС 220кВ ГГПЗ;
- ПС 220кВ Пуль-Яха;
- ПС 220кВ Янга-Яха;
- ПС 220 кВ Арсенал.

Северный энергорайон ЭЭС ЯНАО является избыточным и осуществляет передачу мощности в Ноябрьский энергорайон. Электроснабжение потребителей Северного энергорайона осуществляется от двух центров питания: ПС220кВ Уренгой и ПС220кВ Надым по линиям 220кВ. Северный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

- Уренгойская ГРЭС;
- ПЭС Уренгой;
- Харвутинская ГТЭС;
- Ямбургская ГТЭС;
- Песцовая ГТЭС;
- Новоуренгойская ГТЭС;
- ГТЭС Юрхаровского НГКМ;
- ГПЭС Салехард;
- ГТЭС Обдорск;
- ПЭС Надым;
- ПС 220 кВ Ермак;
- ПС 220 кВ Славянская
- ПС 220 кВ Искошная;
- ПС 220кВ 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 ЕЭС России.

Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России, охватывают территорию 8 муниципальных образований в автономном округе (далее – МО): Приуральский, Ямальский, Тазовский, Красноселькупский, Шурышкарский районы, часть Надымского и Пуровского районов, г. Лабытнанги. Выработка электроэнергии осуществляется от автономных газопоршневых (далее – ГПА), газотурбинных (далее – ГТУ) и дизельных электростанций (далее – ДЭС).

В малонаселённых пунктах электроснабжение потребителей осуществляется в основном от ДЭС, работающих на привозном жидком топливе.

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

Существующее состояние электроэнергетики энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, накладывает объективные ограничения на уровень развития экономики и качество жизни населения этих территорий. Строительство электростанций осуществляется в основном в рамках Адресной инвестиционной программы ЯНАО.

2.1.3. Характеристика основных субъектов электроэнергетики.

На территории действует большое количество предприятий, совмещающих производство и потребление электроэнергии, в частности, крупные потребители электроэнергии и предприятия МО.

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);

- ООО «Ноябрьская ПГЭ»;

- филиалы Передвижные электростанции «Уренгой», «Лабытнанги» ПАО «Передвижная энергетика»;

- ООО «Северная ПЛЭС»;

- АО «Салехардэнерго»;

- АО «Ямалкоммунэнерго»;

- ООО «НГХК»;

- ООО «ФОТОН»;

- ООО Энергетическая Компания «Тепло-Водо-Электро-Сервис»;

- ООО «Ямал-Энерго».

Электросетевые компании.

Филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Магистральные электрические сети Западной Сибири (далее – МЭС Западной Сибири) осуществляет свою деятельность на территории ЯНАО, ХМАО и Тюменской области. На территории ЭЭС ЯНАО действует Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ямало-Ненецкое предприятие магистральных электрических сетей (далее – ЯНПМЭС). На обслуживании у Филиала находятся 18 ПС 500–220 кВ и более 4 200 км ЛЭП 500-220-110 кВ, относящихся к Единой национальной электрической сети РФ.

АО «Россети Тюмень» осуществляет деятельность на территории Тюменского региона (ЯНАО, ХМАО, Тюменская область). На обслуживании АО «Россети Тюмень» находятся сети 0,4-220 кВ. На территории ЭЭС ЯНАО действуют филиалы Ноябрьских и Северных электрических сетей, АО «Россети Тюмень», обслуживающие сети общей протяженностью более 6 700 км.

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

Оперативно-диспетчерское управление.

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики осуществляют:

- Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа» (далее – Тюменское РДУ);

- Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала».

Энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики электроэнергии.

АО «Газпром энергосбыт Тюмень» – крупнейшая энергосбытовая компания – гарантирующий поставщик электрической энергии в Тюменской области, ХМАО и ЯНАО.

АО «Газпром энергосбыт» является независимой энергосбытовой компанией. Предприятие создано как дочернее общество ПАО «Газпром» и является одним из крупнейших энерготрейдеров РФ. 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 ПАО «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 РФ, в том числе Красноярском крае, Курганской области, Новосибирской области, Пермском крае, Республике Башкортостан, Республике Саха (Якутия), Республике Татарстан, Ставропольском крае, Кировской области, Московской области. В Тюменском регионе ООО «Русэнергоресурс» осуществляет свою деятельность в интересах крупного потребителя АО «Транснефть – Сибирь».

АО «Сибурэнергоменеджмент» является активным участником как оптового, так и розничного рынков электроэнергии и осуществляет деятельность по купле-продаже электрической энергии в 15 регионах РФ.

ООО «Транснефтьэнерго» является одной из крупнейших энергосбытовых организаций и оказывает услуги по поставке электроэнергии промышленным потребителям на всей территории РФ.

АО «Салехардэнерго» – энергосбытовая компания – гарантирующий поставщик электрической энергии в МО город Салехард.

ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» – единый оператор по поставкам электроэнергии и мощности организациям, входящим в Группу «ЛУКОЙЛ».

Ноябрьский филиал АО «ЭК «Восток» является гарантирующим поставщиком в МО 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», ООО «Газпромдобыча Ноябрьск», ООО «Газпром переработка», ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс», АО «Арктикгаз», АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»;

- АО «СибурТюменьГаз»: Филиал «Губкинский газоперерабатывающий завод», Филиал «Муравленковский газоперерабатывающий завод», Филиал «Вынгапуровский газоперерабатывающий завод», ООО «Запсибтрансгаз»;

- ПАО «НК «Роснефть»: ООО «РН-Пурнефтегаз»; ООО «РН-Ванкор», АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»;

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

- АО «Транснефть – Сибирь»;

- ПАО «НОВАТЭК».

В районах ЯНАО, не присоединённых к ЕЭС России, одной из крупнейших компаний, осуществляющих деятельность по производству, передаче и сбыту электрической энергии, является АО «Ямалкоммунэнерго».

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

Объем потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2019 год составил 9 935,9 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за период 2015 – 2019 годов представлена в таблице 2 и на схеме 2.

Таблица 2

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2015 – 2019 годы

Электрическая энергия	Единица измерения	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление	млн кВт·ч	11 200,2	11 056,2	10 761,9	9 599,4	9 935,9
Абсолютный прирост электропотребления	млн кВт·ч	109,2	-144	-294,3	-1 162,5	336,5
Среднегодовые темпы прироста	%	1	-1,3	-2,7	-10,8	3,5

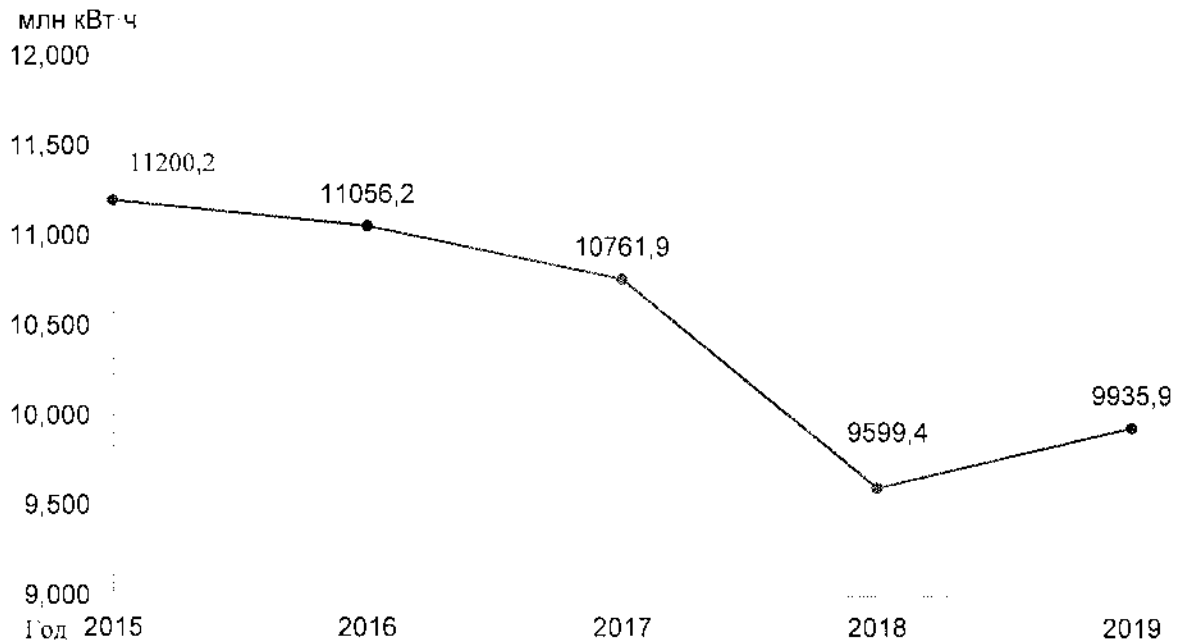


Схема 2. Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2015 – 2019 годы

2.2.1. Структура потребления электрической энергии.

В таблице 3 приведено потребление электрической энергии отдельным группам потребителей по ЯНАО с учетом изолированных энергорайонов.

Таблица 3

Потребление электрической энергии отдельными группами потребителей ЯНАО в 2014 – 2018 годах, млн кВт·ч*

Наименование	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1	2	3	4	5	6
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	9 452,9	9 291,6	9 422,7	9 492,6	9 810,2
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	12	12,2	12,3	31,5	31,8
Строительство	413	388,5	392,4	404,1	400,1
Оптовая и розничная торговля	127,4	126,1	123,6	124,6	123,4
Транспорт и связь	771,3	742,9	754,7	762,6	760,6
Другие виды экономической деятельности	322,3	312	315,2	61,5	60,3
Городское и сельское население	649	649,4	649,6	689,9	684,8
Потери в электросетях	367,8	460,2	439,5	393,6	432,1

* Данные взяты на основе данных органов государственной статистики, учитывающей потребление всей территории ЯНАО, включая изолированные энергорайоны

Динамика потребления электрической энергии по основным группам потребителей ЯНАО за 2014 – 2018 годы приведена на схеме 3.

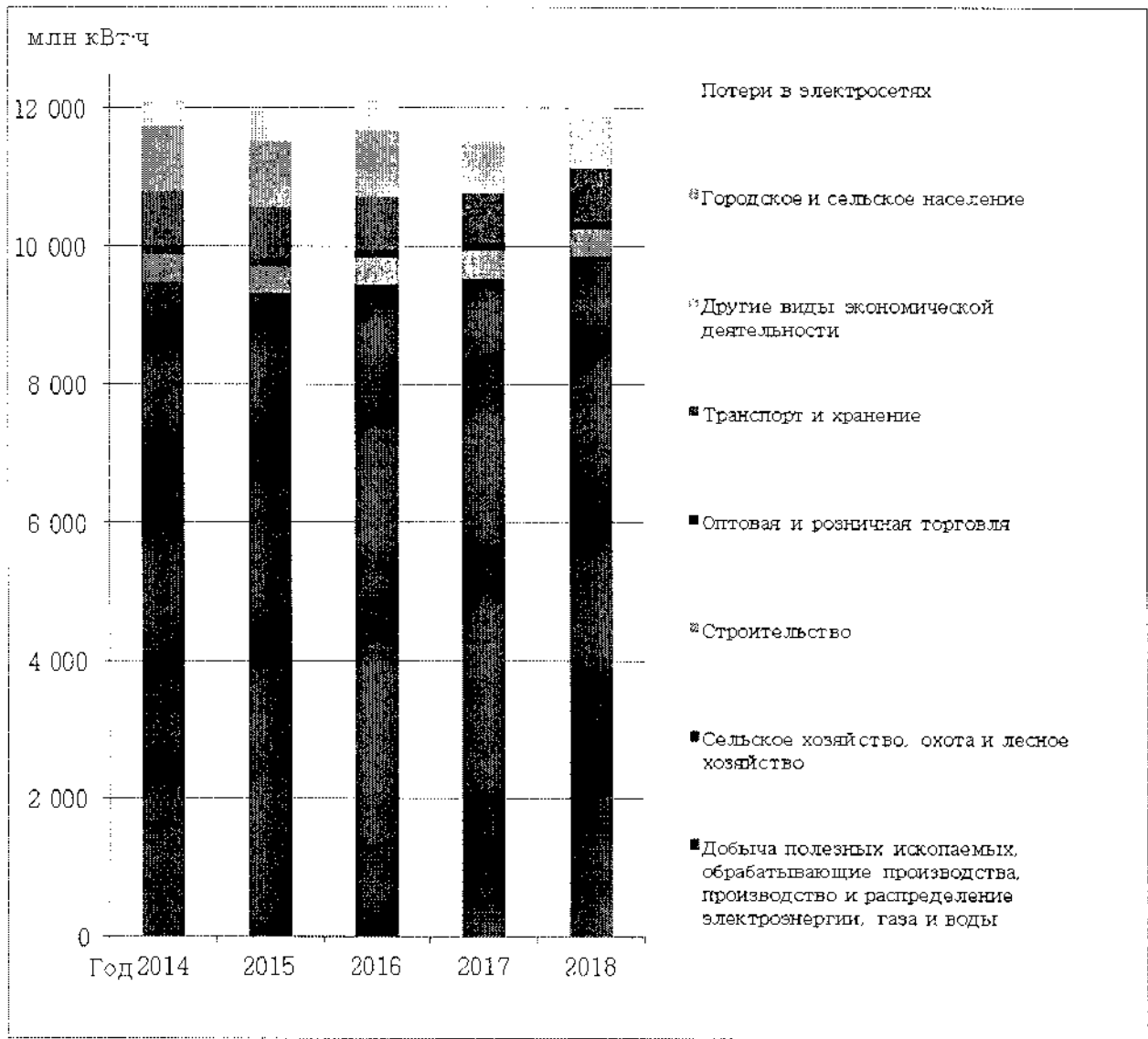


Схема 3. Динамика потребления электрической энергии по основным группам потребителей ЯНАО за 2014 – 2018 годы

Около 80% от всей потребленной в ЯНАО электроэнергии используется промышленными предприятиями. Населением потребляется около 6% электрической энергии.

Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности за период 2014 – 2018годы представлена на схеме 4.

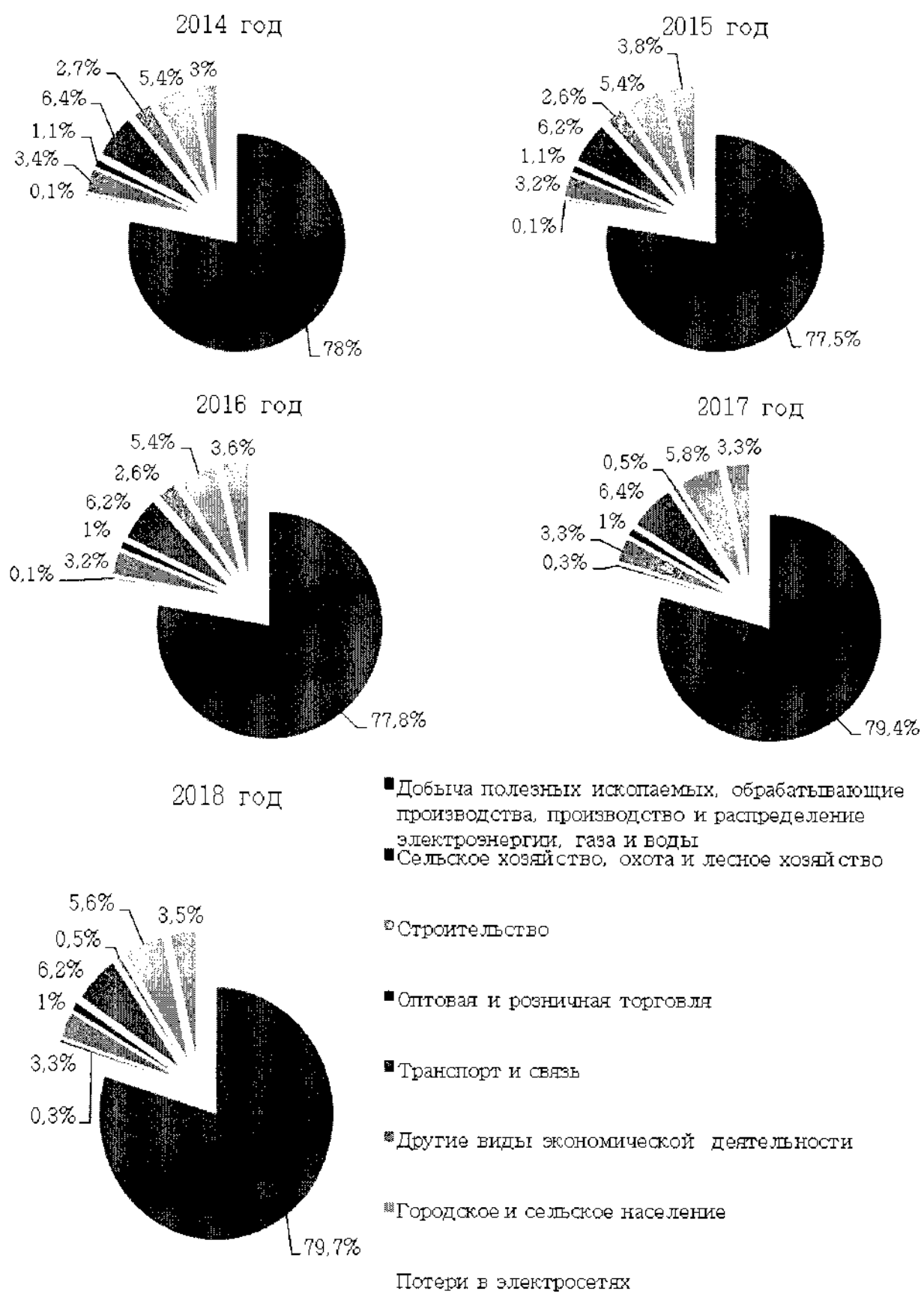


Схема 4. Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности в 2014 – 2018 годах

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии.
Потребление электрической энергии и мощности крупными потребителями ЯНАО за период 2015 – 2019 годов
приведено в таблице 4.

Таблица 4
Потребление электрической энергии и мощности крупными потребителями ЯНАО за период 2015 – 2019 годов

Наименование потребителя	Показатель		Год				
	наименование	единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7	8
ПАО «Газпром»							
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (в т.ч. филиал «Газпромнефть-Муравленко»)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	4 847,5	4 590	4 346,2	3 341	3 427,8
	максимальное	МВт	545	524	496	381	390,9
	потребление мощности						
ООО «Газпром добыча Ямбург»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	293,8	285,6	293,7	352,6	393,2
	максимальное	МВт	67	65	69	73,1	76,8
	потребление мощности						
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	297,7	287,4	317,6	354,7	346,4
	максимальное	МВт	39,9	38	42,5	47,5	46,4
	потребление мощности						
ООО «Газпром добыча Надым»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	48,9	46,1	47,8	49,2	46,8
	максимальное	МВт5	5	5,1	5,2	5,2	5
	потребление мощности						
ООО «Газпром добыча Уренгой»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	254,1	260,6	276,9	285,4	286,5
	максимальное	МВт	29	29,8	31,6	32,6	33,6
	потребление мощности						
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	113,5	112,5	115,2	132,9	133
	максимальное	МВт	16,8	18,2	15	15,4	14,6
	потребление мощности						

1	2	3	4	5	6	7	8
ООО «РН-Пурнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	1361	1377,7	1396,6	1113,4	1184,2
	максимальное потребление мощности	МВт	165	187	180,7	152,3	162
АО «АК Транснефть»							
АО «Гранснефть-Сибирь»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	75,8	98,9	140,7	155,8	154,5
	максимальное потребление мощности	МВт	13,3	27,4	21,3	24,5	31,3
ООО «Лукойл-Западная Сибирь»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	165	187	180,7	152,3	162
	максимальное потребление мощности	МВт	48,9	72,3	178,8	254,6	248,1

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки и оценка пропускной способности крупных узлов нагрузки за последние 5 лет.

2.4.1. ЭЭС ЯНАО.

Сводные данные по динамике изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО приведены в таблице 5 и на схеме 5.

Таблица 5

Динамика изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО за период 2015–2019 годы, МВт

Наименование показателя	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6
Максимум потребления	1 462	1 555	1 495	1 371	1 385
Ноябрьские электрические сети	1 129	1 174	1 167	956	971
Северные электрические сети	333	381	328	415	414

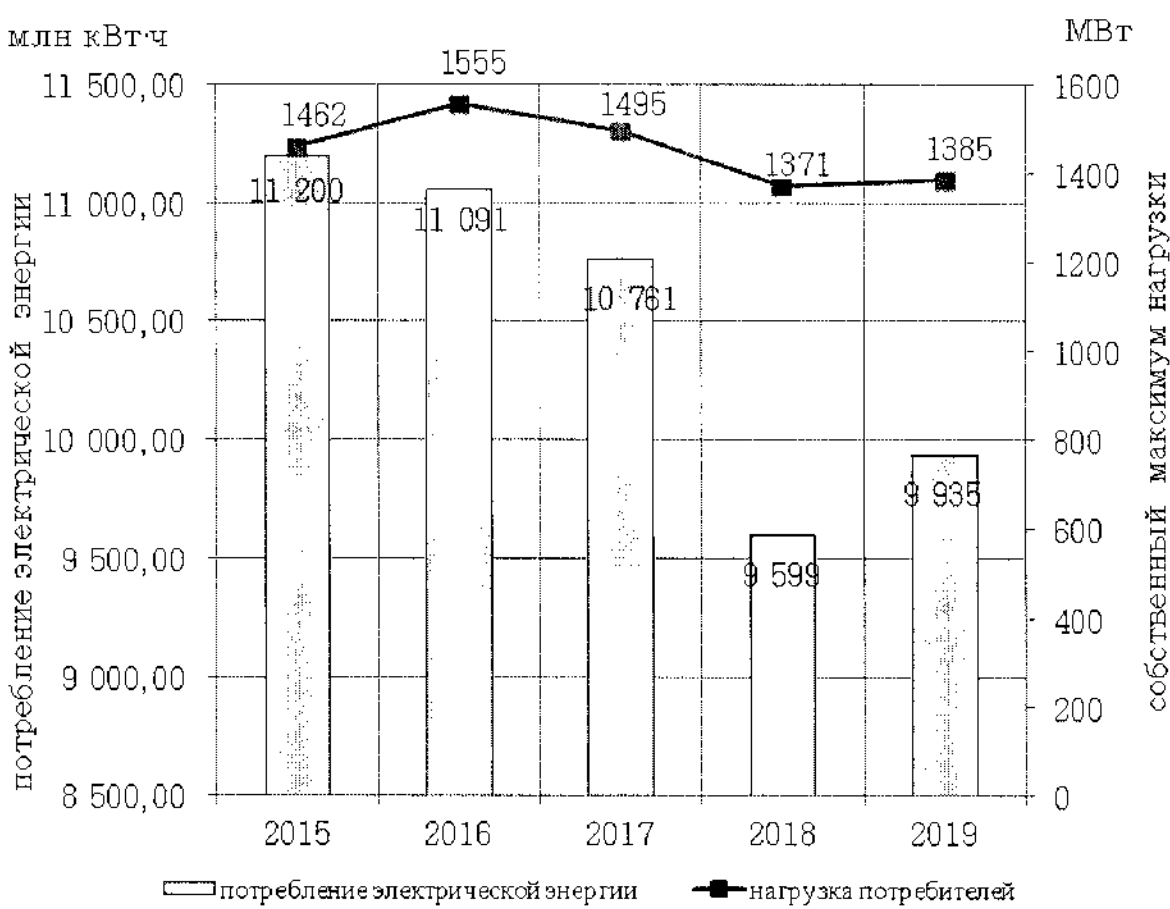


Схема 5. Динамика изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок Тюменской области, ХМАО и ЯНАО за период 2015–2019 годы

2.4.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.

Сводные данные по динамике изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, приведены в таблице 6.

Динамика изменения максимумов потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за 2015 – 2019 годы, МВт

Муниципальное образование	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6
Город Лабытнанги	27	27,9	27,9	23	23
Приуральский район	12,7	13,8	13,2	13,4	16,6
Ямальский район	13,6	14	12,9	12,6	11,5
Тазовский район	11,8	23,8	22,3	22,3	18,9
Красноселькупский район	6,5	6,5	6,5	6,2	6,2
Надымский район	2,3	1,8	2	2	2
Пуровский район	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5
Шурышкарский район	10,2	10,1	10,1	10,2	10,2
Итого	85,3	99,4	96,4	91,2	89,9

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

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

Таблица 7

Установленная тепловая мощность источников теплоснабжения
МО ЯНАО на 01.01.2020

№ 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	16	281,34	газ, нефть, ДТ
3	Город Муравленко	6	320,64	газ
4	Город Ноябрьск	23	847,7	газ, попутный газ
5	Город Новый Уренгой	15	1366,54	газ, СГК
6	Город Салехард	37	319,54	газ, ДТ

1	2	3	4	5
7	Красноселькупский район	8	58,73	газ, SGK, ДТ, дрова
8	Надымский район	32	878,44	газ, SGK, ДТ
9	Приуральский район	11	195,35	газ, ДТ
10	Пуровский район	26	383,59	газ, SGK, нефть
11	Тазовский район	14	142,18	газ, SGK, нефть
12	Шурышкарский район	18	77,80	ДТ, уголь
13	Ямальский район	18	136,09	газ, ДТ

Таблица 8

Выработка тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения
по МО ЯНАО за период 2015 – 2019 годов, тыс. Гкал

№ п/п	Муниципальное образование	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6	7
1	Город Губкинский	384	383	378	386	375
2	Город Лабытнанги	261	361	354	372	361
3	Город Муравленко	492	474	445	440	398
4	Город Новый Уренгой	1 555	1 548	1 560	1 593	1 495
5	Город Ноябрьск	1 274	1 282	1 748	1 863	1 835
6	Город Салехард	507	477	519	543	530
7	Красноселькупский район	112	123	118	120	115
8	Надымский район	1 219	1 233	1 132	1 166	1 177
9	Приуральский район	167	169	166	175	171
10	Пуровский район	580	564	566	593	588
11	Тазовский район	194	181	181	208	189
12	Шурышкарский район	79	75	75	82	76
13	Ямальский район	167	160	175	179	172

На схемах 6 и 7 представлены данные о выработке тепловой энергии в крупных городах и районах ЯНАО соответственно.

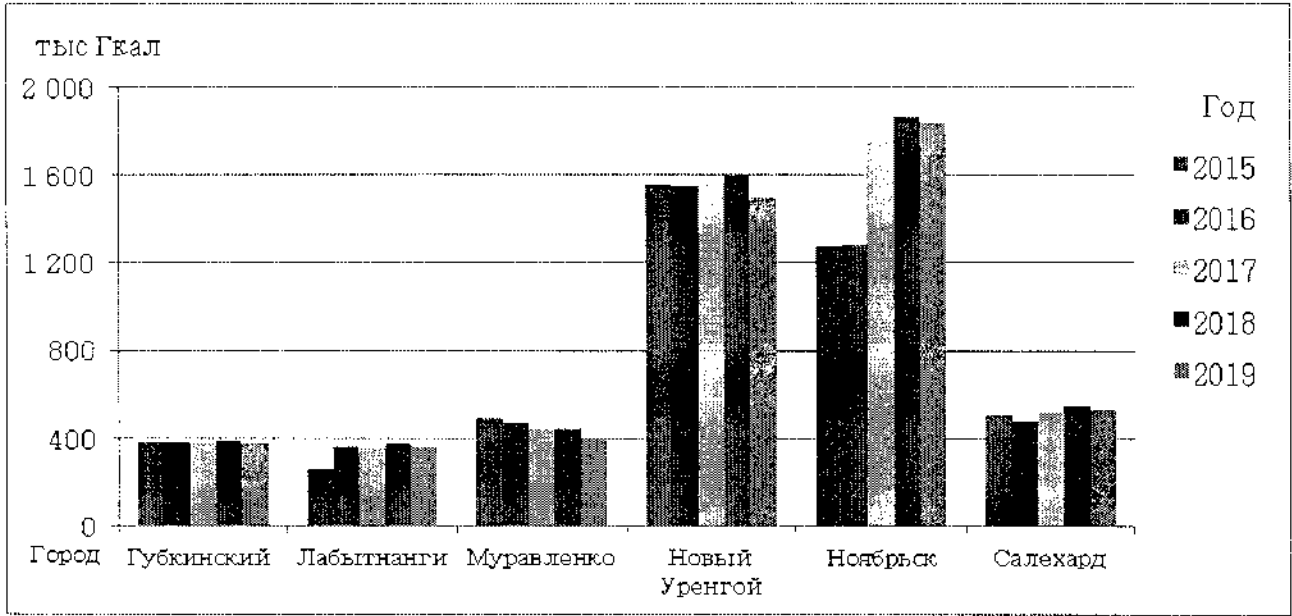


Схема 6. Выработка тепловой энергии в крупных городах ЯНАО за период 2015 – 2019 годов

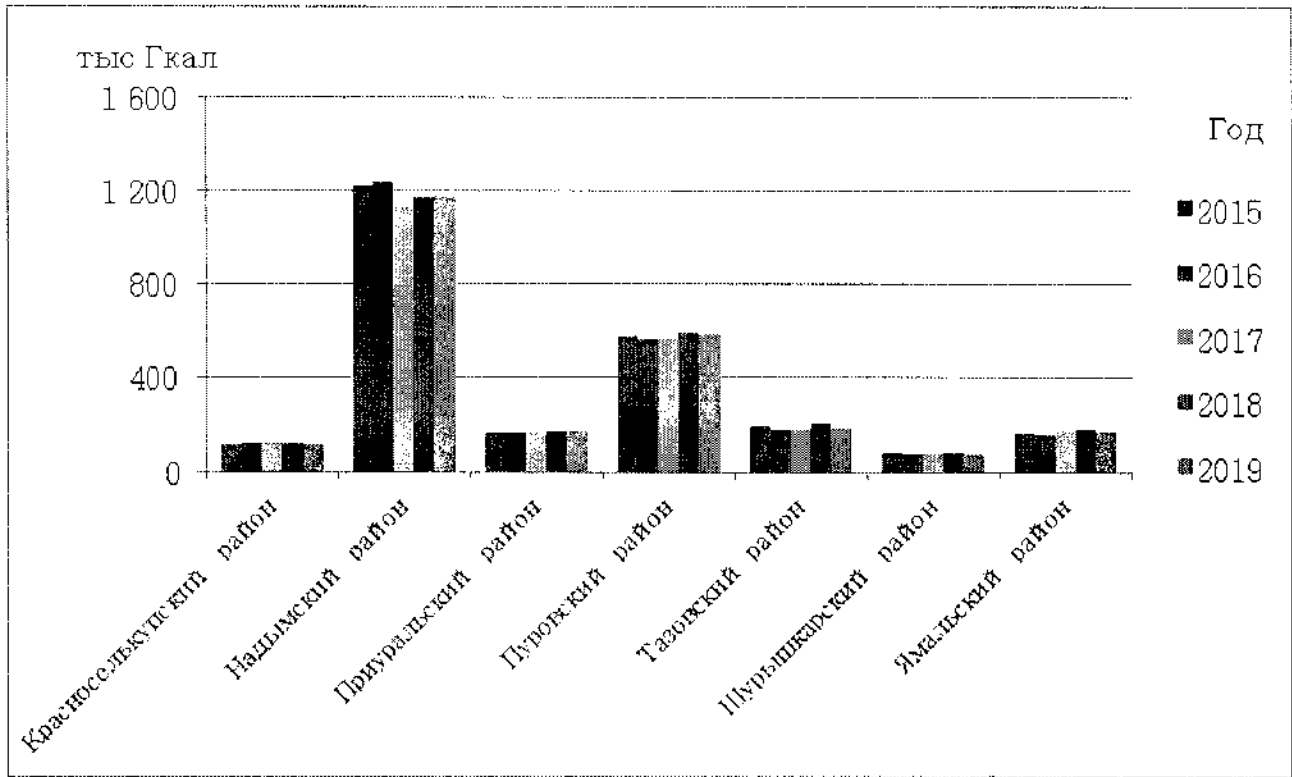


Схема 7. Выработка тепловой энергии в районах ЯНАО за период 2015 – 2019 годов

По схеме 6 видно, что наибольшая выработка приходится на г. Новый Уренгой и г. Ноябрьск, в 2019 году её величина составляет 1 495 и 1 835 тыс. Гкал соответственно. Среди районов на схеме 7 показано, что самая большая выработка тепловой энергии приходится на Надымский район и в 2019 году она составила 1 177 тыс. Гкал.

Динамика потребления и структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения МО ЯНАО за период 2015 – 2018 годов представлена в таблице 8-1.

Таблица 8-1

Динамика потребления и структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения МО ЯНАО за период 2015 – 2018 годов*, тыс. Гкал

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1	2	3	4	5
Выработка теплоэнергии	7 079	7 228	7 424	7 760
Отпущено теплоэнергии потребителям, в т.ч.:	5 939	5 817	5 897	6 126
населению	3 617	3667	3592	3754
бюджетным организациям	768	788	814	844
предприятиям на производственные нужды	191	188	119	127
прочим организациям	1 363	1 174	1 372	1 401

* Данные за 2019 год не приведены ввиду отсутствия статистической информации

Структура отпуска тепловой энергии потребителям в системах централизованного теплоснабжения за период 2015 – 2018 годов представлена на схеме 8.

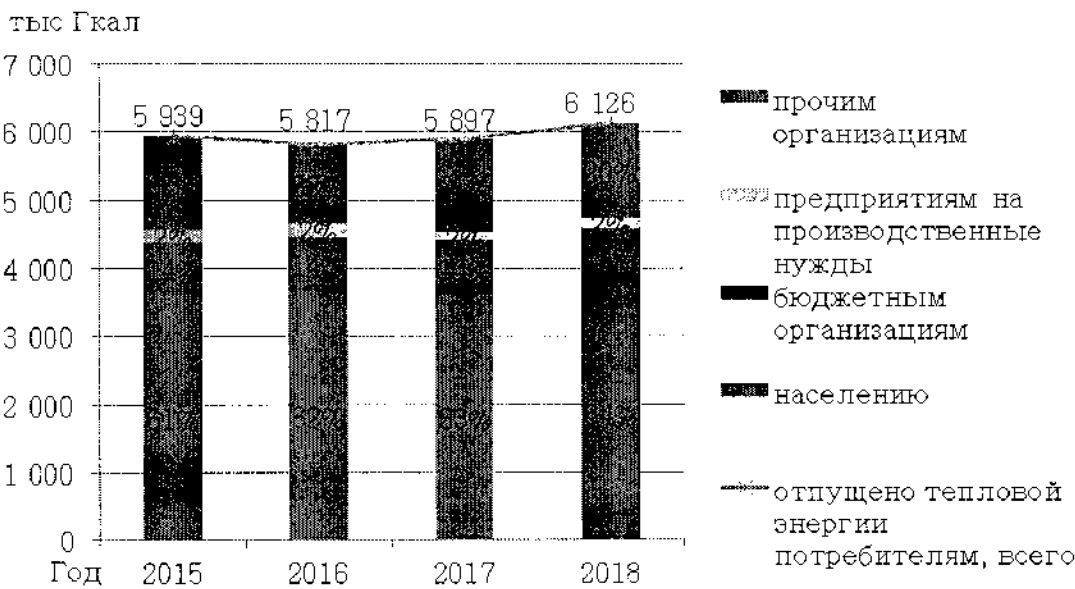


Схема 8. Структура отпуска тепловой энергии потребителям в системах централизованного теплоснабжения за период 2015 – 2018 годов

2.6. Перечень основных потребителей тепловой энергии в ЯНАО.

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

Таблица 9

Перечень крупных потребителей тепловой энергии на территории ЯНАО
по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Потребитель тепловой энергии	Муниципальное образование
1	2	3
1	ГБУЗ ЯНАО «Ноябрьская центральная городская больница»	город Ноябрьск
2	АО «Газпромнефть-ННГ»	
3	ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз геофизика»	
4	Филиал АО «Россети Тюмень» Ноябрьские электрические сети	
5	ООО «Ноябрьская центральная трубная база»	
6	ООО «Ноябрьскнефтеспецстрой»	
7	ООО «НоябрьскНефтеГазАвтоматика»	
8	ООО «Ноябрьскэнергонепфть»	
9	ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»	
10	ООО «ЯмалСервисЦентр»	
11	ОАО «Дорожно-эксплуатационное хозяйство»	город Муравленко
12	ООО «Борец-Муравленко»	
13	АО «Муравленковское предприятие городских электрических сетей»	
14	ООО «Муравленковская транспортная компания»	
15	МБУ «Центр организации и проведения спортивных мероприятий «Ямал»	
16	МАДОУ ЦРР ДС «Дельфин»	
17	ГУ «6 ПЧ ФПС по ЯНАО»	
18	ГОУ СПО ЯНАО «Муравленковский многопрофильный колледж»	
19	ООО «Муравленковская транспортная компания»	
20	ООО «Газпромтранс»	город Лабытнанги
21	ООО «Газпром добыча Уренгой»	город Новый Уренгой
22	ГБУЗ ЯНАО «Новоуренгойская	

1	2	3
	центральная городская больница»	город Салехард
23	ООО «Газпром добыча Ямбург»	
24	ГУП ЯНАО «Ямалавтодор»	
25	ГУ ОГТРК «Ямал-Регион»	Пуровский район
26	ГБУЗ ЯНАО «Таркосалинская центральная районная больница»	
27	ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	
28	МБОУ «Новопортовская школа-интернат имени Л.В. Лапцуня»	Ямальский район
29	МАОУ «Тллькинская школа-интернат среднего общего образования»	Красноселькупский район
30	МОУ Школа с. Аксарка	Приуральский район

2.7. Структура установленной электрической мощности на территории ЯНАО.

Большая часть вырабатываемой электроэнергии на территории ЯНАО производится на тепловых электростанциях (далее – ТЭС). Наиболее крупными объектами генерации ЭЭС ЯНАО являются Уренгойская ГРЭС, Ноябрьская ПГЭ и Новоуренгойская ГТЭС. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01.01.2020 составляет 1 032,67 МВт. Кроме того, на территории ЯНАО размещено большое количество автономных источников электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией промышленные предприятия и энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России. Сводные данные по установленной мощности и типам генерирующих установок приведены в таблице 10.

Таблица 10

Состав существующих электростанций, работающих в составе ЭЭС ЯНАО, с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4
1	Уренгойская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	529,7
2	Ноябрьская ПГЭ	ООО «НПГЭ»	119,6
3	ПЭС Уренгой	ПАО «Передвижная энергетика»	72
4	ПЭС Надым	ООО «Северная ПЛЭС»	24
5	Ямбургская ГТЭС	ООО «Газпром добыча	72

1	2	3	4
		Ямбург»	
6	Харвутинская ГТЭС	ООО «Газпром добыча Ямбург»	10
7	ГТЭС Песцовая	ООО «Газпром добыча Уренгой»	15
8	ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	«Вынгапуровский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	9
9	ГТЭС Юрхаровского НГКМ	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	8
10	Новоуренгойская ГТЭС	ООО «НГХК»	120
11	ГТЭС Обдорск	АО «Салехардэнерго»	39,4
12	ТЭС Салехард	АО «Салехардэнерго»	14
Итого по электростанциям			1 032,7

Большая часть генерирующих установок на территории ЯНАО находится в собственности генерирующих компаний и крупных потребителей электроэнергии. Самой крупной генерирующей компанией на территории ЯНАО по установленной мощности является АО «Интер РАО – Электрогенерация». Наиболее крупными собственниками генерирующей мощности среди крупных потребителей электроэнергии являются АО «СибурТюменьГаз», ООО «Газпром добыча Ямбург» и ООО «Газпром трансгаз Югорск». Структура установленной мощности по видам собственности приведена на схеме 9.

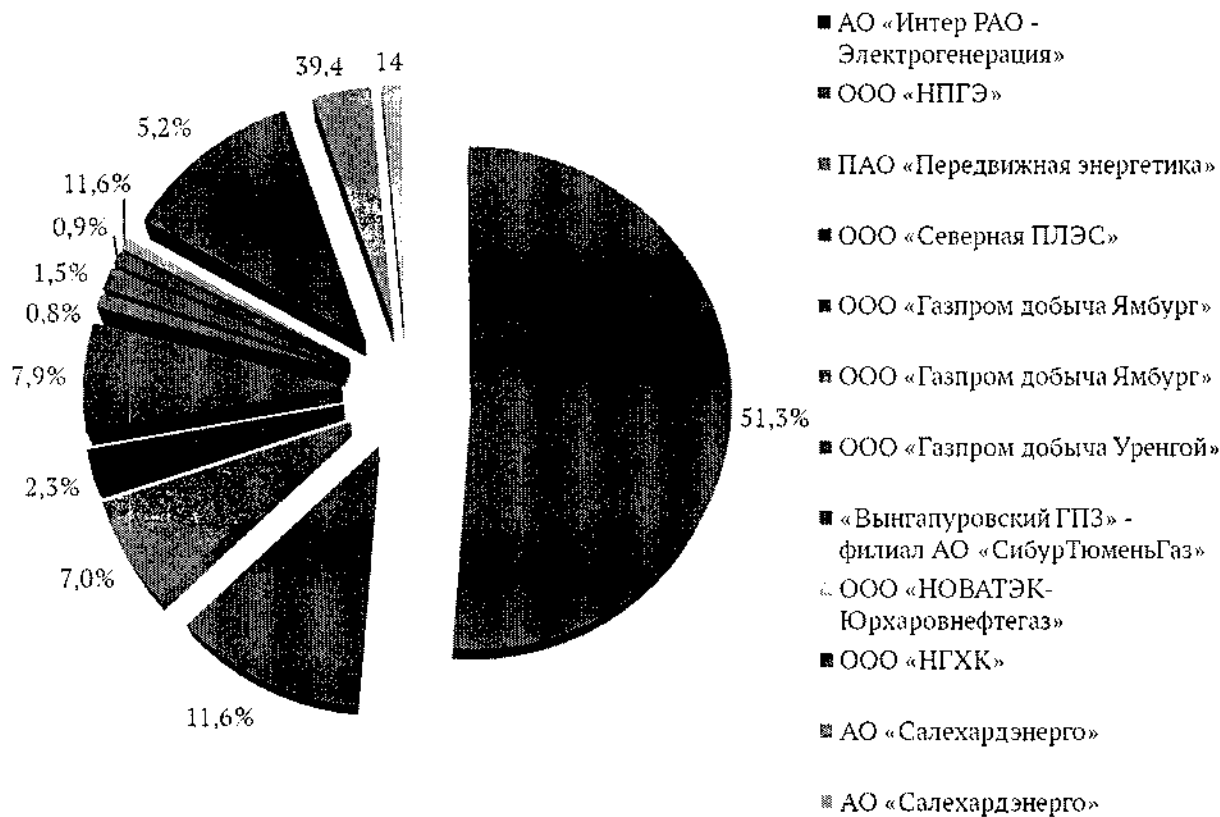


Схема 9. Структура установленных мощностей электростанций ЭС ЯНАО по видам собственности по состоянию на 01.01.2020

Таблица 11

Состав генерирующего оборудования электростанций, работающих параллельно с ЕЭС России, по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип оборудо- вания	Год ввода в эксплуа- тацию	Установ- ленная мощ- ность, МВт
1	2	3	4	5	6
1	Уренгойская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	всего по электростанции			529,7
		1Г-ПТ	ПГУ	2012	164,1
		1Г-1ГТ	ПГУ	2012	170,1
		1Г-2ГТ	ПГУ	2012	171,5
		ПРТЭЦ № 1	ПСУ	1992	12
		ПРТЭЦ № 2	ПСУ	1990	12
2	Ноябрьская ПГЭ (ООО «НПГЭ»)	всего по электростанции			119,6
		1Г ГТ	ПГУ	2010	40,6
		1Г ПТ	ПГУ	2010	18,9
		2Г ГТ	ПГУ	2010	41,1

1	2	3	4	5	6
		2Г ИГ	ПГУ	2010	18,9
3	ПЭС Уренгой (ПАО «Передвижная энергетика»)	всего по электростанции			72
		№1	ГТУ	1988	12
		№2	ГТУ	1988	12
		№3	ГТУ	1986	12
		№4	ГТУ	2001	12
		№5	ГТУ	2001	12
		№6	ГТУ	1987	12
4	ПЭС Надым (ООО «Северная ПЛЭС»)	всего по электростанции			24
		Г1-05	ГТУ	2001	12
		Г2-05	ГТУ	2001	12
5	Ямбургская ГТЭС (ГТЭС-72, ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			72
		№1	ГТУ	1998	12
		№2	ГТУ	2001	12
		№3	ГТУ	1992	12
		№4	ГТУ	1992	12
		№5	ГТУ	1992	12
		№6	ГТУ	1992	12
6	Харвутинская ГТЭС (ГТЭС-15, ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			10
		№1	ГТУ	2007	2,5
		№2	ГТУ	2007	2,5
		№3	ГТУ	2007	2,5
		№4	ГТУ	2007	2,5
7	ГТЭС Юрхаровского НКМ (ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»)	всего по электростанции			8
		КГТЭС-1500 № 1	ГТУ	2003	1,5
		КГТЭС-1500 № 2	ГТУ	2004	1,5
		ГТЭС-2,5 № 3	ГТУ	2008	2,5
		ГТЭС-2,5 № 4	ГТУ	2014	2,5
8	ГТЭС Песцовая (ГТЭС-15, ООО «Газпром добыча Уренгой»)	всего по электростанции			15
		№1	ГТУ	2006	2,5
		№2	ГТУ	2006	2,5
		№3	ГТУ	2006	2,5
		№4	ГТУ	2006	2,5
		№5	ГТУ	2006	2,5
		№6	ГТУ	2006	2,5
9	ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ («Вынгапуровский ГПЗ» – филиал АО	всего по электростанции			9
		№1	ГПУ	2013	1,8
		№2	ГПУ	2013	1,8
		№3	ГПУ	2013	1,8
		№4	ГПУ	2013	1,8

1	2	3	4	5	6
	«Сибур-ТюменьГаз»)	№5	ГПУ	2016	1,8
10	Новоуренгойская ГТЭС (ООО «НГХК»)	всего по электростанции			120
		1Г-1ГТ	ПГУ	2017	40
		1Г-2ГТ	ПГУ	2017	40
		1Г-ПТ	ПГУ	2017	40
11	ГТЭС Обдорск (АО «Салехардэнерго»)	всего по электростанции			39,4
		ГТГ-№1	ГТУ	2001	12
		ГТГ-№2	ГТУ	2001	12
		ГТГ-№3	ГТУ	2004	15,4
12	ТЭС Салехард (АО «Салехардэнерго»)	всего по электростанции			14
		ГПА-№1	ГПУ	2009	1,75
		ГПА-№2	ГПУ	2009	1,75
		ГПА-№3	ГПУ	2009	1,75
		ГПА-№4	ГПУ	2009	1,75
		ГПА-№5	ГПУ	2009	1,75
		ГПА-№6	ГПУ	2009	1,75
		ГПА-№7	ГПУ	2009	1,75
		ГПА-№8	ГПУ	2009	1,75
Итого по ЭС ЯНАО					1 032,7

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

Данные по составу генерирующего оборудования электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, приведены в таблице 12 и таблице 13.

Таблица 12

Состав генерирующего оборудования автономных источников электроснабжения крупных промышленных предприятий по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование потребителя/ электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6
1	ООО «Газпром добыча Ямбург»	всего по предприятию			94,5
1.1	ГТЭС-22,5	9 агр. x 2,5	ГТУ	2002, 2005	22,5
1.2	ГТЭС-24	4 агр. x 6	ГТУ	2002, 2003	24
1.3	ГТЭС-48	4 агр. x 12	ГТУ	2018	48

1	2	3	4	5	6
2	ООО «Газпром добыча Надым»	всего по предприятию			125
2.1	Ямсовейское НГКМ	6 агр. х 2,5	ГТУ	1996, 2003	15
2.2	Юбилейное НГКМ	6 агр. х 2,5	ГТУ	2000, 2004	15
2.3	ЭСН-1 Бованенковское НГКМ	10 агр. х 2,5	ГТУ	2008, 2012, 2016	25
2.4	ЭСН-2 Бованенковское НГКМ	2 агр. х 12	ГТУ	2016	24
2.5	ЭСН-3 Бованенковское НГКМ	6 агр. х 6	ГТУ	2010	36
2.6	ЭСН-4 Харасавэйское ГКМ	4 агр. х 2,5	ГТУ	2008	10
3	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	всего по предприятию			201,5
3.1	Ямбургское ЛПУ	34 агр.	ГТУ, ДЭС	1986 – 2016	36,5
3.2	Ныдинское ЛПУ МГ	15 агр.	ГТУ, ДЭС	1986 – 2016	21,8
3.3	Новоуренгойское ЛПУ МГ	13 агр.	ГТУ, ДЭС	1983 – 2015	14,8
3.4	Пуровская ГКС (Новоуренгойское ЛПУ МГ)	6 агр.	ГТУ, ДЭС	1985 – 2009	10
3.5	Правохеттинское ЛПУ (Новоуренгойское ЛПУ МГ)	16 агр.	ГТУ, ДЭС	1983 – 2016	22,4
3.6	Пангодинское ЛПУ МГ	13 агр.	ГТУ, ДЭС	1983 – 2014	15,4
3.7	Хасырейская н/п (Пангодинское ЛПУ МГ)	4 агр.	ГТУ, ДЭС	1984 – 2010	6,5
3.8	Ягельное ЛПУ МГ	14 агр.	ГТУ, ДЭС	1984 – 1999	18,1
3.9	Приозерное ЛПУ МГ	17 агр.	ГТУ, ДЭС	1983 – 2016	23,3
3.10	Надымское ЛПУ МГ	12 агр.	ГТУ, ДЭС	1976 – 2011	18,5
3.11	Лонг-Юганское ЛПУ	11 агр.	ГТУ, ДЭС	1986 – 2013	14,2

1	2	3	4	5	6
4	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	всего по предприятию			22
4.1	ЭСН «Вяртсиля» КС Пуртазовская Ново- Уренгойского ЛПУМГ	4 агр. х 5,5	ДЭС	2003	22
5	ООО «РН- Пурнефтегаз»	всего по предприятию			52,4
5.1	ЭСН УГ Тарасовского месторождения	6 агр. х 8,73	ГПГУ	2009	52,4
6	ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь» - ТПП «Ямалнефтегаз»	всего по предприятию			51,9
6.1	ЭСН УКПГ (Находкинский газовый промысел)	4 агр. х 1,35	ГПГУ	2005	5,4
6.2	ЭСН ГКС (Находкинский газовый промысел)	6 агр. х 1,75	ГПГУ	2013	10,5
6.3	ГТЭС-36 (Пяяхинское месторождение)	6 агр. х 6	ГТУ	2009, 2016	36
7	ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь» - ТПП «Когалымнефтегаз»	всего по предприятию			14
7.1	ГТЭС-14 (Северо- Губкинское месторождение)	2 агр. х 4, 1 агр. х 6	ГТУ	2001, 2007	14
8	ООО «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз»	всего по предприятию			29,4
8.1	ГПЭС Холмистого месторождение	4 агр. х 1	ДЭС	2008	4
		7 агр. х 0,9, 1 агр. х 1,03	ГПГУ	2008	7,3
8.2	ГПЭС Чатылькинское месторождение	6 агр. х 1	ДЭС	2008	6
		10 агр. х 0,9, 3 агр. х	ГПГУ	2008	12,1

1	2	3	4	5	6
		1,03			
9	ПАО «НОВАТЭК»	всего по предприятию			7,2
9.1	Таркосаленфтегаз	4 агр. x 1,8	ГТУ	2010	7,2
9.2	АО «РИТЭК»	всего по предприятию			19,5
9.3	ГПЭС Сандибинского месторождение	3 агр. x 1,5	ГПУ	2014	4,5
9.4	ГПЭС-1 Средне- Хулымского месторождение	5 агр. x 1,5	ГПУ	2005, 2006	7,5
9.5	ГПЭС-2 Средне- Хулымского месторождение	5 агр. x 1,5	ГПУ	2007	7,5
10	АО «Тюменнефтегаз»	всего по предприятию			6,5
10.1	ГПГУ Тюменнефтегаз	4 агр. x 1,1, 2 агр. x 1,03	ГПГУ	2017, 2018	6,5
11	ООО «Газпромнефть- Ямал»	всего по предприятию			123,2
11.1	ГТЭС Новый порт	6 агр. x 16	ГТУ	2017, 2018	96
11.2	Нефтяная электростанция	9 агр. x 1,65	ГДГ	2016	14,9
11.3	ГПЭС	8 агр. x 1,54	ГПУ	2013	12,3
12	ООО «Бурэнерго»	всего по предприятию			33,8
12.1	ГПЭС		ГПУ	2018	33,8
Итого по автономным электростанциям промышленных предприятий					761,4

Таблица 13

Состав генерирующего оборудования автономных источников электроснабжения населенных пунктов ЯНАО с децентрализованным электроснабжением по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование электростанции	Сведения об агрегатах	Тип оборудо- вания	Год ввода в эксплуатацию	Установ- ленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6
Город Лабытнанги					
1	ПЭС Лабытнанги	4 агр. x 12, 2 агр. x 4, 4	ГТУ	1974, 1976, 1979, 1982,	66

1	2	3	4	5	6
		агр. х 2,5		1983, 1984, 1994, 2010, 2014	
Шурышкарский район					
2	Село Мужы	6 агр. х 1,6	ДЭС	2014	9,6
Ямальский район					
3	Село Яр-Сале	8 агр. х 1,11, 2 агр. х 1,9	ДЭС	2006–2016	12,6
4	Село Мыс Каменный	3 агр. х 1,5, 2 агр. х 0,5	ГПУ	2016–2018	5,5
5	Село Сеяха	2 агр. х 1, 2 агр. х 2	ДЭС	2014	6
Тазовский район					
6	Поселок Тазовский	9 агр. х 1,5	ГПУ	2017–2019	13,5
7	Село Газ-Сале	1 агр. х 2, 2 агр. х 1,5	ГПУ	2017	5,11
Красноселькупский район					
8	Село Красноселькуп	9 агр. х 0,8	ДЭС	1978–2017	7,4
Приуральский район					
9	Село Аксарка	4 агр. х 1,5	ГПГУ	2011, 2012	6,0
		2 агр. х 1,5	ГПУ	2004	3,0
		2 агр. х 0,8	ДЭС	2017	1,6
10	Село Белоярск	5 агр. х 1, 3 агр. х 0,8	ДЭС	1995, 2018, 2019	7,6
11	Поселок городского типа Харп	2 агр. х 3,047, 2 агр. х 2,433	ТЭС	2010	10,9
		2 агр. х 1, 1 агр. х 0,2	ДЭС	2010	2,2

Автономные электростанции, обеспечивающие электроснабжение населенных пунктов ЯНАО, не имеющих связи с ЕЭС России, в основном, находятся в ведении АО «Ямалкоммунэнерго». Ниже приведены прочие собственники автономных электростанций по состоянию на 01.01.2020:

- город Лабытнанги (ГЭС Лабытнанги) – ПАО «Передвижная энергетика»,

- село Красноселькуп (9 агрегатов суммарной установленной мощностью 7,4 МВт) – ООО Энергетическая компания «ТВЭС»,

- село Аксарка (4 агрегата суммарной установленной мощностью 6 МВт) – ООО «Геолог-Инвест»;

- поселок гордского типа Харп (4 агрегата суммарной установленной мощностью 10,96 МВт – ОАО «Харп-Энерго-Газ».

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

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЭЭС ЯНАО по видам собственности за рассматриваемый ретроспективный период 2015 – 2019 годов приведена в таблице 14 и на схеме 10.

Таблица 14

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЭЭС ЯНАО по видам собственности за период 2015 – 2019 годов

Наименование электростанции	Единица измерения	Год				
		2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	млн кВт·ч	2 922,5	3 430,3	3 345,6	3 281,2	4 037,7
	%	64,3	70,2	69,4	68,1	71,3
ООО «Ноябрьская ПГЭ»	млн кВт·ч	1 014,0	922,6	920,0	965,5	965,6
	%	22,3	18,9	19,1	20	17
ООО «Северная ШОС»	млн кВт·ч	163,7	166,7	160,8	133,5	146,8
	%	3,6	3,4	3,3	2,8	2,6
ПАО «Передвижная энергетика»	млн кВт·ч	119,3	70,5	51,9	49,8	30
	%	2,6	1,4	1,1	1,0	0,5
ООО «Газпром добыча Ямбург»	млн кВт·ч	250,7	202,2	210,2	200,6	213,9
	%	5,5	4,1	4,4	4,2	3,8
ООО «Газпром добыча Уренгой»	млн кВт·ч	16,1	18,2	23,4	25,9	28,1
	%	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	млн кВт·ч	43,6	33,7	36,8	42,7	40,3
	%	1,0	0,7	0,8	0,9	0,7
АО «Сибур Тюменский Газ» Вынгапуровский ГПЗ»	млн кВт·ч	-	-	35,1	34,6	34,8
	%	-	-	0,7	0,7	0,6
АО «Салехардэнерго»	млн кВт·ч	-	-	-	50,3	166,3
	%	-	-	-	1,0	2,9
Итого по энергосистеме ЯНАО	млн кВт·ч	4 546,5	4 886,7	4 819,2	4 820,2	5 663,5

За отчетный период 2015 – 2019 годов наибольший объем электрической энергии (около 64 – 71% от суммарного производства электрической энергии электростанциями ЭС ЯНАО) был произведен на Уренгойской ГРЭС, собственником которой является АО «Интер РАО – Электрогенерация». Следующая электростанция по объему производства электрической энергии – Ноябрьская ПГЭ (ООО «Ноябрьская ПГЭ»), на которой за отчетный период было произведено 17 – 22% электроэнергии. На электростанциях, принадлежащих предприятиям компании ПАО «Газпром», произведено около

5 – 6% от суммарного производства электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО.

Суммарная выработка электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО в 2019 году по отношению к 2015 году увеличилась на 1 117 млн кВт·ч (на 19,7%) и составила 5 663,5 млн кВт·ч.

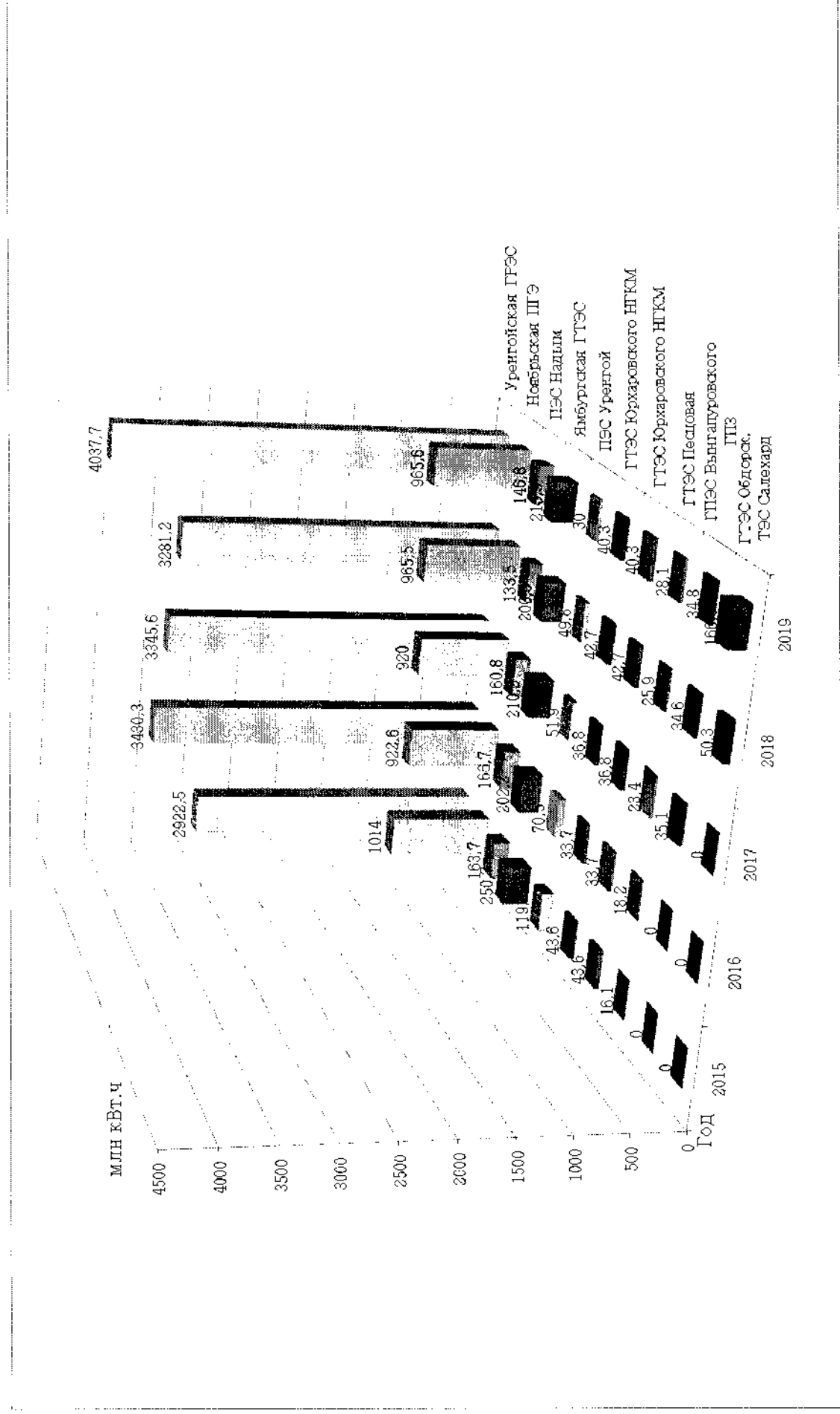


Схема 10. Структура выработки электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО по видам собственности за 2015 – 2019 годы

Структура выработки электрической энергии ЭЭС ЯНАО по типам электростанций за рассматриваемый ретроспективный период 2015 – 2019 годов приведена в таблице 15 и на схеме 11.

Таблица 15

Структура выработки электрической энергии ЭС ЯНАО по типам электростанций за период 2015 – 2019 годов

Тип электростанции	Показатель	Год				
		2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7
Парогазовые электростанции*	млн кВт·ч	3 936,5	4 374,7	4 277,5	4 246,7	5 003,6
	%	86,6	89,5	88,8	88,1	88,3
Газотурбинные электростанции	млн кВт·ч	610	512	506,6	526	660,2
	%	13,4	10,5	10,5	10,9	11,6
Итого по энергосистеме ЯНАО	млн кВт·ч	4 546,5	4 886,7	4 819,2	4 820,1	5 663,5

* В том числе Уренгойская ГРЭС.

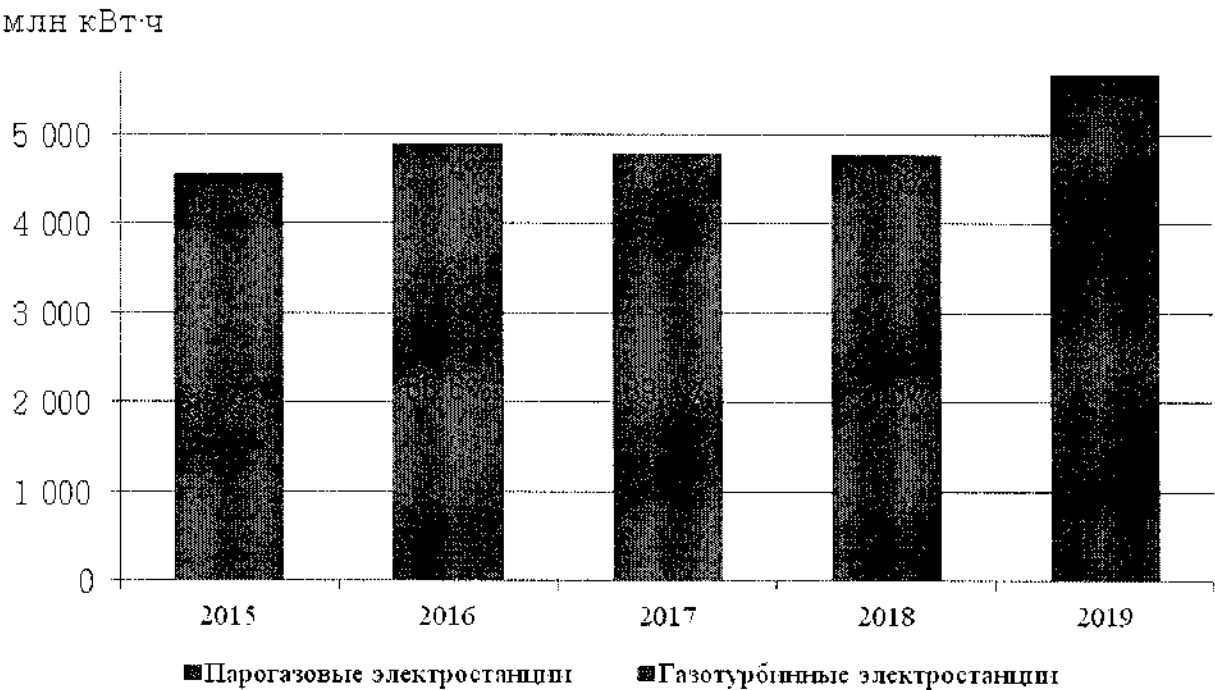


Схема 11. Структура выработки электрической энергии ЭС ЯНАО по типам электростанций за 2015 – 2019 годы

Наибольшая доля электрической энергии вырабатывается на парогазовых электростанциях (Уренгойская ГРЭС и Ноябрьская ПГЭ) – около 87 – 89% от суммарной выработки электростанций ЭЭС ЯНАО. Газотурбинными электростанциями вырабатывается около 11 – 13% от суммарной выработки электростанций ЭЭС ЯНАО.

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

ЭЭС ЯНАО является дефицитной как по мощности, так и по электроэнергии. В течение отчётного пятилетнего периода покрытие потребностей за счёт собственных источников не изменилось.

Балансы электрической мощности и электроэнергии ЭЭС ЯНАО за отчетный период приведены в таблицах 16 и 17 и схемах 12 и 13 соответственно.

Таблица 16

Фактический баланс мощности по территории ЭЭС ЯНАО на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО за период 2015 – 2019 годов, МВт

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6
Покрытие					
Установленная мощность, в т. ч.	725,6	719,5	720,2	692,7	743
Уренгойская ГРЭС	492,2	528,3	518,1	520,1	520
Ноябрьская ПГЭ	130,7	120,3	120,5	84,8	126
ПЭС Надым	11,7	22,5	22,5	21,7	22
ПЭС Уренгой	49	9,8	10,8	11	10
Ямбургская ГТЭС	31,4	29,7	29,4	30,5	26
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	5,4	3,9	5,6	5,4	5
ГТЭС Песцовая	2,4	2	3,3	3,5	4
ГТЭС Харвутинская	2,8	3	3	3	3
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	–	–	7	7	7
Новоуренгойская ГТЭС	–	–	–	0,0	0,0
ГТЭС Обдорск	–	–	–	1	15
ТЭС Салехард	–	–	–	4,7	5
Максимум нагрузки	1462	1555	1495	1371	1385
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение, «-» избыток -- выдача)	736,4	835,5	774,8	678,3	642

Таблица 17

Балансы электрической энергии за период 2015 – 2019 годов, млн кВт·ч

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6

1	2	3	4	5	6
Электропотребление	11 200,2	11 056,2	10 761,9	9 599,4	9935,9
Выработка электроэнергии	4 546,5	4 886,7	4 819,2	4 820,2	5663,5
Сальдо перетоков («+» получение, «-» выдача)	6 653,7	6 169,5	5 942,7	4 779,2	4 272,4



Схема 12. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО
за период 2015 – 2019 годов

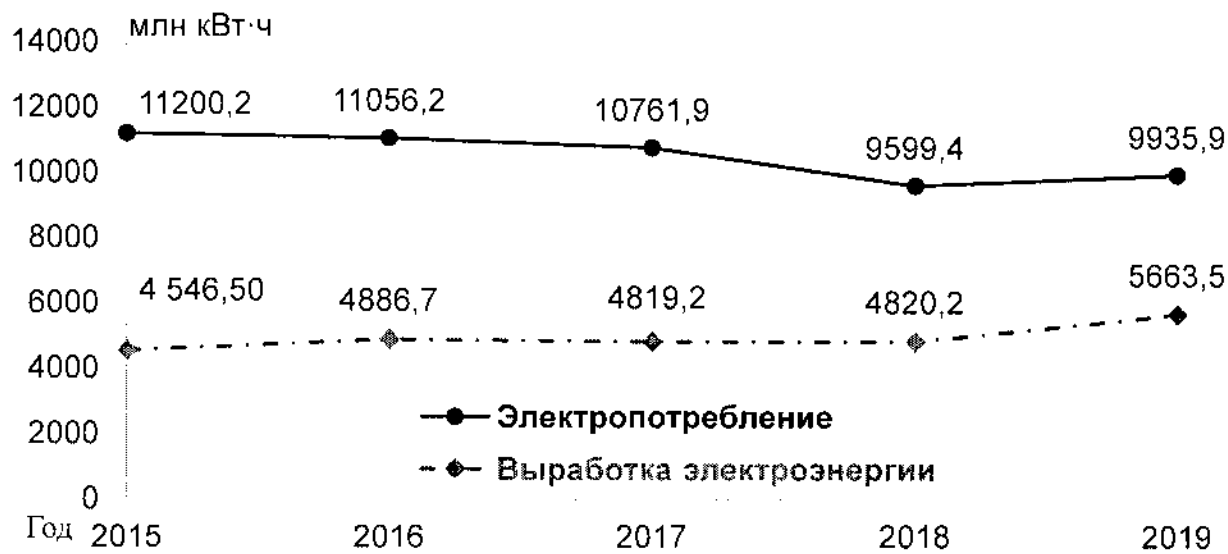


Схема 13. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО
за период 2015 – 2019 годов

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

В таблице 18 приведены показатели энерго- и электроэффективности экономики ЯНАО за 2015 – 2019 годы на основании данных органов государственной статистики.

Основные показатели энерго- и электроэффективности за 2015 – 2019 годы

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6
ВРП, млрд руб.	1 791,8	1 963,	2 461,4	2 025,5	2 461,4
Электропотребление, млн кВт·ч	11 200,2	11 056,2	10 761,9	9 599,4	9 935,9
Объем потребленных ТЭР, тыс. т у.т.	14 049	14 468	14 374	14 468	14 374
Численность населения, тыс. чел.	539,9	534,1	536	540	542,7
Электроемкость ВРП, кВт·ч/руб.	6,3	5,6	4,4	4,7	4
Энергоемкость ВРП, т у.т./млн руб.	7,8	7,4	5,8	7,1	5,8
Потребление электроэнергии на душу населения, тыс. кВт·ч/чел.	20,7	20,7	20,1	17,8	18,3

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 2016 – 2019 годах объясняется в первую очередь инфляцией.

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

Электросетевое хозяйство 110 кВ и выше ЯНАО работает в составе синхронизированной с ЕЭС России части ЭЭС ЯНАО. Основными эксплуатирующими организациями являются ЯНПМЭС, АО «Россети Тюмень», а также крупные промышленные предприятия добычи и транспортировки полезных ископаемых и обрабатывающих производств.

Сводные данные по установленной мощности и количеству трансформаторов/автотрансформаторов (далее – Т/АТ) ПС 110 кВ и выше представлены в таблице 19 с учетом номинального напряжения и эксплуатирующей организации.

На схеме 14 приведена структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

Таблица 19

Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО

Наименование показателя	Количество ПС, шт.	Количество Т/АТ, шт.	Установленная мощность Т/АТ, МВА
1	2	3	4
Всего, в т.ч.	179	370	14 319
По номинальному напряжению			
500 кВ	3	21	3 340
220 кВ	16	45	4 798
110 кВ	160	304	6 181

По эксплуатирующим организациям			
МЭС Урала	18	68	8 048
АО «Россети Тюмень»	116	209	4 741
Промышленные предприятия	50	93	1 529

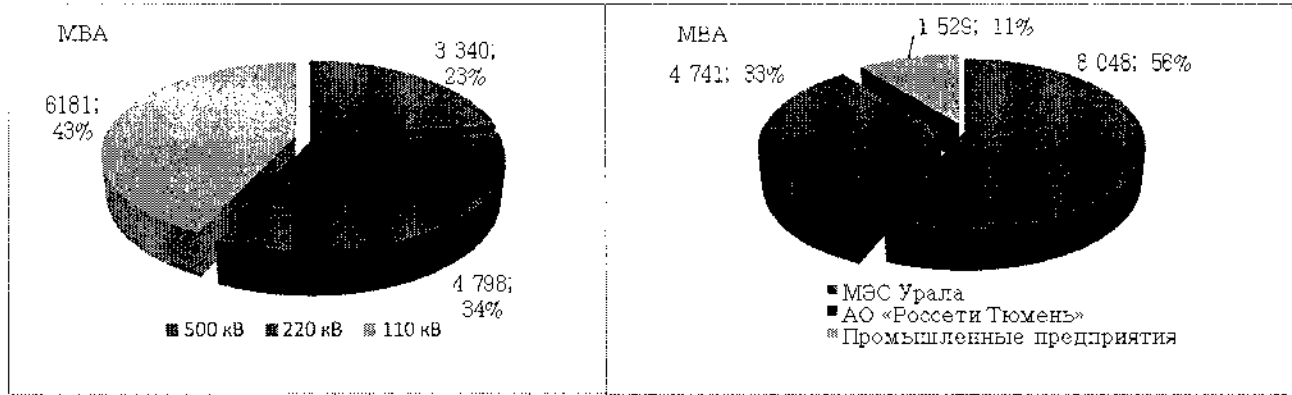


Схема 14. Структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям ЭЭС ЯНАО

Сводные данные по количеству и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭСЯНАО приведены в таблице 20.

Таблица 20

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

Наименование показателя	Количество ЛЭП, шт.	Протяженность ЛЭП, км
1	2	3
Всего, в т.ч.	134	12 130
По номинальному напряжению		
500 кВ (в том числе ЛЭП 220 кВ в габаритах 500кВ)	7	993
220кВ	21	4 024
110кВ	106	7 113
По эксплуатирующим организациям		
МЭС Урала	28	4 230
АО «Россети Тюмень»	138	6 708
Промышленные предприятия	19	1 122

На схеме15 приведена структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

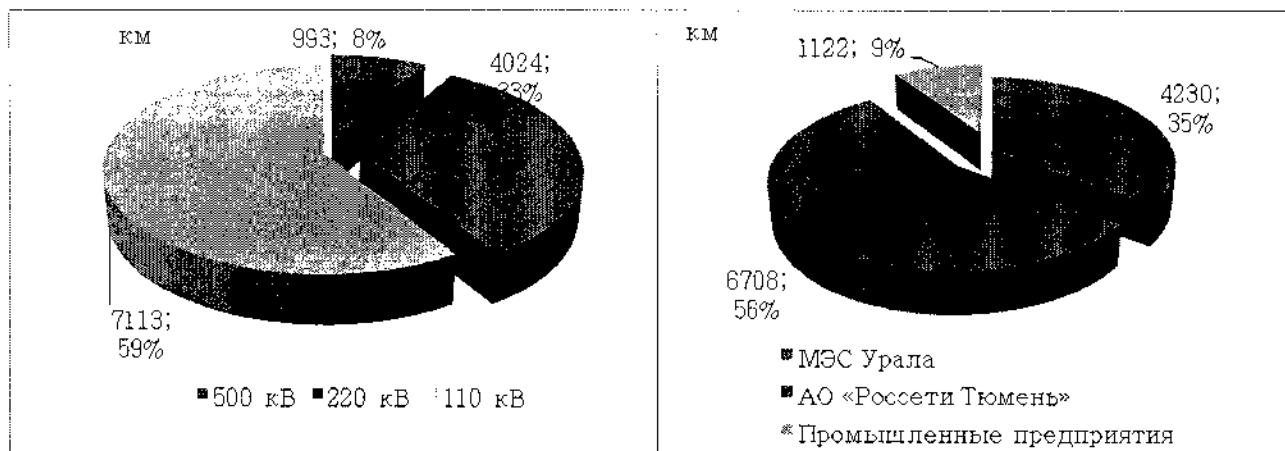


Схема 15. Структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям ЭЭС ЯНАО

В таблицах 21 и 22 приведен перечень ПС и ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО, а также сведения о количестве и мощности Т/АТ ПС, протяженности и марке провода ЛЭП и данные об эксплуатирующей организации.

В рамках инвестиционной программы АО «Россети Тюмень» для присоединения Салехардского энергорайона на параллельную работу с Тюменской энергосистемой в 2016 году завершено строительство ПС220кВ Салехард и ПС110кВ Северное Сияние и ПС110кВ Полярник.

Для обеспечения технологического присоединения потребителей Пуровского энергорайона в рамках инвестиционной программы АО «Россети Тюмень» в 2019 году были введены в эксплуатацию следующие объекты:

- ВЛ 110 кВ Лимбя-Яха – НПС Уренгойская – 1,2 цепь;
- ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбя-Яха – 1,2 цепь.

В рамках инвестиционной программы ЦАО «ФСК ЕЭС» в ЯНАО в 2018 – 2019 годах были введены в работу:

- ПС 220 кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой для обеспечения технологического присоединения потребителей в Северном энергорайоне в 2018 году;

- ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Транснефть – Сибирь» и АО «Тюменнефтегаз» в 2018 году;

- ПС 220 кВ Славянская со строительством двух одноцепных ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1, 2 для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Транснефть – Сибирь» в 2019 году;

- на ПС 500 кВ Муравленковская ввод резервной автотрансформаторной фазы 500/220 кВ мощностью 167 МВА в рамках мероприятия «ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская – Тарко-Сале, ПС 500 кВ Муравленковская с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА».

Сведения о составе ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество Т/ЛТ, шт.	Мощность Т/ЛТ, МВА	Суммарная мощность ПС, МВА
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала					
1	ПС 500кВ Холмогорская	500	9	501	1 503
		220	3	125	375
2	ПС 500кВ Муравленковская	500	4	501	501
		220	2	63	126
		220	2	125	250
3	ПС 500кВ Тарко-Сале	500	6	501	1 002
		220	3	125	375
	В резерве	500	2	167	334
Итого ПС 500кВ			31		4 466
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
		220	1	125	125
8	ПС 220 кВ Оленья	220	2	125	250
9	ПС 220кВ Уренгой	220	2	125	250
10	ПС 220 кВ Вынгапур	220	3	125	375
11	ПС 220кВ Мангазея	220	2	125	250
12	ПС 220 кВ Арсенал	220	2	125	250
13	ПС 220 кВ Ермак	220	2	125	250
		110	2	40	80
14	ПС 220 кВ Исконная	220	1	125	125
15	ПС 220 кВ Славянская	220	2	25	50
	В резерве	220	3	32+63+125	220
Итого ПС 220 кВ			37		3 582
Итого Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала			68		8 028
АО «Россети Тюмень»					
1	ПС 110 кВ Барсуковская	110	2	40	80
2	ПС 110 кВ Владимирская	110	2	25	50
3	ПС 110 кВ Вынгайинская	110	2	40	80
4	ПС 110 кВ Вышка	110	2	40	80
5	ПС 110 кВ Геолог	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
6	ПС 110 кВ Геращенко	110	2	25	50
7	ПС 110 кВ Городекая	110	2	25	50
8	ПС 110 кВ Градиент	110	2	6,3	12,6
9	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская	110	2	25	50
10	ПС 110 кВ Губкинская	110	2	6,3	12,6
11	ПС 110 кВ Еты-Пур	110	2	16	32
12	ПС 110 кВ Жемчужина	110	2	25	50
13	ПС 110 кВ Западно- Ноябрьская	110	1	25	25
14	ПС 110 кВ 3 Западно- Ноябрьская	110	1	25	25
15	ПС 110 кВ Итурская	110	2	25	50
16	ПС 110 кВ Карамовская	110	2	16	32
17	ПС 110 кВ Карьер	110	1	16	16
18	ПС 110 кВ Кедр	110	1	6,3	6,3
	ПС 110 кВ Кедр	110	1	10	10
19	ПС 110 кВ Кирпичная	110	2	10	20
20	ПС 110 кВ КНС-1	110	2	25	50
21	ПС 110 кВ КНС-9	110	2	25	50
22	ПС 110 кВ Комплект	110	2	25	50
23	ПС 110 кВ Комсомольская	110	2	25	50
24	ПС 110 кВ Крайняя	110	2	25	50
25	ПС 110 кВ Кристалл	110	2	16	32
26	ПС 110 кВ Курская	110	2	40	80
27	ПС 110 кВ Летняя	110	2	25	50
28	ПС 110 кВ Майская	110	2	25	50
29	ПС 110 кВ Мара-Яха	110	2	25	50
30	ПС 110 кВ Маяк	110	2	25	50
31	ПС 110 кВ Новопурпейская	110	2	40	80
32	ПС 110 кВ Новогодняя	110	2	25	50
33	ПС 110 кВ НПС Холмогорская	110	1	40	40
34	ПС 110 кВ НПС Холмогоры	110	1	40	40
35	ПС 110 кВ Орловская	110	2	40	80
36	ПС 110 кВ Песчаная	110	2	6,3	12,6
37	ПС 110 кВ Победа	110	2	25	50
38	ПС 110 кВ Погружная	110	2	25	50
39	ПС 110 кВ Пурпейская	110	2	6,3	12,6
40	ПС 110 кВ Пяку-Пур	110	2	16	32
41	ПС 110 кВ Разряд	110	2	40	80
42	ПС 110 кВ Светлая	110	2	16	32
43	ПС 110 кВ Сигнал	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
44	ПС 110 кВ Стрела	110	2	25	50
45	ПС 110 кВ Сугмутская	110	2	25	50
46	ПС 110 кВ Суторминская	110	1	16	16
47	ПС 110 кВ Сутормин	110	1	16	16
48	ПС 110 кВ Таланга	110	2	10	20
49	ПС 110 кВ Тарасовская	110	2	25	50
50	ПС 110 кВ Трудовая	110	2	40	80
51	ПС 110 кВ Ударная	110	2	40	80
52	ПС 110 кВ УКПГ	110	2	6,3	12,6
53	ПС 110 кВ Фортуна	110	2	25	50
54	ПС 110 кВ Ханупа	110	2	25	50
55	ПС 110 кВ Харампурская	110	2	25	50
56	ПС 110 кВ Хрустальная	110	2	25	50
57	ПС 110 кВ Южно-Харампурская	110	2	25	50
58	ПС 110 кВ Янтарная	110	2	40	80
59	ПС 110 кВ Береговая	110	2	40	80
60	ПС 110 кВ Бураи	110	2	6,3	12,6
61	ПС 110 кВ Варенга-Яха	110	2	40	80
62	ПС 110 кВ Взлетная	110	2	2,5	5
63	ПС 110 кВ Голубика	110	2	25	50
64	ПС 110 кВ Ева-Яха	110	2	25	50
65	ПС 110 кВ Звезда	110	2	16	32
66	ПС 110 кВ Левохеттинская	110	1	25	25
67	ПС 110 кВ Л. Хеттинская	110	1	25	25
68	ПС 110 кВ Лонг-Юган	110	2	16	32
69	ПС 110 кВ Морошка	110	2	25	50
70	ПС 110 кВ Новоуренгойская	110	2	40	80
71	ПС 110 кВ Ныда	110	2	16	32
72	ПС 110 кВ Опорная	110	2	40	80
73	ПС 110 кВ Полярник	110	2	40	80
74	ПС 110 кВ Приозерная	110	2	25	50
75	ПС 220 кВ Салехард	220	2	125	250
76	ПС 110 кВ Сварочная	110	1	6,3	6,3
77	ПС 110 кВ Северное Сияние	110	2	40	80
78	ПС 110 кВ Старый Надым	110	2	6,3	6,3
79	ПС 110 кВ Табьяха	110	2	2,5	5
80	ПС 110 кВ УГП-10	110	2	6,3	12,6
81	ПС 110 кВ УГП-12	110	1	6,3	6,3
82	ПС 110 кВ УГП-12	110	1	10	10
83	ПС 110 кВ УГП-13	110	2	10	20

1	2	3	4	5	6
84	ПС 110 кВ УГП-15	110	2	10	20
85	ПС 110 кВ УГП-1А	110	2	16	32
86	ПС 110 кВ УГП-2	110	2	10	20
87	ПС 110 кВ УГП-2В	110	2	25	50
88	ПС 110 кВ УГП-3	110	2	10	20
89	ПС 110 кВ УГП-4	110	1	6,3	6,3
90	ПС 110 кВ УГП-4	110	1	10	10
91	ПС 110 кВ УГП-5	110	2	6,3	12,6
92	ПС 110 кВ УГП-5В	110	2	16	32
93	ПС 110 кВ УГП-7	110	2	6,3	12,6
94	ПС 110 кВ УГП-8	110	2	6,3	12,6
95	ПС 110 кВ УГП-9	110	2	6,3	12,6
96	ПС 110 кВ УГТЭС-72	110	1	25	25
97	ПС 110 кВ УГТЭС-72	110	2	32	64
98	ПС 110 кВ Ужгородская	110	2	25	50
99	ПС 110 кВ Фарафонтьевская	110	2	25	50
100	ПС 110 кВ Хасырейская	110	2	25	50
101	ПС 110 кВ Холод	110	1	10	10
102	ПС 110 кВ Холод	110	1	16	16
103	ПС 110 кВ ЯГП-1	110	2	25	50
104	ПС 110 кВ ЯГП-1В	110	2	25	50
105	ПС 110 кВ ЯГП-2	110	2	10	20
106	ПС 110 кВ ЯГП-3	110	2	10	20
107	ПС 110 кВ ЯГП-4	110	2	10	20
108	ПС 110 кВ ЯГП-5	110	2	10	20
109	ПС 110 кВ ЯГП-6	110	2	16	32
110	ПС 110 кВ ЯГП-7	110	2	10	20
111	ПС 110 кВ Ямал	110	2	25	50
112	ПС 110 кВ Ямбург	110	2	25	50
Итого АО «Россети Тюмень»			209		4 661,4
Электросетевые объекты промышленных предприятий					
1	ПС 110 кВ Ямальская	110	2	40	80
2	ПС 110 кВ Ямбург	110	1	10	10
3	ПС 110 кВ Адмиральская	110	2	25	50
4	ПС 110 кВ Айваседонур	110	2	10	20
5	ПС 110 кВ Вымпел	110	2	6,3	12,6
6	ПС 110 кВ Звездная	110	2	40	80
7	ПС 110 кВ Лимбей	110	2	16	32
8	ПС 110 кВ Ноябрьская	110	2	16	32
9	ПС 110 кВ ИПС Пурпе	110	2	25	50
10	ПС 110 кВ ИПС-2 Промежуточная	110	2	25	50
11	ПС 110 кВ Пуриевская	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
12	ПС 110 кВ Отдельная	110	2	6,3	12,6
13	ПС 110 кВ Пуровский ЗПК	110	2	10	20
14	ПС 110 кВ ПСП	110	2	16	32
15	ПС 110 кВ Пур	110	2	10	20
16	ПС 110 кВ Пур-Ис	110	2	16	32
17	ПС 110 кВ Снежная	110	2	40	80
18	ПС 110 кВ Спорышевская	110	2	40	80
19	ПС 110 кВ Тайяха	110	1	16	16
20	ПС 110 кВ Ханьмей	110	2	2,5	5
21	ПС 110 кВ Хорошуновская	110	2	25	50
22	ПС 110 кВ Чуркинская	110	2	25	50
23	ПС 110 кВ Ярайнерская	110	2	40	80
24	ПС 110 кВ Ачимовская	110	2	40	80
25	ПС 110 кВ Базовая	110	2	16	32
26	ПС 110 кВ Буровик	110	2	6,3	12,6
27	ПС 110 кВ ГКС	110	1	16	16
		110	1	10	10
28	ПС 110 кВ Глубокая	110	2	10	20
29	ПС 110 кВ Головная	110	2	25	50
30	ПС 110 кВ КС-0	110	2	6,3	12,6
31	ПС 110 кВ НПС-1	110	2	40	80
32	ПС 110 кВ ПГП-1	110	2	2,5	5
33	ПС 110 кВ ПГП-2	110	2	2,5	5
34	ПС 110 кВ ПГП-3	110	2	2,5	5
35	ПС 110 кВ ПГП-4	110	2	2,5	5
36	ПС 110 кВ ПГП-5	110	2	2,5	5
37	ПС 110 кВ ПГП-6	110	2	2,5	5
38	ПС 110 кВ ПГП-7	110	2	2,5	5
39	ПС 110 кВ ПГП-8	110	2	2,5	5
40	ПС 110 кВ ПГП-9	110	2	6,3	12,6
41	ПС 110 кВ Песцовая	110	1	16	16
42	ПС 110 кВ Промплощадка	110	1	25	25
43	ПС 110 кВ Районная	110	1	10	10
44	ПС 110 кВ Строительная	110	2	6,3	12,6
45	ПС 110 кВ Тихая	110	2	25	50
46	ПС 110 кВ Юность	110	2	10	20
47	ПС 110 кВ Юрхарово	110	2	40	80
48	ПС 110 кВ ЯГП-2В	110	2	10	20
49	ПС 110 кВ ЯГП-3В	110	2	6,3	12,6
50	ПС 110 кВ ЯГП-9	110	1	10	10
Итого ПС Промышленных предприятий			93		1 584
Итого ПС 500 кВ			21		3 340
Итого ПС 220 кВ			45		4 798

1	2	3	4	5	6
Итого ЛС 110 кВ			304		6 181
Итого			370		14 319

Таблица 22

Сведения о составе ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование ЛЭП	Участки ЛЭП	Количество цепей, шт.	Длина цепи, км	Длина, км	Марка провода
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала						
1	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская		1	104,582	104,582	3хАС-300
2	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале		1	187,317	187,317	3хАС-330
3	ВЛ 500 кВ Муравленковская – Тарко-Сале		1	107,6	107,6	3хАС-300
4	ВЛ 500кВ СГРЭС1 – Холмогорская		1	84,28	84,28	3хАС-330
5	ВЛ 500кВ Кирилловская-Холмогорская		1	66,23	66,23	3хАС-300
Итого в одноцепном исчислении 500 кВ					550,01	
1	ВЛ 220кВ Холмогорская – Аврора		1	94,23	94,23	АС-240, АС-300
2	ВЛ 220кВ Холмогорская – Вынгапур		1	132	132	АС-300
3	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха		1	94,23	94,23	АС-300
4	ВЛ 220кВ Холмогорская – Янга-Яха		1	62,7	62,7	АС-300
5	ВЛ 220кВ Муравленковская – Аврора		1	38,077	38,077	АС-300
6	ВЛ 220кВ Муравленковская – Надым (в габаритах 500кВ)		1	187,173	187,173	АС-400, 3хАС-300, АС-240
7	ВЛ 220кВ Муравленковская – Пуль-Яха		1	37	37	АС-300
8	ВЛ 220кВ Муравленковская – Тарко-Сале		1	102,9	102,9	АС-240
9	ВЛ 220кВ Надым – Пангоды	отпайка, П. Хеттинская – Надым	1	29,9	29,9	АС-240
		Пангоды – отпайка, П. Хеттинская	1	58	58	АС-240
		отпайка, П. Хеттинская – П. Хеттинская	1	7	7	АС-240
10	ВЛ 220кВ Тарко-Сале – ГТЭС-1,2		2	2,1	4,2	АС-240
11	ВЛ 220кВ Надым – Уренгой	отпайка, П. Хеттинская – Надым	1	29,9	29,9	АС-240

1	2	3	4	5	6	7
		Уренгой отпайка, П. Хеттинская	1	176	176	АС-240
		отпайка, П. Хеттинская – П. Хеттинская	1	7	7	АС-240
12	ВЛ 220кВ Уренгой – Оленья-1,2		2	114,7	229,4	АС-240, АС-400
13	ВЛ 220кВ Уренгой – Пангоды		1	111	111	АС-240
14	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея		2	213,493	426,986	АС-240, 2АС-500
15	ВЛ 220кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой-1		1	81,708	81,708	АС-400, 3АС-300
16	ВЛ 220кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой-2,3		2	74,009	74,009	АС-400
17	ВЛ 220кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко- Сале (в габаритах 500кВ)		1	255,764	255,764	АС-400, 3хАС-330
18	ВЛ 220 кВ Вынгапур – Янга-Яха		1	76,9	76,9	АС-300
19	ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Арсенал I,II цепь		2	72,7	145,4	АС-240
20	ВЛ 220кВ Уренгойская ГРЭС – Исконная		1	7,3	7,3	АС-400
21	ВЛ 220кВ Исконная – Уренгой		1	75,208	75,208	АС-400
22	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак		1	137,8	137,8	АС-240
23	ВЛ 220 кВ Ермак – Мангазея		1	235,4	235,4	АС-240
24	ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1, 2		2	141,7	283,41	АСк2у- 240/39, АСТ- 500/336
25	ВЛ 220 Кирилловская – Холмогорская		1	85,226	85,226	АС-240
26	ВЛ 220 Кирилловская – Когалым		1	85,226	85,226	АС-240
27	ВЛ 220 Вынгапур – Янга-Яха		1	76,9	76,9	АС-300
28	ВЛ 220 Вынгапур – Северный Варьёган		1	43,20	43,20	АС-240
29	ВЛ 220 Вынгапур – Зима		1	43,20	43,20	АС-240
30	ВЛ 220 Тарко-Сале – Арсенал		1	145,43	145,43	АС-240
Итого в одноцепном исчислении 220кВ					3 680	
Итого Филиал ЦАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала в одноцепном исчислении					4 230	
АО «Россети Тюмень»						
1	ВЛ 220 кВ Падым – Салехард 1, 2 цепь		2	358,4	716,8	АС-300/39
1	ВЛ 110кВ Белоярская – Октябрьская с отпайкой на Перегибнос	Белоярская – отпайка Бобровская	1	37,7	37,7	АС-120
		отпайка Бобровская – Бобровская	1	34,7	34,7	АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Бобровская – отпайка Перегребное	1	68,9	68,9	АС-120
		отпайка Перегребное – Октябрьская	1	61,1	61,1	АС-120
		отпайка Перегребное – Перегребное	1	19,1	19,1	АС-120
2	ВЛ 110 кВ Белоярская – Полшоват-1,2		2	54,2	108,4	АС-120
3	ВЛ 110кВ Белоярская – Шеркалы	Белоярская – отпайка Бобровская	1	34,7	34,7	АС-95
		отпайка Бобровская – Бобровская	1	37,7	37,7	АС-120
		отпайка Бобровская – отпайка Перегребное	1	68,9	68,9	АС-95
		отпайка Перегребное – Перегребное	1	19,1	19,1	АС-120
		отпайка Перегребное – Шеркалы	1	54	54	АС-95, АС-120
4	ВЛ 110кВ Буран – Табьяха	Буран – УГП-7	1	7,9	7,9	АС-120, АС-150
		УГП-7 – УГП-8	1	8,6	8,6	АС-120
		УГП-8 – Ужгородская	1	11	11	АС-120, АС-95
		Ужгородская – УГП-9	1	5,4	5,4	АС-120
		УГП-9 – УГП-10	1	8,7	8,7	АС-120
		УГП-10 – Табьяха	1	31	31	АС-120
5	ВЛ 110 кВ Буран – УГП-10	Буран – УГП-7	1	8,4	8,4	АС-120, АС-150
		УГП-7 – УГП-8	1	7,9	7,9	АС-120
		УГП-8 – Ужгородская	1	11,2	11,2	АС-120, АС-95
		Ужгородская – УГП-9	1	4,5	4,5	АС-120
		УГП-9 – УГП-10	1	8,5	8,5	АС-120
6	ВЛ 110 кВ В.Казым – Белоярская		1	88,6	88,6	АС-120
7	ВЛ 110кВ Вынгапур – Маяк		1	51,7	51,7	АС-120
8	ВЛ 110кВ Вынгапур – Новогодняя		1	51,6	51,6	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 110кВ Вынгапур – Песчаная-1,2	Вынгапур – отпайка Погружная	2	15,1	30,1	АС-120
		отпайка Погружная – Песчаная	2	5,3	10,7	АС-120
10	ВЛ 110кВ Вынгапур – Янтарная-1,2		2	0,2	0,3	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Геращенко – Пяку-Пур-1,2		2	30,6	61,3	АС-120, АС-95
12	ВЛ 110кВ КГТЭС – Белоярская		2	23,4	46,8	АС-120
13	ВЛ 110кВ Кедр – Губкинская	Губкинская – отпайка Ханымей	1	37,3	37,3	АС-120
		отпайка Ханымей – Кедр	1	0,2	0,2	АС-120
14	ВЛ 110кВ Кирпичная – Градиент	Кирпичная – отпайка Айвасслопур	1	0,68	0,68	АС-120
		отпайка Айвасслопур – отпайка Таланга	1	19,5	19,5	АС-120
		отпайка Таланга – Таланга	1	4,55	4,55	АС-120
		отпайка Таланга – Градиент	1	45,95	45,95	АС-120
15	ВЛ 110кВ Кирпичная – Геолог		1	9,73	9,73	АС-120
16	ВЛ 110кВ Арсенал – Геолог	Арсенал – отпайка Кристалл, Карьер	1	28	28	АС-120
		отпайка Кристалл, Карьер – Кристалл, Карьер	1	21,52	21,52	АС-120
		Кристалл – Карьер	1	17,3	17,3	АС-120
		Геолог – отпайка Кристалл, Карьер	1	4,04	4,04	АС-120
17	ВЛ 110кВ Арсенал – Кирпичная	Арсенал – отпайка Кристалл, Тайяха	1	28	28	АС-120
		отпайка Кристалл, Тайяха – Кристалл, Тайяха	1	21,52	21,52	АС-120
		Кристалл – Тайяха	1	21,9	21,9	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		Кирпичная – отпайка Кристалл, Тайяха	1	9,53	9,53	АС-120
18	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пуровский ЗПК		1	20,2	20,2	АС-120
19	ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПСП 1 цепь	Кирпичная – отпайка Пур	1	42,8	42,8	АС-120
		отпайка Пур – ПСП	1	19,4	19,4	АС-120
		отпайка Пур – Пур	1	0,065	0,065	АС-120
	ВЛ 110кВ Кирпичная – ПСП 2 цепь	Кирпичная – отпайка Пуровский ЗПК	1	20,2	20,2	АС-120
		отпайка Пуровский ЗПК – отпайка Лимбей	1	0,79	0,79	АС-120
		отпайка Лимбей – ПСП	1	21,8	21,8	АС-120
		отпайка Лимбей – Лимбей	1	0,065	0,065	АС-120
		отпайка Пуровский ЗПК – Пуровский ЗПК	1	0,3	0,3	АС-120
20	ВЛ 110кВ Кирпичная – Пурпейская	Кирпичная – отпайка Айваседонур	1	0,75	0,75	АС-120
		отпайка Айваседонур – отпайка Таланга	1	19,46	19,46	АС-120,
		отпайка Таланга – Пурпейская	1	37,26	37,26	АС-120
21	ВЛ 110кВ Левохеттинская – Лонг-Юган	уч. Л.Хеттинская – отпайка Приозерная	1	119,7	119,7	АС-120
		отпайка Приозерная – Приозерная	1	69,9	69,9	АС-95
22	ВЛ 110кВ Муравленковская – Герашенко		1	7,9	7,9	АС-120, АС-95
23	ВЛ 110кВ Муравленковская – Орловская-1,2	Муравленковская – отпайка Курская	2	0,1	0,1	АС-150
		отпайка Курская – Курская	2	0,7	1,4	АС-120
		отпайка Курская – Орловская	2	10,4	20,9	АС-120
24	ВЛ 110кВ Муравленковская – СП Барсуковский-	Муравленковская – Н. Пурпейская	2	43,9	87,8	АС-240, АС-185, АС-120

1	2	3	4	5	6	7
	1,2	Н. Пурпейская – Барсуковская	2	19,3	38,6	АС-95, АС-185
		Барсуковская – СП Барсуковский	2	0,5	1	АС-120
25	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Сугмутская, 1цепь	Муравленковская – отпайка Жемчужина	1	34,15	34,15	АС-120
		отпайка Жемчужина – Жемчужина	1	0,4	0,4	АС-120
		отпайка Жемчужина – отпайкаЗвездная		22,26	22,26	АС-120
		отпайкаЗвездная – Сугмутская	1	2,86	2,86	АС-120
26	ВЛ 110кВ Муравленковская – Стрела		1	28,4	28,4	АС-95, АС-120
27	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Сугмутская, 2цепь	Муравленковская – отпайка Жемчужина	1	33,6	33,6	АС-120
		отпайка Жемчужина – Жемчужина	1	0,3	0,3	АС-120
		отпайка Жемчужина – Сугмутская	1	36,52	36,52	АС-120
28	ВЛ 110кВ Надым – Береговая	КС-0 – отпайка Старый Надым	1	49,1	49,1	АС-120, АС-95
		отпайка Старый Надым – Старый Надым	1	6,1	6,1	АС-95
		отпайка Старый Надым – Береговая	1	2,1	2,1	АС-95
29	ВЛ 110кВ Надым – Багульник	Надым – Голубика	1	47,4	47,4	АС-120
		Голубика – Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
30	ВЛ 110кВ Надым – Левохеттинская		1	97,4	97,4	АС-120
31	ВЛ 110кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум	Надым – отпайка Приозерная (в габаритах 220кВ)	1	152,8	152,8	АС-240
		отпайка Приозерная – Лонг-Юган	1	32,2	32,2	АС-120
		отпайка Приозерная – Приозерная	1	35,1	35,1	АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Приозерная – опора 234	1	45,4	45,4	АС-120
		опора 234 – Сорум	1	41,7	41,7	АС-120
		Сорум – Сосновская-1	1	34,7	34,7	АС-120
32	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка	отпайка КС-0 – отпайка Голубика	1	40	40	АС-120
		отпайка Голубика – Голубика	1	0,4	0,4	АС-95
		отпайка Голубика – Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
		Морошка – отпайка Старый Надым	1	8	8	АС-95
		отпайка Старый Надым – Береговая	1	2,1	2,1	АС-95
		отпайка Старый Надым – Старый Надым	1	6,1	6,1	АС-95
33	ВЛ 110кВ Новогодняя -- Губкинская-1,2	Новогодняя -- отпайка Вынгайхинская	2	52,3	104,6	АС-120
		отпайка Вынгайхинская – Вынгайхинская	2	8,8	17,6	АС-120
		отпайка Вынгайхинская – Губкинская	2	6,1	12,3	АС-120
34	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Еты- Пур-1,2	Новогодняя – отпайка Снежная	2	58,5	117	АС-120
		отпайка Снежная – Еты-Пур	2	2,4	4,8	АС-120
35	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Маяк		1	3,3	3,3	АС-120
36	ВЛ 110кВ НППЭ – Владимирская	НППЭ – отпайка Адмиральская – Адмиральская	1	0,6	0,6	АС-120
		отпайка Адмиральская – Владимирская	1	7,1	7,1	АС-120
37	ВЛ 110кВ НППЭ – Городская	НППЭ – отпайка Ноябрьская	1	4,2	4,2	АС-120
		отпайка Ноябрьская – Городская	1	6,4	6,4	АС-120
		отпайка Ноябрьская – Ноябрьская	1	7,2	7,2	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
38	ВЛ 110 кВ НППЭ – Летняя	НППЭ – отпайка Адмиральская – Адмиральская	1	0,6	0,6	АС-120
		отпайка Адмиральская – Летняя	1	8	8	АС-120
39	ВЛ 110кВ НППЭ – Янга-Яха	НППЭ – отпайка Западно- Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отпайка Западно- Ноябрьская – 3 Западно- Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отп. 3. Ноябрьская – Янга-Яха	1	7,4	7,4	АС-120
40	ВЛ 110кВ Оленья – УГП-13-1,2	Оленья – отпайка УГП-12	2	7,3	14,6	АС-95
		отпайка УГП-12 – УГП-12	2	2,9	5,8	АС-95
		отпайка УГП-12 – УГП-13	2	10,2	20,4	АС-95
41	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1,2	Оленья – отпайка УГП-15	2	46	92	АС-240
		отпайка УГП-15 – УГП-15	2	22,3	44,6	АС-120
		УГП-15 – Ямбург	2	61	122	АС-120
42	ВЛ 110 кВ Пангоды –	Хасырейская-1,2	2	27	54	АС-95
43	ВЛ 110кВ ПП Северный – Светлая	ПП Северный – отпайка Тарасовская	1	3	3	АС-120
		отпайка Тарасовская – Светлая	1	29,5	29,5	АС-120
		отпайка Тарасовская – Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120
44	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Харампурская-1,2	ПП Северный – отпайка Мара- Яха	2	2,5	5	АС-120
		отпайка Мара- Яха – Мара-Яха	2	13,7	27,5	АС-120
		отпайка Мара- Яха – отпайка Майская	2	31,4	62,8	АС-120
		отпайка Майская – Майская	2	5,2	10,5	АС-120
		отпайка Майская – отпайка Ю.Харампурская	2	74,3	148,6	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Ю.Харампурская	2	32,2	64,4	АС-120
		Ю.Харампурская отпайка Ю.Харампурская – Харампурская	2	14,5	29,1	АС-120
45	ВЛ 110кВ Пуль- Яха – Геращенко	Пуль-Яха – отпайка Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отпайка Ханупа – Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95
		отпайка Ханупа – Геращенко	1	25,6	25,6	АС-95
46	ВЛ 110кВ Пуль- Яха – Крайняя	Пуль-Яха – отпайка КНС-9	1	7,4	7,4	АС-120
		отпайка КНС-9 – КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120
		отпайка КНС-9 – Крайняя	1	25,4	25,4	АС-120
47	ВЛ 110кВ Пуль-Яха – Пуриевская 1цель		1	43,03	43,03	АС-150
48	ВЛ 110кВ Пуль- Яха – Стрела	Пуль-Яха – отпайка Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отпайка Ханупа – Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95
		отпайка Ханупа – Стрела	1	5,5	5,5	АС-95
49	ВЛ 110кВ Сорум – В.Казым	Сорум – В.Казым	1	123,1	123,1	АС-120
		Сорум – Сосновская-2	1	34,7	34,7	АС-95
50	ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1,2		2	31,7	63,4	АС-120
51	ВЛ 110 кВ Табьяха – Оленья		1	27,1	27,1	АС-120
52	ВЛ 110 кВ Тарко- Сале – Градиент	Тарко-Сале – отпайка Победа	1	16,4	16,4	АС-120
		отпайка Победа – Победа	1	0,2	0,2	АС-120
		отпайка Победа – Градиент	1	10,6	10,6	АС-120
53	ВЛ 110кВ Тарко- Сале – ПП Комсомольский-1,2	Тарко-Сале – отпайка УКПГ	2	15,3	30,5	АС-120
		отпайка УКПГ – УКПГ	2	0,4	0,7	АС-120
		отпайка УКПГ – отпайка Комсомольская	2	3,6	7,1	АС-120
		отпайка Комсомольская – Комсомольская	2	1,4	2,7	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Комсомольская – ПП Комсомольский	2	37	74	АС-120
54	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – III Северный	Тарко-Сале – отпайка Фортуна	1	2,96	2,96	АС-240
		отпайка Фортуна – Фортуна	1	0,16	0,16	АС-120
		отпайка Фортуна – Сигнал	1	1,1, 0,36	1,1, 0,36	АС120 АС-240
		Сигнал – отпайка Тарасовская	1	56,6	56,6	АС-120
		отпайка Тарасовская Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120
		отпайка Тарасовская – ПП Северный	1	3	3	АС-120
55	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – III Северный (в габаритах 220кВ)-1,2		2	71,5	142,9	АС-120, АС-240
56	ВЛ 110кВ Тарко-Сале – Пурпейская	Тарко-Сале – отпайка Победа	1	16,7	16,7	АС-120, АС-150
		отпайка Победа – Победа	1	0,2	0,2	АС-120
		отпайка Победа – отпайка Пур-Пе	1	12	12	АС-120
		отпайка Пур-Пе – Пур-Пе	1	0,3	0,3	АС-120
		отпайка Пур-Пе – Пурпейская	1	18,5	18,5	АС-120
57	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Светлая	Тарко-Сале – отпайка Пур-Пе	1	15,3	15,3	АС-120
		отпайка Пур-Пе – Пур-Пе	1	0,4	0,4	АС-120
		отпайка Пур-Пе – Светлая	1	17,8	17,8	АС-120
58	ВЛ 110кВ Тарко-Сале – Сигнал	Тарко-Сале – отпайка Фортуна	1	3	3	АС-150
		отпайка Фортуна – Фортуна – Сигнал	1	0,8	0,8	АС-120
59	ВЛ 110 кВ УГП-2В – Буран	УГП-2В – отпайка УГП-2 – УГП-2	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка УГП-2 – отпайка УГП-3	1	9,9	9,9	АС-150
		отпайка УГП-3 – УГП-3	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка УГП-3 – отпайка УГП-4	1	8,3	8,3	АС-150

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка УГП-4 – УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150
		отпайка УГП-4 – отпайка УГП-5	1	6	6	АС-150
		отпайка УГП-5 – УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150
		отпайка УГП-5 – Буран	1	10,1	10,1	АС-150
60	ВЛ 110кВ УГП-5В – Буран		1	10,6	10,6	АС-120
61	ВЛ 110кВ Урегой – Варенга-Яха-1	Уренгой – отпайка Новоуренгойская	1	4	4	2хАС-185
		отпайка Новоуренгойская – Новоуренгойская	1	0,7	0,7	2хАС-185
		отпайка Новоуренгойская – Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС-150
62	ВЛ 110кВ Уренгой – Варенга-Яха-2	Уренгой – отпайка Опорная – отпайка Ямал	1	0,8	0,8	2хАС-150
		отпайка Опорная – отпайка Новоуренгойская	1	4	4	2хАС-185
		отпайка Новоуренгойская – Новоуренгойская	1	0,7	0,7	2хАС-185
		отпайка Ямал – Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС-150
		отпайка Ямал – Опорная	1	0,7	0,7	2хАС-150
		отпайка Ямал – Ямал	1	1,1	1,1	АС-120
		отпайка Новоуренгойская – Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС-150
63	ВЛ 110кВ Уренгой – ГП – Лимбя-Яха-1, 2	Уренгой – отпайка Фарафонтьевская	2	20,3	40,6	АС-120, АС-150
		отпайка Фарафонтьевская – Фарафонтьевская	2	7,5	15	АС-150
		отпайка Фарафонтьевская – отпайка Строительная	2	13,2	26,4	АС-150

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Строительная – Строительная	2	1,1	2,2	АС-120
		отпайка Строительная – отп. Головная	2	32,8	65,6	АС-150
		отпайка Головная – отпайка Промплощадка	2	0,1	0,2	АС-120
		отпайка Головная – Головная	2	0,1	0,2	АС-120
		отпайка Промплощадка – Промплощадка	2	3,8	7,6	АС-120
		отпайка Головная – отпайка Глубокая	2	10,4	20,8	АС-120
		отпайка Глубокая – Глубокая	2	3,6	7,2	АС-120
		отпайка Глубокая – отпайка Тихая	2	4,4	8,8	АС-120
		отпайка Тихая – Тихая	2	2,3	4,6	АС-120
		отпайка Тихая – Юность	2	10,9	21,8	АС-95
64	ВЛ 110кВ Уренгой – Звезда I цепь с отпайками на ПС Холод и ПС УГП-1А	Уренгой – отпайка Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150
		отпайка Холод – Холод	1	1,8	1,8	2хАС-120
		отпайка Холод – Сварочная	1	2,5	2,5	2хАС-120
		отпайка Холод – отпайка Звезда	1	5,5	5,5	2хАС-120
		отпайка Звезда – Звезда	1	0,5	0,5	2хАС-120
		отпайка Звезда – УГП-1А	1	11	11	2хАС-120
65	ВЛ 110кВ Уренгой - Звезда II цепь с отпайками на ПС Холод, ПС УГП-1А, ПС Сварочная, СОГ 3, 4 – очередь	Уренгой – отпайка Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150
		отпайка Холод – Холод	1	1,8	1,8	2хАС-120
		отпайка Холод – отпайка Звезда	1	5,5	5,5	2хАС-120
		отпайка Звезда – Звезда	1	0,5	0,5	2хАС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Звезда – УГП-1А	1	11	11	2хАС-120
66	ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-2В	Уренгой – отпайка Буровик	1	2,8	2,8	АС-150
		отпайка Буровик – УГП-2В	1	6,1	6,1	АС-150
67	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В	Уренгой – отпайка Опорная	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка Опорная – Буровик	1	2,6	2,6	АС-150
		отпайка Опорная – отпайка Ямал	1	0,8	0,8	2хАС-150
		отпайка Ямал – Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС-150
		отпайка Ямал – Ямал	1	1,1	1,1	АС-120
		отпайка Ямал – Опорная	1	0,7	0,7	2хАС-150
		Буровик – отпайка УГП-2	1	8,6	8,6	АС-150
		отпайка УГП-2 – УГП-2	1	1,4	1,4	АС-150
		отпайка УГП-2 – отпайка УГП-3	1	8,6	8,6	АС-150
		отпайка УГП-3 – УГП-3	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка УГП-3 – отпайка УГП-4	1	8,3	8,3	АС-150
		отпайка УГП-4 – УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150
		отпайка УГП-4 – отпайка УГП-5 – УГП-5В	1	6	6	АС-150
		отпайка УГП-5 – УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150
68	ВЛ 110кВ Уренгой – УГТЭС-72		3	1,9	5,7	АС-95
69	ВЛ 110кВ Холмогорская – НППЭ-1	Холмогорская – отпайка Ноябрьская	1	37,6	37,6	АС-120
		отпайка Ноябрьская – Ноябрьская	1	4,9	4,9	АС-120
		отпайка Ноябрьская – НППЭ	1	12,4	12,4	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
70	ВЛ 110кВ Холмогорская – Пуль-Яха	Холмогорская – отпайка Карамовская	1	14,2	14,2	АС-120
		отпайка Карамовская – Карамовская	1	0,2	0,2	АС-95
		отпайка Карамовская – отпайка Сутормин	1	41,1	41,1	АС-120, АС-95
		отпайка Сутормин – Сутормин	1	3,8	3,8	АС-120
		отпайка Сутормин – отпайка КНС-9	1	17,1	17,1	АС-120
		отпайка КНС-9 – КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120
		отпайка КНС-9 – Пуль-Яха	1	7,4	7,4	АС-120
71	ВЛ 110кВ Холмогорская – Вышка-1, 2		2	38,5	77,1	АС-120
72	ВЛ 110кВ Холмогорская – Крайняя	Холмогорская – отпайка НПС Холмогоры	1	2	2	АС-120
		отпайка НПС Холмогоры – НПС Холмогоры	1	1,2	1,2	АС-95
		отпайка НПС Холмогоры – отпайка Карамовская	1	12,2	12,2	АС-120
		отпайка Карамовская – Карамовская	1	0,2	0,2	АС-95
		отпайка Карамовская – отпайка Сутормин	1	41,1	41,1	АС-120, АС-95
		отпайка Сутормин – Сутормин	1	3,9	3,9	АС-120
		отпайка Сутормин – Крайняя	1	20,4	20,4	АС-120
73	ВЛ 110кВ Холмогорская – НПС Э-2		1	50,4	50,4	АС-120
74	ВЛ 110кВ Холмогорская – НПС Холмогоры		1	3,6	3,6	АС-95
75	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1, 2	Холмогорская – отпайка ГКС Холмогорская	2	1,9	3,8	АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка ГКС Холмогорская	2	2,3	4,5	АС-95
		ГКС Холмогорская – отпайка КНС-1	2	16	32	АС-95
		отпайка КНС-1 – КНС-1	2	1,7	3,5	АС-95
		отпайка КНС-1 – Разряд	2	11,4	22,7	АС-120
76	ВЛ 110кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС	ЯГП-1В – отпайка ЯГП-2В	1	5,1	5,1	АС-120
		отпайка ЯГП-2В – ЯГП- 2В	1	18,7	18,7	АС-120
		отпайка ЯГП-2В – ЯГТЭС	1	46,9	46,9	АС-120
77	ВЛ 110кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС	ЯГП-6 – отпайка ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120
		отп. ЯГП-6 – отпайка ЯГП-5	1	11,3	11,3	АС-120
		отпайка ЯГП-6 – ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120
		отпайка ЯГП-5 – ЯГП-5	1	2	2	АС-120
		отпайка ЯГП-5 – отпайка ЯГП-2	1	24,1	24,1	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – ЯГП-2	1	2,4	2,4	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – отпайка ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120
		отпайка ЯГП-3В – ЯГП- 3В	1	8,4	8,4	АС-120
		отпайка ЯГП-3В – отпайка ЯГП-3	1	8,2	8,2	АС-120
		отпайка ЯГП-3 – ЯГП-3	1	4,2	4,2	АС-120
		отпайка ЯГП-3 – ЯГП-4	1	9,8	9,8	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120
78	ВЛ 110кВ ЯГТЭС – Взлетная-1, 2		2	12,6	25,2	АС-120
79	ВЛ 110кВ Ямбург – ЯГП-1		1	0,8	0,8	АС-120
80	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В	Ямбург – отпайка ЯГП-1 – ЯГП-1	1	0,8	0,8	АС-120
		отпайка ЯГП-1 – отпайка ЯГП-2В	1	12,3	12,3	АС-120
		отпайка ЯГП-2В – ЯГП- 2В	1	18,7	18,7	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка ЯГП-2В – ЯГП-1В	1	5,3	5,3	АС-120
81	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6	Ямбург – отпайка ЯГП-5	1	15,3	15,3	АС-120
		отпайка ЯГП-5 – ЯГП-5	1	2	2	АС-120
		отпайка ЯГП-5 – отпайка ЯГП-7	1	11,3	11,3	АС-120
		отпайка ЯГП-7 – ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120
		отпайка ЯГП-7 – ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120
82	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-2 и ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2	Ямбург – отпайка ЯГП-2	1	14,2	14,2	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – ЯГП-2	1	2,4	2,4	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – отпайка ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120
		отпайка ЯГП-3В – ЯГП-3В	1	8,4	8,4	АС-120
		отпайка ЯГП-3В – отпайка ЯГП-3	1	8,2	8,2	АС-120
		отпайка ЯГП-3 – ЯГП-3	1	4,2	4,2	АС-120
		отпайка ЯГП-3 – ЯГП-4	1	9,8	9,8	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120
83	ВЛ 110кВ Янга-Яха – Владимирская	Янга-Яха – отпайка Западно- Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отпайкаЗападно- Ноябрьская – Западно- Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отпайкаЗападно- Ноябрьская – Владимирская	1	7,4	7,4	АС-120
84	ВЛ 110кВ Янга-Яха – Городская		1	4,5	4,5	АС-120
85	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр		1	67	67	АС-120
86	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Комплект-1, 2		2	12,8	25,7	АС-120
87	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Лепная		1	9,9	9,9	АС-120
88	ВЛ 110 кВ Салехард – Полярник 1, 2 цепь		2	7,17/ 5,04	12,21	АС-240/32
89	ВЛ 110 кВ Салехард – Северное Сияние 1, 2 цепь		2	8,17/8,2	16,37	АС-240/

1	2	3	4	5	6	7
90	ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбя-Яха-1		1	8,34	8,34	АСВП 197/55
91	ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбя-Яха-2		1	9,68	9,68	АСВП 197/55
92	ВЛ 110 кВ Лимбя-Яха – НПС Уренгойская-1		1	67,4	67,4	АС 185/29
93	ВЛ 110 кВ Лимбя-Яха – НПС Уренгойская-2		1	67,4	67,4	АС 185/29
Итого АО «Россети Тюмень» в односпном исчислении 110кВ					6 708	
Электросетевые объекты промышленных предприятий						
1	ВЛ-220 кВ Новоуренгойская ГТЭС- Уренгой №1		1	35,185	35,185	АС-400/51
2	ВЛ-220 кВ Новоуренгойская ГТЭС- Уренгой № 2		1	35,477	35,477	АС-400/51
3	ВЛ 110 кВ Базовая – ПГП-9- 1, 2	Базовая – ПГП-2	2	12,1	24,2	АС-120, АС-95
		ПГП-2 – ПГП-3	2	7,5	15	АС-120
		ПГП-3 – ПГП-1	2	8,1	16,2	АС-120, АС-95
		ПГП-1 – ПГП-4	2	7,6	15,2	АС-120, АС-95
		ПГП-4 – ПГП-5	2	15,7	31,4	АС-120, АС-95
		ПГП-5 – ПГП-6	2	8,6	17,2	АС-95
		ПГП-6 – ПГП-7	2	8,2	16,4	АС-120
		ПГП-7 – ПГП-8	2	5,8	11,6	АС-120
		ПГП-8 – Ныда	2	25,5	51	АС-120, АС-95
		Ныда – ПГП-9	2	24,7	49,4	АС-120
4	ВЛ 110кВ Белоярская – Амня		1	27,9	27,9	АС-95
5	ВЛ 110 кВ Вынгапур – НПС-2 Промежуточная-1, 2		2	10,252	22,4	АС-120
6	ВЛ 110 кВ Вынгапур Ярайнерская-1, 2	Вынгапур – отпайка Хорошуновская	2	0,7	1,3	АС-120
		отпайка Хорошуновская – Ярайнерская	2	51,6	103,2	АС-120
		отпайка Хорошуновская – Хорошуновская	2	15,4	30,8	АС-120
7	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Звездная	отпайка Сугмутская – Звездная	1	22,1	22,1	АС-120
8	ВЛ 110кВ Надым – Береговая	Надым – КС-0	1	0,3	0,3	АС-120
9	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка	Надым – отпайка КС-0	1	0,3	0,3	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
10	ВЛ 110кВ Новогодняя – Еты- Пур-1, 2	отпайка Снежная – Снежная	2	44,7	89,4	АС-120
11	ВЛ 110кВ НППЭ – Янга-Яха	Западно- Ноябрьская – Итурская	1	13,5	13,5	АС-120
12	ВЛ 110кВ Оленья – Ямбург- 1, 2	УГП-15 – Юрхарово	2	45	90	АС-120
13	ВЛ 110 кВ Пангоды – Базовая- 1, 2	Пангоды – отпайка ГКС	2	2,3	4,6	2хАС-95
		отпайка ГКС – ГКС	2	0,3	0,6	2хАС-95
		отпайка ГКС – Базовая	2	8,4	16,8	2хАС-95
14	ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Ямальская-1, 2		2	1,4	2,8	АС-120
15	ВЛ 110кВ Пуль- Яха – Нуриевская 2ц	Нуриевская– отпайка Звездная	1	43,03	43,03	АС-150
		отпайка Звездная – Звездная	1	6,14	6,14	АС-120
16	ВЛ 110 кВ Пуль- Яха – Трудовая 1, 2ц	Пуль-Яха – отпайка Ударная	2	0,27	0,54	АС-120
		отпайка Ударная – Ударная	2	7,6	15,2	АС-120
		отпайка Ударная – Трудовая	2	9,89	19,78	АС-120 АС-150
17	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – НПС Пур-Пе- 1, 2		2	16,7	33,4	АС-120
18	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-9		1	100	100	АС-120
19	ВЛ 110 кВ Янга- Яха – Владимирская	Зайпадно- Ноябрьская – Итурская	1	13,5	13,5	АС-120
20	ВЛ 110 кВ Янга- Яха – Спорышевская-1, 2	Янга-Яха – отпайка Хрустальная	2	6,4	12,9	АС-120
		отпайка Хрустальная – Хрустальная	2	11,7	23,3	АС-120
		отпайка Хрустальная – Спорышевская	2	7,4	14,7	АС-120
21	ВЛ 110 кВ Мангазея – НПС-1 1, 2цепь		2	47,8	95,6	АС-120, АС-240
22	ВЛ 110кВ Оленья – Песцовая		1	47	47	АС-120
Итого электросетевые объекты промышленных предприятий в одноцепном исчислении 110кВ					1 098,7	

1	2	3	4	5	6	7
Итого в одноцепном исчислении 500кВ					992,9	
Итого в одноцепном исчислении 220кВ					4 024	
Итого в одноцепном исчислении 110кВ					7 113	
Итого в одноцепном исчислении по всем классам напряжения					12 130	

Характеристика основных средств компенсации реактивной мощности (далее – СКРМ) приведена в таблице 23.

Таблица 23

Сведения о СКРМ, размещенных на ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на 01.01.2020

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Тип ПС	Номинальное напряжение, (кВ)	Реактивная мощность (Мвар)	
					генерация	потребление
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 500 кВ Холмогорская	P-110	РОД-33333/110	110		3х33,3
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 Муравленковская	P-500Холмогорская	РОМБСМ-60000/500	500		3х60
6	ПС 500кВ Тарко-Сале	P-500Холмогорская	РОДЦ-60000/500	500		3х60
7	ПС 220кВ Надым	УШР-220	РТДУ-100000/220			100
8		P-110	РОД-33333/110	110		3х33,3
9	ПС 220кВ Уренгой	УШР-220	РТДУ-100000/220	220		100
10	ПС 220 кВ Мангазея	УШР-220	РТДУ-100000/220	220		100
11	ПС 220 кВ Салехард	УШР-220	РТДУ-100000/220	220		100
		БСК-110 1,2,3	90TILP 65,7/126,01	110	3х50	
12	ПС 220 кВ Арсенал	УШР-110	РТДУ-25000/110	220		25
13	ПС 110кВ Звёздная	УРС-110	БК-110-25000-У1	110	25	
14			РТУ-25000/110 ХЛ1	110		25
15	ПС 110 кВ Новогодняя	УРС-110	42 TILP 25/121	110	25	
16			42 TILP 25/121	110	25	
17			РТДУ-25000/110 ХЛ1	110		25

2.13. Основные внешние электрические связи ЯНАО.

ЭЭС ЯНАО является частью энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО. ЭЭС ЯНАО имеет следующие электрические связи с ЭЭС ХМАО:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-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 Надым – Лонг-Юган – Сорум.

ЭЭС ЯНАО имеет следующие электрические связи с энергосистемой Красноярского края:

- КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор I цепь;
- КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор II цепь.

2.14. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории ЯНАО.

В 2018 году на производство электроэнергии электростанциями было израсходовано 3 550 650 т у.т., в том числе:

- газ горючий природный – 2 825 710 т у.т.,
- газ нефтяной попутный – 256 330 т у.т.,
- дизельное топливо – 195 788 т у.т.

Для производства тепловой энергии котельными всего израсходовано 1 627 193 т у.т., в том числе:

- газ горючий природный – 1 216 078 т у.т.,
- уголь – 18 327 т у.т.,
- нефть (включая газовый конденсат) – 55 365 т у.т.,
- газ нефтеперерабатывающих предприятий – 66 964 т у.т.,
- дизельное топливо – 47 484 т у.т.,
- сжиженный газ (в т.ч. пропан, бутан) – 39 853 т у.т.

В таблице 24 приведены сводные данные по потреблению топлива в 2018 году на производство электрической и тепловой энергии.

Таблица 24

Данные о потреблении топлива в 2018 году на производство электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО⁴

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия		Итого	
	в т у.т.	в %	в т у.т.	в %	в т у.т.	в %
1	2	3	4	5	6	7
Газ горючий природный	2 825 710	79,6	1 216 078	74,7	4 041 788	78
Нефть (включая газовый	20 522	0,6	55 365	3,4	75 887	1,5

⁴Данные за 2019 год не приведены ввиду отсутствия статистической информации.

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия		Итого	
	в т.т.	в %	в т.т.	в %	в т.т.	в %
1	2	3	4	5	6	7
конденсат)						
Дизельное топливо	195 788	5,5	47 484	2,9	243 272	4,7
Уголь (каменный)	0	0	18 327	1,1	18 327	0,3
Сжиженный газ (включая пропан, бутан)	234 644	6,6	39 853	2,4	274 497	5,3
Газ нефтяной попутный	256 330	7,2	181 589	11,1	437 919	8,4
Газ нефтеперерабатывающих предприятий	16 135	0,4	66964	4,1	83 099	1,6
Прочие виды топлива	1 521	0	1 533	0,1	3 054	0,1
Итого	3 550 650	100	1 627 193	100	5 177 843	100

Структура потребления топлива для производства электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО в 2018 году представлена на схемах 16 и 17.



Схема 16. Структура потребления топлива для производства электрической энергии в 2018 году



Схема 17. Структура потребления топлива для производства тепловой энергии в 2018 году

2.15. Единые топливно-энергетические балансы ЯНАО.

Единый топливно-энергетический баланс ЯНАО (далее – ЕТЭБ) за 2015 – 2019⁵ годы разработан в соответствии с Порядком составления топливно-энергетических балансов субъектов РФ, МО, утвержденным приказом Минэнерго РФ от 14.12.2011 № 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 2015 – 2018 годы приведен в таблицах 25 – 28. ЕТЭБ ЯНАО получен путем консолидации однопродуктовых балансов вышеуказанных ресурсов.

⁵ Расчеты за 2019 годы не приведены ввиду отсутствия опубликованной статистической информации.

ЕТЭБ ЯНАО за 2015 год, т у.т.

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Производство энергетических ресурсов	0	57 136 464	0	593 630 000	5 258		
Ввоз	86 180	0	791 343	0	0	586 919	
Вывоз	0	-55 842 866	0	-569 218 494	0	0	
Изменение запасов	-1 902	-76 629	-77 834	0	858	0	
Потребление первичной энергии	84 278	1 216 969	713 509	24 411 506	6 115	586 919	
Статистическое расхождение							-2 257
Производство электрической энергии	-29 524	-334	-223 187	-2 565 543	0	903 312	0
Производство тепловой энергии	-46 668	-84 246	-116 675	-2 209 549	-162	-687	1 921 955
Теплоэлектростанции	0	0	0	-13 899	0		52 588
Котельные	-46 668	-84 246	-116 675	-2 195 650	-162		1 628 669
Электрокотельные и теплоутилизационные установки						-687	240 698
Преобразование топлива		-1 061 424	743 371	-5 901 695		-62 028	-32 157
Переработка нефти		-1 061 424	792 486	-70 281		-9 160	-16 530
Переработка газа			-49 115	-5 831 414	0		
Обогащение угля				0			
Собственные нужды				0		-83 537	-283 967
Потери при передаче				-780 850		-45 239	-202 356
Конечное потребление энергии	8 086	70 965	1 117 018	12 953 869	5 953	1 298 746	1 405 732
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0	0	6 187	0	205	1 476	2 375
Промышленность	0	46 953	278 831	5 802 798	0	1 016 461	546 936

1	2	3	4	5	6	7	8
добыча полезных ископаемых	0	46 953	264 336	5 763 445	0	988 728	481 082
обрабатывающие производства	0	0	14 495	39 353	0	27 733	65 854
Строительство	14	276	132 706	9 722	0	50 799	21 219
Транспорт и связь	259	5 235	439 721	2 306 300	152	94 870	153 677
Торговля	7 487	9 196	62 956	93 845	127	55 313	157 857
Сфера услуг	325	0	192 450	5	5 469	79 827	523 670
Население	0	9 305	4 167	4 741 200	0	0	0
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	0	57 136 464	0	593 630 000	5 258		

Таблица 26

ЕТЭБ ЯНАО за 2016 год, т у.т.

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Производство энергетических ресурсов	0	64 441 296	0	581 555 000	5 794		
Ввоз	24 456	0	676 105	759 553	0	598 715	
Вывоз	0	-63 168 397	-4 457	-560 027 502	0	0	
Изменение запасов	-568	-81 766	16 512	0	-2 499	0	
Потребление первичной энергии	23 887	1 191 133	688 161	22 287 051	3 294	598 715	
Статистическое расхождение							81 052
Производство электрической энергии	-2 145	0	-228 818	-2 880 109	-49	875 182	0
Производство тепловой энергии	-14 432	-66 392	-191 689	-1 442 535	-12	-1 799	1 783 415
Теплоэлектростанции	0	0	0	-15 603	0		62 831
Котельные	-14 432	-66 392	-191 689	-1 426 932	-12		1 489 110

1	2	3	4	5	6	7	8
Электрокотельные и теплоутилизационные установки		0				-1 799	231 474
Преобразование топлива		-1 032 912	569 622	-5 736 938		-116 141	-32 223
Переработка нефти		-1 032 912	621 924	-35 559		-10 099	-17 547
Переработка газа			-52 302	-5 701 379			
Обогащение угля				0			
Собственные нужды				0		-70 699	-178 353
Потери при передаче				-727 950		-56 605	-152 220
Конечное потребление энергии	7 310	91 829	837 275	11 499 519	3 233	1 228 651	1 339 567
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0	0	5 485	0	239	1 501	3 812
Промышленность	0	64 662	221 371	4 769 477	0	954 225	492 098
Добыча полезных ископаемых	0	64 662	219 031	4 606 580	0	939 287	458 745
Обрабатывающие производства	0	0	2 340	162 896	0	14 938	33 353
Строительство	0	183	163 204	6 653	0	47 786	14 084
Транспорт и связь	153	5 165	239 287	1 874 821	0	91 377	170 260
Торговля	7 022	957	53 062	219 395	182	53 886	142 044
Сфера услуг	134	0	131 644	174	2 813	79 876	517 270
Население	0	20 863	23 223	4 629 001	0	0	0
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на отоплительные нужды	0	64 441 296	0	581 555 000	5 794		

Таблица 27

ЕТЭБ ЯНАО за 2017 год, т у.т.

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8

1	2	3	4	5	6	7	8
Производство энергетических ресурсов	0	75 322 800	0	587 880 000	54 176		
Ввоз	23 437	0	872 127	759 734	0	514 669	
Вывоз	0	-74 012 352	-72 216	-562 151 330	0	0	
Изменение запасов	1 218	-116 952	-14 252	0	7 984	0	
Потребление первичной энергии	24 654	1 193 496	785 658	26 488 404	62 160	514 669	
Статистическое расхождение							-54 426
Производство электрической энергии	0	0	-111 215	-2 331 809	0	974 873	0
Производство тепловой энергии	-18 837	-78 125	-60 020	-1 483 801	-58 796	-1 522	1 827 893
Теплоэлектростанции	0	0	0	-12 633	0		77 488
Котельные	-18 837	-78 125	-60 020	-1 471 168	-58 796		1 521 619
Электрокотельные и теплоутилизационные установки						-1 522	228 786
Преобразование топлива		-1 039 824	268 337	-7 163 503		-94 225	-28 903
Переработка нефти		-1 039 824	319 045	-71 935		-5 663	-14 991
Переработка газа			-50 709	-7 091 568			
Обогащение угля				0			
Собственные нужды				0		-69 368	-306 079
Потери при передаче				-2 141 300		-54 059	-138 817
Конечное потребление энергии	5 817	75 547	882 760	13 367 991	3 364	1 270 359	1 408 520
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0	0	5 509	0	233	1 513	1 911
Промышленность	0	47 442	212 486	6 373 177	0	993 879	521 935
Добыча полезных ископаемых	0	47 442	210 214	6 195 333	0	972 884	488 582
Обрабатывающие производства	0	0	2 271	177 844	0	20 996	33 353
Строительство	0	0	155 716	6 974	0	48 265	12 120
Транспорт и связь	0	10 719	359 067	1 453 345	0	92 828	181 676
Торговля	5 724	688	58 936	53 871	200	53 972	166 517
Сфера услуг	93	0	86 477	168	2 931	79 901	524 361
Население	0	16 698	4 569	5 480 457	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на отоплительные нужды	0	75 322 800	0	587 880 000	54 176		

Таблица 28

ЕТЭБ ЯНАО за 2018 год, т у.т.

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Производство энергетических ресурсов	0	81 338 536	0	630 465 810	3 337 116	1 536 139	
Ввоз	18 327	0	0	0	0	0	
Вывоз	0	-80 069 153	277 841	-613 601 094	-203 169	-	
Изменение запасов	-3	0	0	0	0	0	
Потребление первичной энергии	18 324	1 269 383	277 841	16 864 716	3 133 947	1 536 139	
Статистическое расхождение	-3	0	0	0	0	0	36 651
Производство электрической энергии	0	-20 522	-197 309	-3 316 684	-9	0	-3 534 524
Производство тепловой энергии	0	0	0	0	0	0	0
Теплоэлектростанции	0	0	0	0	0	0	0
Котельные	18 327	-55 365	-47 857	-1 437 520	-50 253	-1 050	-1 573 718
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	0	0	0	0	-4 418	-	-4 418
Преобразование топлива	0	0	0	0	0	0	0
Переработка нефти	0	0	4	-63 022	-32 283	-21 798	-117 099
Переработка газа	0	0	0	-6 638 395	-241 628	-6 501	-6 886 524
Обогащение угля	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	0	0	0	0	-21 111	-27 547	-48 658

1	2	3	4	5	6	7	8
Потери при передаче	0	0	0	0	0	0	0
Конечное потребление энергии	0	1 193 496	32 679	5 409 094	2 784 245	1 479 243	10 898 757
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0	0	0	0	19 228	1 640	20 868
Промышленность	0	1 191 973	25	1 853 477	194 193	148 776	3 388 445
Добыча полезных ископаемых	0	0	218	3 555 495	2 211 325	290 474	6 057 512
Обрабатывающие производства	0	0	0	0	983	-	983
Строительство	0	0	0	0	0	0	0
Транспорт и связь	0	0	32 436	122	111	0	32 669
Торговля	0	0	0	0	0	244 495	244 495
Сфера услуг	0	0	0	0	140 373	265 471	405 843
Население	0	0	0	0	217 477	528 387	745 865
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	0	0	0	0	0	0	0

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.

Анализ данных первого блока ЕТЭБ ЯНАО показывает, что ЯНАО является крупнейшим экспортером энергоносителей. 96,8% производимых в ЯНАО энергетических ресурсов вывозятся за его пределы. На природный газ приходится 88% производимых первичных энергоресурсов.

На схеме 18 приведена структура потребляемых первичных ресурсов. В структуре потребления первичных энергоресурсов превалирует потребление природного газа.

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.

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

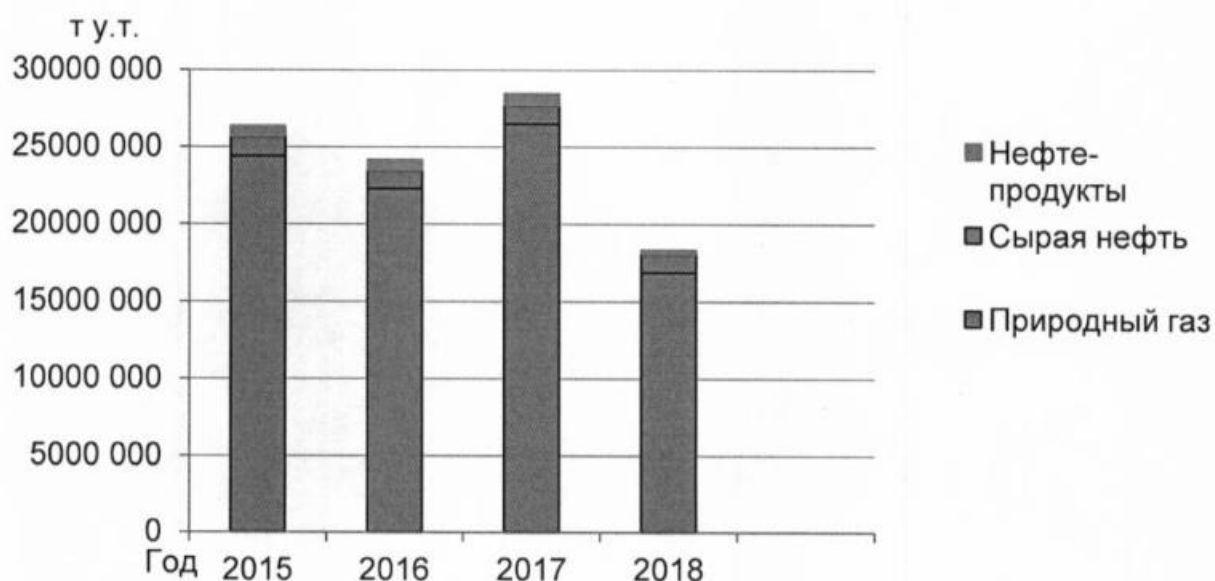


Схема 18. Структура потребления первичных энергоресурсов в ЯНАО в период 2015 – 2018 годов

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.

В результате выполнения расчетов электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при единичных отключениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО для нормальной и основных ремонтных схем с использованием программного комплекса «RastrWin» выявлена вероятность выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений и необходимость в ряде случаев ограничения режима электроснабжения потребителей электрической энергии посредством применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – ГАО) и использования противоаварийной автоматики.

3.1.1. Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

При анализе отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок выявлено следующее:

1) В нормальной схеме электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений.

2) При нормативных возмущениях в нормальной схеме существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1.

3) При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования:

- ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой;

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

4) При отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора на ПС 110 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает длительно допустимых и аварийно допустимых значений.

3.1.2. Ограничение режима электроснабжения потребителей электрической энергии.

В нормальной и ремонтных схемах при нормативных возмущениях возможен ввод ГАО для ликвидации токовой перегрузки следующих ЛЭП и оборудования:

- ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1;
- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр.

3.1.3. Мероприятия.

ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1.

Превышение допустимых длительных токовых нагрузок (далее – ДДТН) ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н.Пурпейская) наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок при отключении 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская или ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 2. Максимальная токовая загрузка выявлена при отключении 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская при секционированном транзите 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале с учетом работы АВР на ПС 110 кВ Н.Пурпейская и ПС 110 кВ Барсуковская токовая загрузка ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н.Пурпейская) составляет для температуры наружного воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ 108% (422 А) от ДДТН (ДДТН/аварино допустимые токовые нагрузки (далее – АДТН) – 390/465 А) и для температуры наружного воздуха $+30^{\circ}\text{C}$ 115% (422 А) от ДДТН (ДДТН/АДТН – 365/435 А).

Для снятия перегруза рассмотрена возможность применения схемно-режимных мероприятий в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670-2019. Схемно-режимные мероприятия, позволяющие снять перегруз без ввода графика временного ограничения (далее – ГВО), отсутствуют. В текущих режимах летних максимальных нагрузок при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 2 для введения параметров режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 10 МВт на ПС 110 кВ Барсуковская.

В целях исключения превышения ДДТН Муравленковская – Барсуковская – 1 рекомендуется ремонт ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 2 производить при температуре окружающей среды менее $+10^{\circ}\text{C}$, ДДТН Муравленковская – Барсуковская – 1 при температуре $+10^{\circ}\text{C}$ составляет 445 А.

Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1 и предотвращения ввода ГВО, в объеме до 10 МВт на ПС 110 кВ Барсуковская, рекомендуется включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский – 1, 2. Для реализации данного мероприятия необходима установка основных быстродействующих защит на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский – 1, 2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский – 1, 2 и организацией ВЧ-канала связи. Включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский – 1, 2 обеспечивает двустороннюю

схему электроснабжения ПС 110 кВ Барсуковская и ПС 110 кВ Н.Пурпейская и позволяет предотвратить превышение ДДТН Муравленковская – Барсуковская – 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н.Пурпейская) при единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах.

ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой.

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой наблюдается в режимах зимних минимальных и летних максимальных нагрузок при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и одной из ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и составляет 132% (755 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 573 А при +30°C) и 124% (755 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 610 А при +25°C). Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды наблюдается в режимах зимних минимальных нагрузок при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой и составляет 128% (798 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 630 А при 0°C) и 122% (771 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 630 А при 0°C).

На ПС 220 кВ Уренгой установлены устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО) ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и АОПО ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой с действием на разгрузку блоков Уренгойской ГРЭС.

Действие АОПО ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды или ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой позволяет ликвидировать превышение АДТН рассматриваемых ВЛ в послеаварийный режим (далее – ПАР).

В целях предотвращения перегрузок, рассматриваемых ВЛ 220 кВ в ПАР, рекомендуется производить ремонты указанных ВЛ 220 кВ в режимах со сниженной генерацией Уренгойской ГРЭС (например, во время остановки части генерирующего оборудования Уренгойской ГРЭС на время планового ремонта).

ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр.

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр наблюдается в режимах зимних и летних максимальных нагрузок при аварийном отключении одной из указанных ВЛ 110 кВ в схеме ремонта второй ВЛ 110 кВ. Максимальные токовые нагрузки ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр, ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская выявлены в режиме летних максимальных нагрузок и составляют для температуры наружного воздуха +25°C 104% (406 А при ДДТН/АДТН 390/465 А), 104% (406 А при ДДТН/АДТН 390/465 А), 122% (475 А при ДДТН/АДТН 390/465 А) и 120% (467 А при ДДТН/АДТН 390/465 А) от $I_{\text{дтн}}$ соответственно и для температуры

наружного воздуха +30°C составляют 111% (406 А при ДДТН/АДТН 365/435 А), 111% (406 А при ДДТН/АДТН 365/435 А), 130% (475 А при ДДТН/АДТН 365/435 А) и 128% (467 А при ДДТН/АДТН 365/435 А) от $I_{ддтн}$ соответственно.

На ПС 220 кВ Вынгапур на ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, Вынгапур – Маяк и на ПС 220 кВ Янга-Яха на ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр установлены АОПО с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новогодняя.

Для снятия перегруза свыше ДДТН с ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя для исключения повреждения ВЛ при температуре наружного воздуха +30°C необходимо ввести ГВО со временем реализации менее 5 минут в объеме 2 МВт и отключить две БСК мощностью 25 Мвар каждая на ПС 110 кВ Новогодняя, при температуре наружного воздуха +25°C необходимо отключить две батареи статических конденсаторов (далее – БСК) мощностью 25 Мвар каждая на ПС 110 кВ Новогодняя. Токовая нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ после отключения БСК не превысит ДДТН этой ВЛ 110 кВ.

При превышении АДТН ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр и ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская действием АОПО ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр отключится нагрузка на ПС 110 кВ Новогодняя и отключится на ПС 110 кВ Новогодняя В-110 Еты-Пур-1, 2 с запретом автоматического повторного включения (далее – АПВ). Токовая нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ после действия АОПО не превысит ДДТН этой ВЛ 110 кВ.

Для включения потребителей после действия АОПО необходимо ввести ГВО со временем реализации менее 5 минут в объеме не менее 5 МВт и отключить две БСК мощностью 25 Мвар каждая на ПС 110 кВ Новогодняя. Токовая нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ после действия АОПО не превысит ДДТН этой ВЛ 110 кВ.

Для снятия перегруза рассмотрена возможность применения схемно-режимных мероприятий в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670-2019. Схемно-режимные мероприятия, позволяющие снять перегруз без ввода ГВО, отсутствуют. При этом в текущих режимах 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 ГВО на рассматриваемом транзите 110 кВ может составить 5 МВт (учитывая 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).

Токовые нагрузки ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр, ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская в зимний период при температуре наружного воздуха 0°C составят 105% (504 А при ДДТН/АДТН -485/580 А), 105% (505 А при ДДТН/АДТН -485/580 А), 111% (539 А при ДДТН/АДТН -485/580 А) и 109% (528 А при ДДТН/АДТН -485/580 А) от $I_{ддтн}$ соответственно.

Для устранения превышения ДДТН в зимний период ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя необходимо отключить

две БСК мощностью 25 Мвар каждая на ПС 110 кВ Новогодняя. Для устранения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр, ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская необходимо ввести ГВО со временем реализации менее 5 минут в объеме 5 МВт и отключить одну БСК мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Новогодняя.

Для исключения ввода ГВО в схеме, складывающейся после единичного нормативного возмущения в ремонтной схеме, рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ с реализацией транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская.

3.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.

Существующая система электроснабжения города окружного значения Лабытнанги является автономной, т.е. изолированной от ЕЭС России. Электроснабжение г. Лабытнанги осуществляется от генерирующих источников филиала Передвижные электрические станции «Лабытнанги» ПАО «Передвижная энергетика» суммарной установленной электрической мощностью электростанций 66,25 МВт:

- ГТУ 4х12 МВт,
- ГТУ 2х4 МВт,
- ГТУ 4х2,5 МВт,
- ВЭС 0,25 МВт.

Существующая система электроснабжения пгт Харп является также автономной. Электроснабжение потребителей пгт Харп осуществляется от ТЭС «Харп-12», установленной мощностью 10,96 МВт:

- ГПГУ 2х3,05 МВт,
- ГПГУ 2х2,43 МВт.

Одним из приоритетных инвестиционных проектов, реализуемых на территории ЯНАО, включенных в перечень приоритетных инвестиционных проектов в УрФО, утвержденный Председателем Правительства РФ от 10.11.2011 № 5724п-П16, является инвестиционный проект «Развитие производства сжиженного природного газа (далее – СПГ) на территории полуострова Ямал». Основным инвестором выступает ОАО «Ямал СПГ» (дочернее общество ПАО «НОВАТЭК»). Проект реализован в 2018 году. Проект «Ямал СПГ» предусматривает создание завода по производству СПГ мощностью 16,5 млн тонн в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения.

В рамках проекта «Ямал СПГ» предусмотрена локальная система электротеплоснабжения потребителей от источников генерации, включенных в технологический процесс производства СПГ, а также аварийных источников энергоснабжения технологических потребителей, критичных к перерывам в энергоснабжении. Установленная мощность – 376 МВт электрической энергии и 160 МВт тепловой энергии, 8 единиц генерирующего оборудования. Основное используемое генерирующее оборудование и его электрическая мощность: ГТУ номинальной электрической мощностью 47 МВт с котлом-утилизатором номинальной тепловой мощностью 40 МВт. Основной нагрузкой

электростанции будет являться технологическое компрессорное оборудование в составе 3-х линий производства СПГ.

Реализуемая схема электроснабжения и выдачи мощности ОАО «Ямал СПГ» не предусматривает параллельную работу с ЕЭС России и рассчитана только для обеспечения электрической энергией собственных производственных нужд в полностью изолированной сети.

IV. Основные направления развития электроэнергетики на территории ЯНАО

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики ЯНАО.

В рамках Стратегии социально-экономического развития ЯНАО до 2020 года 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.

Приоритетными направлениями для достижения поставленной стратегической цели социально-экономического развития ЯНАО являются:

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

Основными целями развития электроэнергетики ЯНАО являются:

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

Для достижения указанных целей необходимо решение следующих задач:

- разработка эффективных мероприятий по развитию электрических сетей и генерирующих мощностей;
- эффективное использование топливно-энергетических ресурсов региона с учетом экологических требований;

- поддержание требуемых уровней напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, а также в точках общего присоединения (приемники электрической энергии);

- обеспечение параметров режимов работы основного электротехнического и генерирующего оборудования в допустимых пределах.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2021 – 2025 годов.

1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление, млн кВт·ч	10 330	11 125	11 725	12 055	12 185	12 350
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	394	795	600	330	130	165
Прирост, процентов	4	7,7	5,4	2,8	1,1	1,3

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2015 – 2019 годы (факт) и 2020 – 2025 годы (базовый прогноз) представлены на схеме 09.



Схема 19. Динамика изменения потребления электрической мощности и энергии ЭЭС ЯНАО на 2015 – 2019 годы (факт) и 2020 – 2025 годы (базовый прогноз)

Данные о прогнозном потреблении электроэнергии (мощности) крупных потребителей на период до 2025 года приведены в таблице 30.

Прогноз потребления электрической энергии крупными потребителями на территории ЯНАО на период до 2025 года

Потребитель	Показатель		Год					
	наименование	единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «Газпром добыча Ямбург»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	234,8	235,9	237,0	238,1	239,2	240,3
	максимальное потребление мощности	МВт	31	31,2	31,3	31,5	31,6	31,8
ООО «Газпром добыча Уренгой»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	299,6	314,6	330,3	346,8	357,3	368
	максимальное потребление мощности	МВт	34,2	35,9	37,7	39,6	40,8	42
ООО «Газпром добыча Надым»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	50	50	50	50	50	50
	максимальное потребление мощности	МВт	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5
	максимальное потребление мощности	МВт	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	342,3	338,9	335,5	332,1	328,8	325,5
	максимальное потребление мощности	МВт	45,7	45,4	44,9	44,5	44,0	43,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» (в т.ч. Филиал «Газпромнефть – Муравленко»)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	3 414,4	3 408,6	3 310,5	3 257,7	3 113,8	3 042,7
	максимальное потребление мощности	МВт	451,2	450,4	437,4	430,5	411,4	402
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	436,2	438,1	438,1	408,6	408,6	408,6
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	максимальное потребление мощности	МВт	19,4	19,7	19,7	15,3	15,3	15,3
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	207,5	337,2	337,2	337,2	337,2	337,2
ООО «Газпром переработка»	максимальное потребление мощности	МВт	28	45,2	45,2	45,2	45,2	45,2
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	33	33	33	33	33	33
ООО «НГХК»	максимальное потребление мощности	МВт	10	40	60	80	100	100
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	464,1	464,1	464,1	464,1	464,1	464,1
Губкинский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	61,3	61,3	61,3	61,3	61,3	61,3
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6
Вынгапуровский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	222	222	222	222	222	222
Муравленковский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	222	222	222	222	222	222
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	222	222	222	222	222	222

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	максимальное потребление мощности	МВт	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3
ООО «РН-Пурнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	1 192,5	1 231,3	1 226,2	1 248,5	1 259,1	1 276,5
	максимальное потребление мощности	МВт	157,6	162,7	162	165	166,4	168,7
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	235,6	214,6	228,6	228,6	228,6	228,6
	максимальное потребление мощности	МВт	36,3	33,5	34,8	34,8	34,8	34,8
АО «Транснефть – Сибирь»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	161,1	161,1	161,1	161,1	161,1	161,1
	максимальное потребление мощности	МВт	33,8	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6
В т.ч. от АО «Тюменьэнерго»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1
	максимальное потребление мощности	МВт	4,9	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
В т.ч. от ОАО «РЖД»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
	максимальное потребление мощности	МВт	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
В т.ч. от ОАО «Интер РАО – Электрогенерация» Филиал «Уренгойская ГРЭС»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	максимальное потребление	МВт	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	мощности							
В т.ч. от ПАО "ФСК ЕЭС"	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
	максимальное потребление мощности	МВт	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
В т.ч. от ООО «Ноябрьскэнергогаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	максимальное потребление мощности	МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
В т.ч. от ООО «СеверСетьРазвитие»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2
	максимальное потребление мощности	МВт	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
В т.ч. от собственной генерации ПАО «НОВАТЭК» – всего	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
	максимальное потребление мощности	МВт	40,5	43,5	44,3	44,7	45,2	45,6
В т.ч. ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	102	114	117	117	117	117
	максимальное потребление мощности	МВт	13,5	15,1	15,5	15,5	15,5	15,5
ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	98,8	109,9	113	116,1	119,4	122,7
	максимальное потребление мощности	МВт	13,1	14,5	14,9	15,3	15,8	16,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	мощности							
ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕ-НЕФТЕГАЗ»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	105,4	105,4	105,4	105,4	105,4	105,4
	максимальное потребление мощности	МВт	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9

Примечание.

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

Перечень основных перспективных потребителей при базовом варианте развития.

В ЭЭС ЯНАО до 2025 года в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

- АО «Транснефть – Сибирь», объекты нефтеперекачивающих станций магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе. Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 16,412 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполнено сооружение ПС 220 кВ Ермак с заходами ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея (2018 год) и ПС220кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская (2019 год);

- ООО «Севкомнефтегаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Севкомнефтегаз» планируется строительство ПС 110 кВ ПК-1 (Северо-Комсомольская) и двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал – ПК-1 (Северо-Комсомольская). Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 60МВт;

- АО «Тюменнефтегаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» планируется присоединение объектов электросетевого хозяйства Русского месторождения с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 74 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется сооружение ПС110/35/10кВ Русская с ВЛ 110 кВ от ПС220 кВ Ермак и ПС 110 кВ ПСП Заполярное с питающими ВЛ110кВ от ПС 220 кВ Ермак;

- АО «Тюменнефтегаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз» с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 120 МВт планируется строительство ПС 220 кВ ТасуЯва и ВЛ220 кВ Исконная – Ермак;

- ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 35 МВт. Для возможности осуществления технологического присоединения планируется строительство СП 110 кВ с двумя линейными ячейками 110 кВ в районе ПП 110 кВ Северный, строительство ПС 110/10 кВ ГДН, сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ от СП 110 кВ в районе ПП 110 кВ Северный до ПС 110 кВ ГДН;

- ООО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 7МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство новой ПС 110 кВ Роспан с сооружением участка ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха-1,2 до ПС 110 кВ Роспан;

- подключение изолированной ЭЭС Заполярного НГКМ к планируемой к строительству в рамках реализации технических условий на технологическое

присоединение энергопринимающих устройств ПС 220 кВ Ермак в объеме 22 МВт.

4.2.2.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

Умеренно оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности до 2025 года представлен ИОГВ и основан на данных о планируемых к присоединению новых энергопринимающих устройств в рамках реализации действующих договоров на технологическое присоединение, а также информации о поданных заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств и планируемом увеличении нагрузок по данным крупных потребителей, ТСО, ИОГВ и МО. Умеренно оптимистический прогноз представлен в таблице 31.

Таблица 31

Умеренно оптимистический прогноз изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО до 2025 года

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление мощности, МВт	1 461	1 587	1 711	1 793	1 816	1 850
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	80	119	125	84	21	36
Прирост, %	5,8	8,1	7,9	4,9	1,2	1,9
Электропотребление, млн кВт ч	10 437	11 224	11 927	12 530	12 703	12 908
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	501	787	703	603	173	205
Прирост, %	5	7,5	6,2	5	1,4	1,6

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2015 – 2019 годы (факт) и 2020 – 2025 годы (умеренно оптимистический прогноз) представлены на схеме 20.

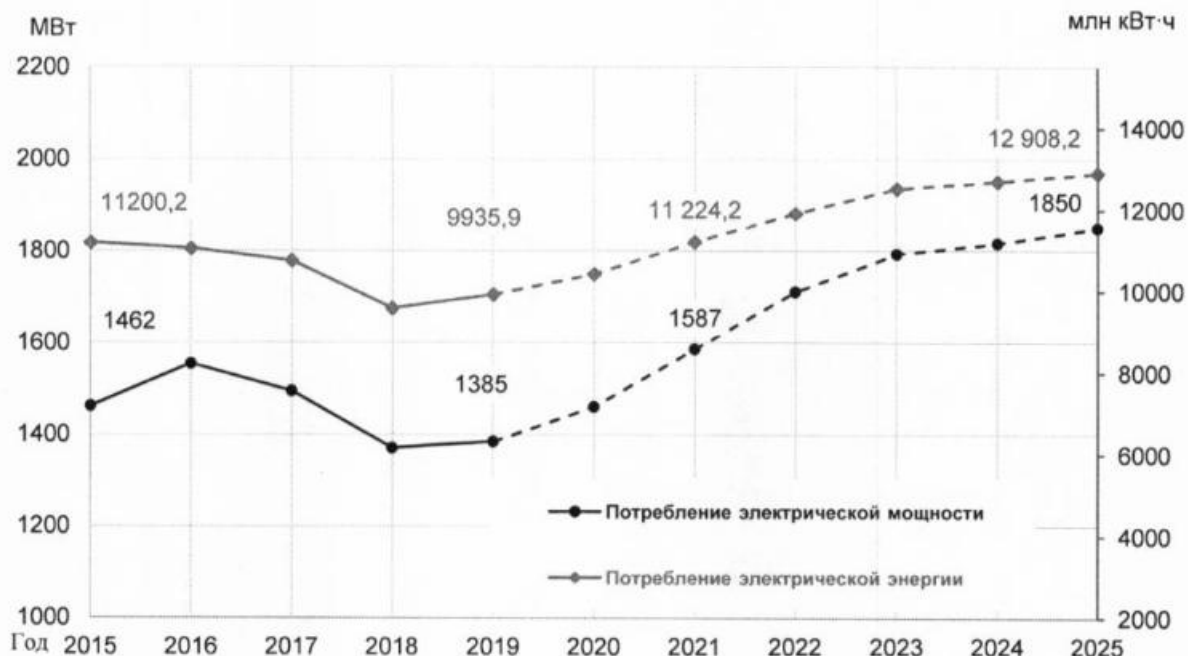


Схема 20. Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2015 – 2019 годы (факт) и 2020 – 2025 годы (умеренно оптимистический прогноз)

Перечень основных перспективных потребителей при умеренно оптимистическом варианте развития.

Дополнительно в рамках разработки умеренно оптимистического варианта развития сетей ЭЭС ЯНАО учтены данные, полученные от ИОГВ, МО, а также крупных потребителей о планируемых к вводу потребителях.

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям приведенных объектов отсутствуют (не выдавались).

Ниже приведена информация о наиболее крупных, планируемых к вводу, потребителях:

- подключение энергорайона г. Лабытнанги с максимальной мощностью 40 МВт;
- подключение энергорайона пгт Харп с максимальной мощностью 7 МВт;
- подключение новых потребителей микрайона «Обдорский» г. Салехард максимальной мощностью 31,064 МВт в районе ПС 110 кВ «Северное Сияние». Согласно протоколу рабочего совещания представителей ИОГВ ЯНАО и АО «Россети Тюмень» для подключения указанной нагрузки требуется строительство новой ПС 110/35/6 кВ с двумя автотрансформаторами мощностью 40 МВт каждый в районе ПС 110 кВ Северное Сияние. Полный перечень мероприятий, необходимых для подключения вновь вводимой нагрузки, должен быть определен отдельными техническими условиями на технологическое присоединение;

- планы ООО «Газпром добыча Уренгой» по подключению новых энергопринимающих устройств к существующим ПС 110-220 кВ в Пуровском энергорайоне в объеме 10,9 МВт к 2020 году;

- планируется строительство Северного широтного хода. Северный широтный ход – строящаяся железнодорожная магистраль в ЯНАО протяжённостью 707 километров по маршруту Обская – Салехард – Надым – Новый Уренгой – Коротчаево, которая должна связать западную и восточную части ЯНАО, Северную железную дорогу со Свердловской. Проект реализуется совместно силами Правительства РФ, Правительства ЯНАО, ПАО «Газпром», ОАО «РЖД» и ООО «СШХ», ООО «СТС». Координатором строительства магистрали выступает Росжелдор. Строительство Северного широтного хода планируется осуществить с 2018 по 2022 годы. Прогнозируемый объём перевозок составит 23,9 млн тонн (преимущественно газовый конденсат и нефтеналивные грузы).

Для электроснабжения железнодорожного транспорта общего пользования «Обская – Салехард – Надым» на основании предоставленной предварительной информации по объекту «Инфраструктура железнодорожного транспорта общего пользования «Обская – Салехард – Надым» и инвестиционному проекту «Усиление железнодорожной инфраструктуры на Северной и Свердловской ж/д для пропуска дополнительного грузопотока в рамках проекта по созданию Северного железнодорожного широтного хода» планируется сооружение следующих объектов (подключение предварительно рассматривается на напряжении 35 кВ):

- ПС 35 кВ Обская с прогнозной нагрузкой 6,636 МВт, планируется подключением двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Северное Сияние;

- ПС 35 кВ Салехард с прогнозной нагрузкой 2,051 МВт, с питанием от ПС 110 кВ Северное Сияние;

- ПС 35 кВ Надым с прогнозной нагрузкой 1,685 МВт, с питанием от существующей ПС Голубика.

Планируется сооружение ПС 220 кВ Татаринцево с прогнозной нагрузкой 2,31 МВт.

Также предусматривается строительство следующих промежуточных пунктов, получающих питание от присоединённых к сети объектов:

- ППА 35 кВ Растущий;

- ППА 35 кВ Многоводный.

Сооружение предлагаемых объектов 35 – 220 кВ является одним из возможных вариантов присоединения к сети, конкретные точки подключения и параметры вновь вводимых объектов определяются в рамках процедуры технологического присоединения в соответствии с постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил

технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» (далее – постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861).

Схема присоединения ПС 220 кВ Татаринцево к ЕЭС России принята условно, обоснование необходимости сооружения и выбор схемы присоединения ПС 220 кВ Татаринцево к ЕЭС России подлежит рассмотрению в рамках отдельного внестадийного проектирования.

Следует отметить, что в рамках рассмотрения умеренно оптимистического прогноза мощности, в дополнение к информации о планируемых к подключению энергопринимающих устройств на основании действующих договоров на технологическое присоединение учтены данные о поданных и планируемых к подаче заявкам на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. Для вышеперечисленных энергопринимающих устройств при формировании поузловых прогнозов потребления, используемых при проведении расчетов электроэнергетических режимов, учтён эффект совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО на период до 2025 года приведено на схеме 21.

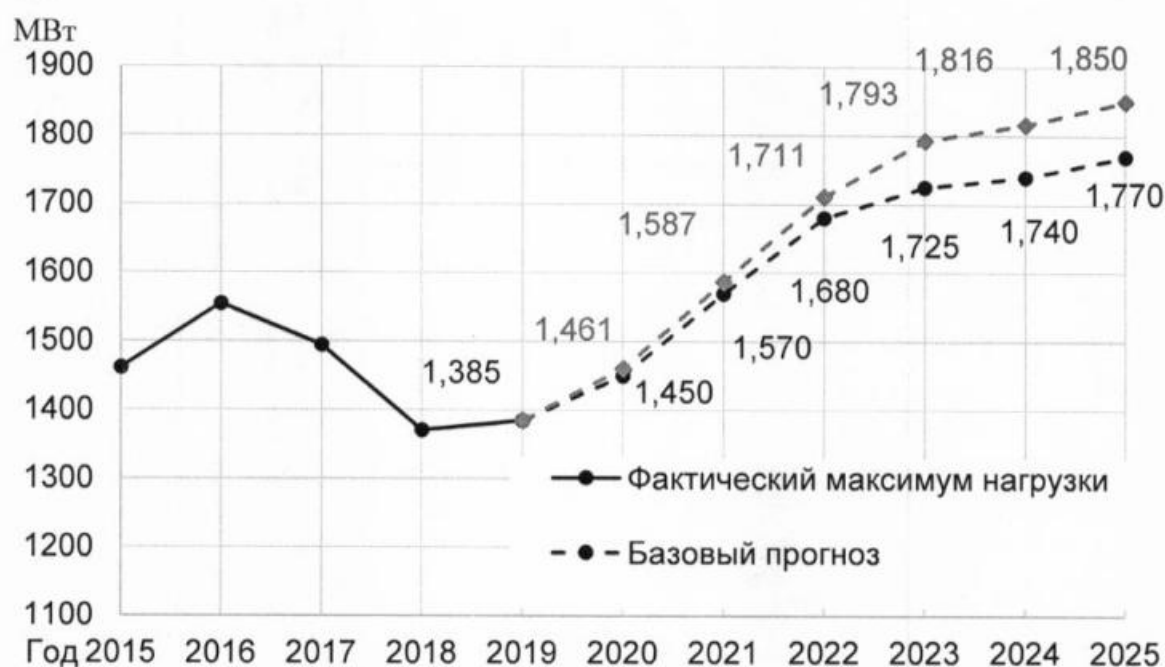


Схема 21. Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО до 2025 года

4.2.3. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на территории ЯНАО на 5-летний период.

4.2.3.1. Базовый прогноз.

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО до 2025 года, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО до 2025 года в рамках рассмотрения базового варианта развития ЭЭС ЯНАО.

Перспективный прогноз потребления электроэнергии и мощности принят на основании базового прогноза потребления электроэнергии и мощности согласно СиПР ЕЭС России.

Также при составлении баланса электроэнергии и мощности учитывается изменение установленной мощности генерирующего оборудования на территории ЭЭС ЯНАО в соответствии с мероприятиями по демонтажу, вводу, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЕЭС России.

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) приведен в таблицах 32 – 33 и на схемах 22 – 23.

Таблица 32

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС ЯНАО до 2025 года, млн кВт·ч

Наименование показателя	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7
Энергосистема Тюменской области, ЯНАО, ХМАО						
Электропотребление	94 770	96 968	99 467	101 769	103 462	104 158
Собственная выработка	101 380	102 956	10 4805	105 868	107 301	107 857
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Электропотребление	10 330	11 125	11 725	12 055	12 185	12 350
Собственная выработка	5 351	5 719	6 087	6 222	6 236	6 250
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	4 979	5 406	5 638	5 833	5 949	6 100

Таблица 33

Перспективный баланс мощности ЭЭС ЯНАО до 2025 года, МВт

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7
Энергосистема Тюменской области, ЯНАО, ХМАО						
Потребление мощности	12 488	12 812	13 165	13 445	13 639	13 758

1	2	3	4	5	6	7
Установленная мощность электростанций	17 294,8	17 294,8	17 314,8	17 314,8	17 334,8	17 329,8
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Потребление всего	1 450	1 570	1 680	1 725	1 740	1 770
Установленная мощность электростанций, всего	1 008,7	1 008,7	1 008,7	1 008,7	1 008,7	1 008,7
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6
ПЭС Надым	0	0	0	0	0	0
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Ямбургская	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8	8
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120	120
ГТЭС Обдорск	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
ТЭС Салехард	14	14	14	14	14	14
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	441,3	561,3	671,3	716,3	731,3	761,3

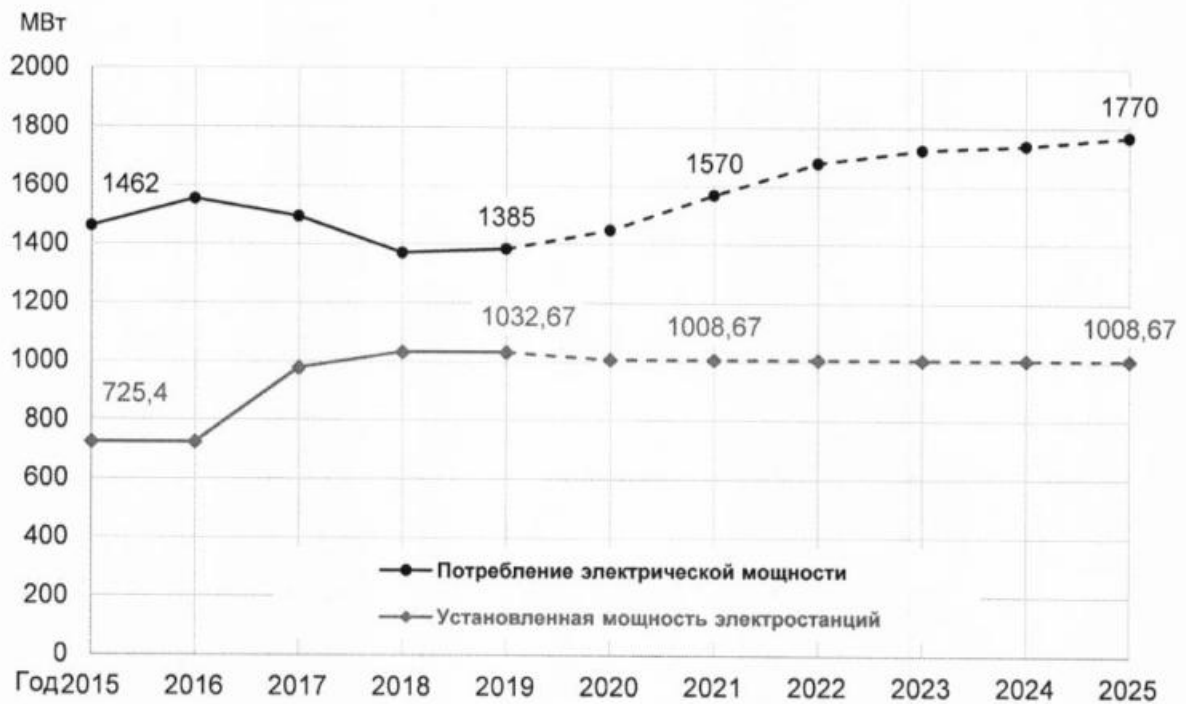


Схема 22. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО до 2025 года

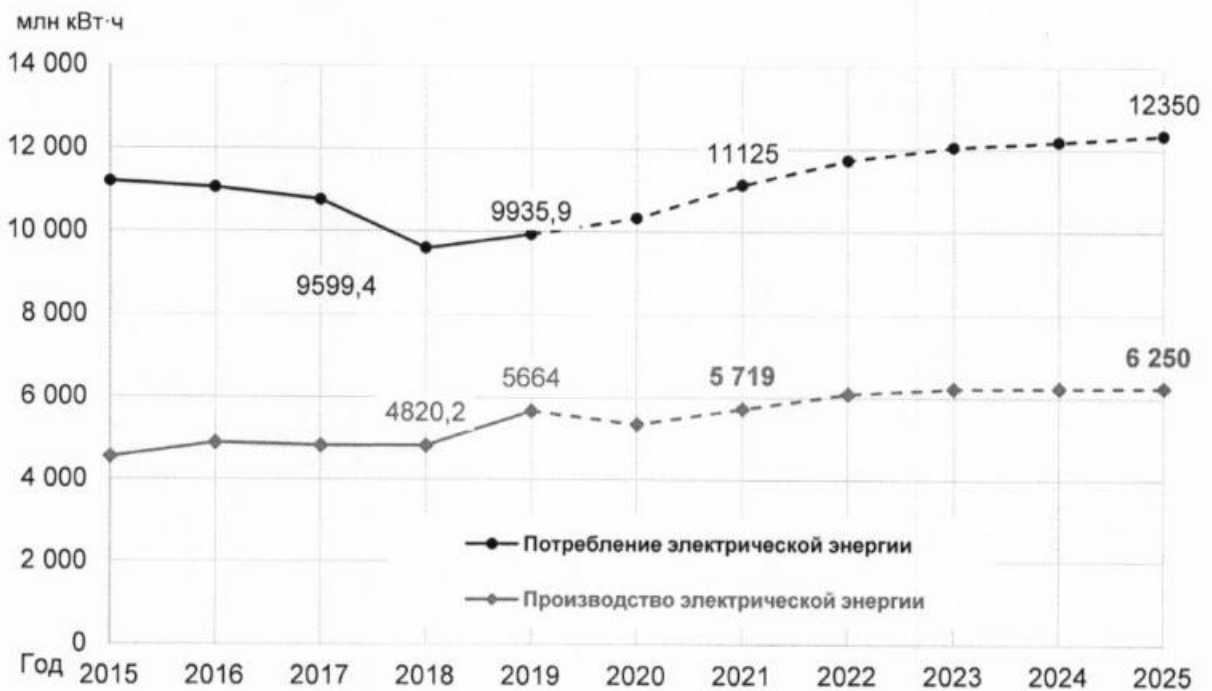


Схема 23. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО до 2025 года

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на период 2020 – 2025 годов характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в том числе за счет ввода промышленного предприятия ООО «НГХК». Данный рост электропотребления покрывается за счет выработки действующих электростанций и перетоков из ЭЭС ХМАО.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) до 2025 года сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо-перетока из ЭЭС ХМАО.

4.2.3.2. Умеренно оптимистический прогноз.

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО до 2025 года, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО до 2025 года в рамках рассмотрения умеренно оптимистического варианта развития ЭЭС ЯНАО.

Умеренно оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности разработан на основании данных о планируемых к присоединению новых энергопринимающих устройств в рамках реализации действующих договоров на технологическое присоединение, а также информации о поданных заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств и планируемом увеличении нагрузок по данным крупных потребителей, ТСО, ИОГВ и МО.

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) приведен в таблицах 34 – 35 и на схемах 24 – 25.

Таблица 34

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС ЯНАО до 2025 года, млнВт·ч

Наименование показателя	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление ЭЭС ХМАО, ТО и ЯНАО, млн кВт·ч	94 877	97 067	99 669	102 244	103 980	104 716
Годовой прирост, %	1,3	2,3	2,7	2,6	1,7	0,7
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Электропотребление, млн кВт·ч	10 437	11 224	11 927	12 530	12 703	12 908
Собственная выработка, млн кВт·ч	5 751	5 945	6 329	7 052	7 067	6 934
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	4 686	5 279	5 599	5 479	5 636	5 974

Таблица 35

Перспективный баланс мощности ЭЭС ЯНАО до 2025 года, МВт

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление – всего	1 461	1 587	1 711	1 793	1 816	1 850

1	2	3	4	5	6	7
Установленная мощность электростанций – всего	1 048,7	1 048,7	1 048,7	1 048,7	1 048,7	1 048,7
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6
ПЭС Надым	0	0	0	0	0	0
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Ямбургская	112	112	112	112	112	112
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8	8
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120	120
ГТЭС Обдорск	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
ТЭС Салехард	14	14	14	14	14	14
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	412,3	538,3	662,3	744,3	767,3	801,3

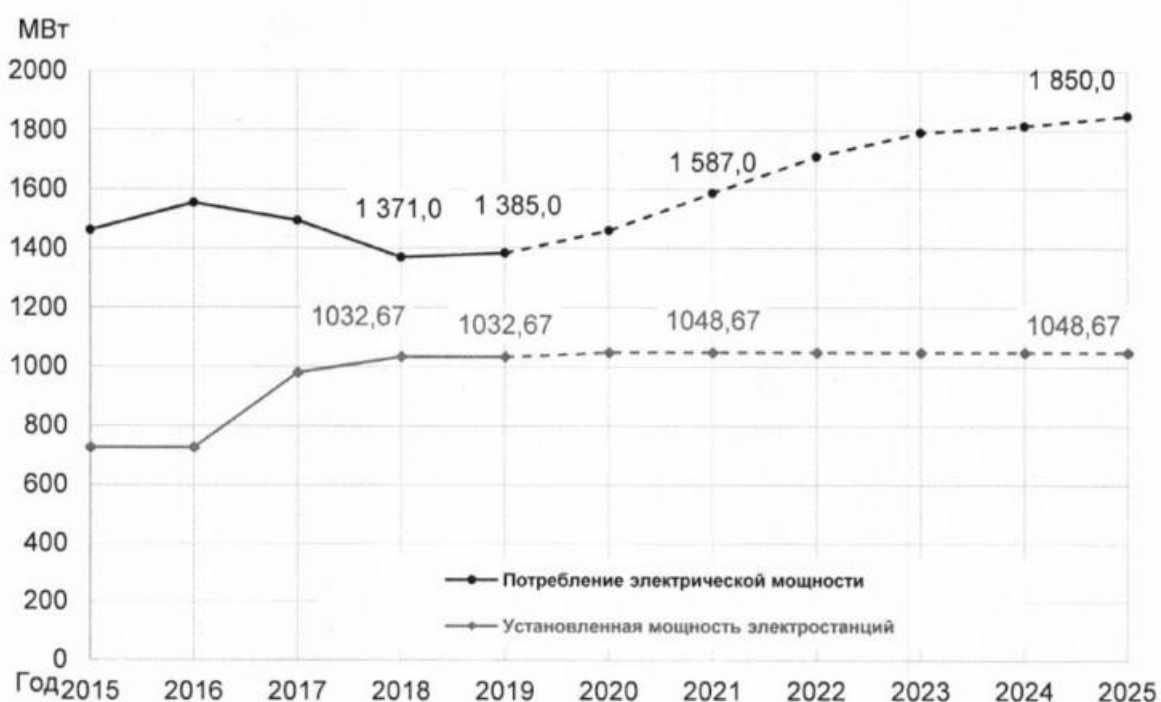


Схема 24. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО до 2025 года



Схема 25. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО до 2025 года

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО до 2025 года характеризуется как дефицитный с увеличением сальдо-перетока из ЭЭС ХМАО.

4.2.4. Прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на 5-летний период.

В таблице 36 приведен прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на период 2020 – 2025 годов с указанием прогноза по МО.

Таблица 36

Прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на период 2020 – 2025 годов, тыс. Гкал

№ п/п	Муниципальное образование	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Город Губкинский	256,7	256,7	256,7	256,7	256,7	256,7
2	Город Лабытнанги	323,5	323,5	323,5	323,5	323,5	323,5
3	Город Муравленко	424,6	424,6	424,6	424,6	424,6	424,6
4	Город Новый Уренгой	1 254,8	1 254,8	1 254,8	1 254,8	1 254,8	1 254,8
5	Город Ноябрьск	859,4	859,4	859,4	859,4	859,4	859,4
6	Город Салехард	560,1	560,1	560,1	560,1	560,1	560,1
7	Красноселькупский район	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Надымский район	903,1	903,1	903,1	903,1	903,1	903,1
9	Приуральский район	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2
10	Пуровский район	434,8	434,8	434,8	434,8	434,8	434,8
11	Тазовский район	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3
12	Шурышкарский район	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3
13	Ямальский район	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
	Всего по ЯНАО	4 260,4	4 260,4	4 260,4	4 260,4	4 260,4	4 260,4

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

4.3.1. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЯНАО мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период.

4.3.1.1. Базовый вариант развития.

В рамках рассмотрения базового варианта развития ЭЭС ЯНАО до 2025 года учтены мероприятия по изменению генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЕЭС России. Ввод новых генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования отсутствует. В таблице 37 приведена информация по объемам вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования.

4.3.1.2. Умеренно оптимистический прогноз.

В соответствии с техническими условиям ООО «Газпром добыча Ямбург» к АО «Россети Тюмень» на технологическое присоединение в рамках умеренно оптимистического прогноза планируется ввод 2-х новых агрегатов суммарной мощностью 40 МВт на ГТЭС-72 Ямбургская ПАО «Газпром» с реализацией в 2020 году.

Таблица 37

Объемы изменения (вывода из эксплуатации) установленной мощности генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ЭЭС ЯНАО до 2025 года, МВт

Электростанция	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип монтажа	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПЭС Надым	ООО «Северная ПЛЭС»									
Станционный номер, тип турбины										
3, ГТ-12		газ природный	окончательный		12					
4, ГТ-12		газ природный	окончательный		12					
Всего по электростанции					24					

4.3.2. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей.

Предложения по вводу новых, модернизации и демонтажу существующих генерирующих мощностей, дополнительно к обозначенным в подпункте 4.3.1 отсутствуют.

4.3.3. Структура генерирующих мощностей.

В 2017 году введена в эксплуатацию и включена на параллельную работу с ЕЭС России Новоуренгойская ГТЭС установленной мощностью 120 МВт. Структура установленной мощности электростанций на ЭЭС ЯНАО на 2025 год приведена в таблице 38 и на схеме 26.

Таблица 38

Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2025 год, базовый прогноз, МВт

Показатель	Мощность
1	2
ПГУ	745,3
ГТУ	216,4
ПСУ	24
ГПГУ	23
Всего установленная мощность электростанций ЭЭС ЯНАО	1008,7

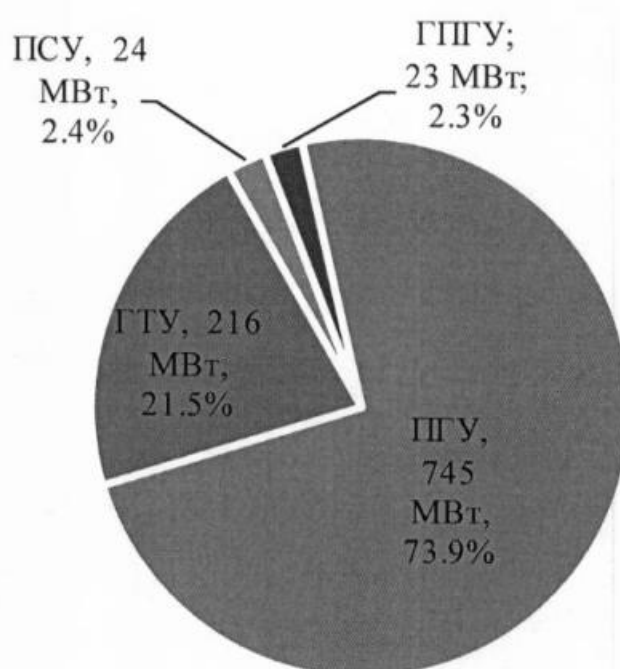


Схема 26. Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2025 год, базовый прогноз

В рамках рассмотрения умеренно оптимистического прогноза потребления мощности в период 2021 – 2025 годов с учетом изменения состава генерирующего оборудования структура установленной мощности электростанций на ЭЭС ЯНАО на 2025 год приведена в таблице 39 и на схеме 27.

Таблица 39

Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2025 год, умеренно оптимистический прогноз

Показатель	Мощность
1	2
ПГУ	745,27
ГТУ	256,4
ПСУ	24
ГПГУ	23
Всего установленная мощность электростанций ЭЭС ЯНАО	1 048,7

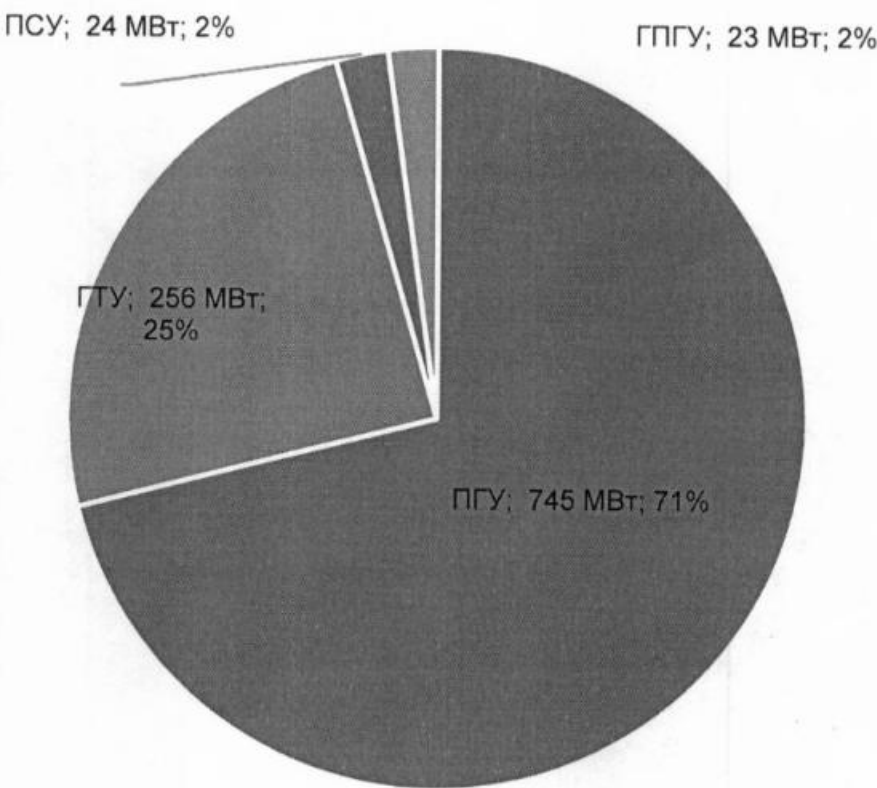


Схема 27. Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2025 год, умеренно оптимистический прогноз

4.3.4. Потребность электростанций генерирующих компаний в топливе.

В таблице 40 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории ЯНАО, для базового варианта развития ЭЭС ЯНАО.

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

Наименование генерирующей компании (электростанция)	Вид топлива	Потребление, тыс. т у.т.					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7	8
АО «Интер РАО – Электрогенерация» (Уренгойская ГРЭС)	природный газ	853,9	853,9	853,9	853,9	853,9	853,9
ООО «НПГЭ» (Ноябрьская ПГЭ)	природный газ	252,9	252,9	252,9	252,9	252,9	252,9
АО «Салехарэнерго» (ГТЭС Обдорск, ТЭС Салехард)	природный газ	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8
ПАО «Передвижная энергетика» (ПЭС Казым)	природный газ	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
ПАО «Передвижная энергетика» (ПЭС Лабытнанги)	природный газ	63,5	75	75	75	75	75
	дизельное топливо	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
ООО «Газпром добыча Ямбург» (Ямбургская ГТЭС)	природный газ	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1
ООО «Газпром добыча Ямбург» (Харвутинская ГТЭС)	природный газ	31,1	31,1	31,8	31,8	31,8	31,8
ООО «Газпром- добыча Уренгой» (ГТЭС Песцовая)	природный газ	22,4	22,4	23,2	23,2	23,2	23,2

4.3.5. Перечень планируемых новых объектов теплоснабжения, предусмотренных схемами теплоснабжения МО и городских округов ЯНАО.

МО город Салехард.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Салехард на период до 2025 года (актуализация на 2020 год), утвержденной постановлением администрации МО город Салехард от 20.05.2019 № 1184, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство котельной № 28/1 производительностью 15 Гкал/ч (17,4 МВт), в т.ч. ПИР, в районе котельной № 28, на территории

производственной и коммунально-складской зоны взамен существующей котельной;

- строительство котельной на площадке ГТЭС мощностью 36 Гкал/ч (41,9 МВт) на 1 этапе с последующим увеличением мощности на 76,2 Гкал/ч (88,6 МВт), в т.ч. ПИР (мощность на 1 этапе – не менее 31,4 Гкал/ч (36,5 МВт), суммарная мощность – не менее 112,2 Гкал/ч (130,5 МВт));

- строительство котельной в районе ДЭС-2 мощностью 47 Гкал/ч (54,5 МВт) «Многофункциональный спортивный комплекс, г. Салехард, в т.ч. ПИР»;

- строительство блочно-модульной газовой котельной в планировочном квартале 01:32:02 для теплоснабжения детского сада и магазина смешанных товаров (общая тепловая нагрузка 0,7 Гкал/ч), в т.ч. тепловых сетей общей протяженностью 330 метров;

- техническое перевооружение котельной № 5, в т.ч. ПИР, с увеличением установленной мощности на 5,16 Гкал/ч (6 МВт) и с заменой котлов ВК-21 (6 шт.);

- техническое перевооружение котельной № 8, в т.ч. ПИР, с увеличением установленной мощности на 5,16 Гкал/ч (6 МВт) и с заменой котлов ВК-21 (11 шт.);

- реконструкция котельной № 36, в т.ч. ПИР, с увеличением установленной мощности на 20 Гкал/ч (23,2 МВт);

- техническое перевооружение котельной № 35 с увеличением установленной мощности на 30 Гкал/ч (34,9 МВт), объекта «Административное здание исполнительных органов государственной власти ЯНАО, г. Салехард, в т.ч. затраты на ПИР»;

- реконструкция пиковой котельной (ТЭС-14) мощностью не менее 60 Гкал/ч (69,78 МВт), в т.ч. ПИР (для покрытия нагрузок котельных № 22, 14, ТЭС-14);

- техническое перевооружение системы утилизации от ГТЭС, в т.ч. ПИР (установка двух котлов-утилизаторов марки КУВ-22-115 тепловой мощностью 21,6 МВт (18,6 Гкал/ч) каждый);

- техническое перевооружение Многопрофильной котельной больницы. МО город Новый Уренгой.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Новый Уренгой на перспективу до 2027 года, утвержденной постановлением администрации МО город Новый Уренгой от 30.12.2019 № 551, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- техническое перевооружение механического оборудования котельных № 1, 3, 10, 15;

- модернизация вводных и распределительных устройств, тепловых пунктов котельных № 1, 2, 3, 4, 9, 15;

- модернизация основного оборудования котельных № 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 17;

- реконструкция бойлерных групп котельных № 2, 4, 15;

- модернизация конденсаторных установок котельных № 1, 4;

- модернизация резервных источников электроснабжения котельных № 1, 2, 3, 4, 5, 9, 10, 15, 17;
- замена трубопроводов, газопроводов котельных;
- техническое перевооружение котельной № 3 (строительство котельной № 3-2, техническое перевооружение котельной № 3-1), в том числе ПИР;
- техническое перевооружение котельной № 4 с увеличением мощности блока № 4/2 до 93,04 МВт (80 Гкал/час), в том числе ПИР.

МО город Ноябрьск.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО город Ноябрьск на 2012 – 2027 годы, утвержденной постановлением администрации МО город Ноябрьск от 20.05.2016 № 356, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство автоматизированной газовой котельной в микрорайоне «10» установленной мощностью 400 МВт с наружными сетями инженерного обеспечения, в т.ч. ПИР;
- строительство котельной мощностью 100 МВт в районе микрорайона «П-10», в т.ч. ПИР;
- строительство блочно-модульной котельной комплексов «Озерный-1» и «Озерный-2» установленной мощностью до 10 МВт с замещением мощностей ЦТП-28, 29;
- строительство автономного источника теплоснабжения жилого поселка «Северная Нива» – блочной модульной котельной с наружными сетями инженерного обеспечения, в т.ч. ПИР;
- строительство блочно-модульной котельной в микрорайоне «МЦ» с подключением к системе газоснабжения, прокладкой тепловой сети (450 погонных метров) и размещением теплообменников для резервного подключения объектов «Больничного городка» к существующей системе теплоснабжения (в т.ч. ПИР);
- 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. Автоматизация общекотельного оборудования до «верхнего уровня управления»;
- обустройство системы обратного водоснабжения в котельной КВГМ-100;
- перевод резервуаров хранения аварийного запаса нефти для котельных КВГМ-100 и ДЕ-16 на дизельное топливо с предварительными техосвидетельствованием и ревизионно-восстановительными работами;
- реконструкция оборудования поселковой котельной УТДС (замена котлов и оборудования, отработавших нормативный срок службы);
- проектирование и замена газораспределительного устройства ДЕ 16/14 котельной № 1 микрорайона Вынгапуровский;
- модернизация системы автоматики ДЕ 16 котельной № 1 (в т.ч. ПИР) микрорайона Вынгапуровский;

- установка частотных преобразователей на насосное оборудование котельной № 1 микрорайона Вынгапуровский;
- замена отработавшего нормативный срок аварийного источника электроснабжения котельной № 1 микрорайона Вынгапуровский;
- установка приборов учета потребления энергоресурсов в котельных № 1, 2 микрорайона Вынгапуровский;
- вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж поселковых котельных с учетом отключения потребителей в результате сноса ветхих и аварийных объектов;
- строительство теплосети-перемычки «Ноябрьская ПГЭС – котельная «КВГМ-100» 2Ду800 мм. Реконструкция технологических схем НПГЭС и котельной КВГМ-100. Наладка систем теплопотребления в связи с изменением эксплуатационных режимов города в целом. Разработка энергетических характеристик;
- строительство центрального теплового пункта (далее – ЦТП), строительство и перекладка тепловых сетей инженерного обеспечения к объектам в микрорайонах «Б-2», «Б-2А», в т.ч. ПИР;
- строительство тепловых сетей инженерного обеспечения к зданиям микрорайона «9», микрорайона «10», в т.ч. ПИР;
- строительство тепловых сетей инженерного обеспечения к объектам микрорайонов «П-7», «П-7А», «П-8», в т.ч. ПИР;
- строительство тепловых сетей инженерного обеспечения 2Ду=250 – 350 мм в микрорайоне «П-10»;
- строительство сетей теплоснабжения от точек подключения к сетям теплоснабжающей организации до границ земельных участков строящихся объектов микрорайона Вынгапуровский;
- строительство тепловых сетей инженерного обеспечения в микрорайонах «П-11», «П-12», «П-13»;
- строительство магистральных сетей теплоснабжения 2Ду=300 мм, 2Ду=350 мм от источника микрорайона «10» к новым микрорайонам «12», «13», устройство перемычек между микрорайонами, в т.ч. ПИР;
- строительство резервных теплопроводов и кольцевых теплотрасс от микрорайона «10» до котельной КВГМ-100, Ду 700 мм, в т.ч. ПИР;
- реконструкция ЦТП (27 ед.) с установкой приборов учета, современных теплообменников, современных насосов с частотными преобразователями (в т.ч. ПИР), установка повысительных насосов с ЧРП на ЦТП (10 ед.) для компенсации ущерба гидравлическим режимам в микрорайонах, подключенных до микрорайона «8»;
- перекладка тепловых сетей, требующих замены, Ду до 273 мм;
- модернизация системы центрального диспетчерского пункта с заменой программного обеспечения, установкой общего стенда, подключением сетей и ЦТП на централизованный пульт;
- модернизация и техническое перевооружение котельной станции Ноябрьск-1 (перевод котельного оборудования на водогрейный режим, замена котлов);

- модернизация котельной КВГМ-100.

МО город Губкинский.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Губкинский на 2020 год и на перспективу до 2030 года, утвержденной постановлением администрации МО город Губкинский от 02.09.2019 № 1341, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- модернизация городской котельной (установленная тепловая мощность 36 Гкал/ч).

МО город Муравленко.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Муравленко на период 2017 – 2032 годы, утвержденной постановлением администрации МО город Муравленко от 19.07.2019 № 461, предусмотрены следующие мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства:

- модернизация и автоматизация котельной канализационно-очистных сооружений;

- модернизация оборудования ЦТП № 36;

- модернизация оборудования ЦТП БК;

- модернизация оборудования ЦТП № 7;

- модернизация оборудования ЦТП № 1;

- модернизация оборудования ЦТП № 4а;

- строительство двух новых ЦТП в микрорайоне № 8.

МО город Лабытнанги.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Лабытнанги на 2019 год и на перспективу до 2034 года, утвержденной постановлением администрации МО город Лабытнанги от 02.09.2019 № 742, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция котельной № 1 с заменой котлов ДКВР 10 – 13 на водогрейные котлы КСВ-8,0;

- реконструкция котельной № 8 «Орбита» с увеличением мощности до 27,9 Гкал/ч;

- реконструкция котельной № 12 (перевод на газообразный вид топлива);

- консервация котельной № 5.

Красноселькупский район.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО с. Красноселькуп на период 2019 – 2028 годов, утвержденной постановлением администрации МО село Красноселькуп от 15.07.2019 № 66-ПС, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- создание автоматизированной системы управления тепловыми и гидравлическими режимами котельных и тепловых сетей, при которых автоматически обеспечиваются постоянные напоры в характерных точках магистральных тепловых сетей с контролем температурного режима;

- строительство новой тепловой сети для подключения перспективных потребителей (согласно решениям Генерального плана) и взаимного

резервирования котельных № 4 «Октан» и № 5 «Термаль» с организацией кольцевой схемы тепловых сетей $Dy377$ мм, $L = 1\,980$ метров;

- перекладка тепловой сети от распределительного коллектора у котельной № 2 до вывода из котельной № 1 (для увеличения пропускной способности тепловой сети и отключения откачивающего насоса): - перекладка с $Dy219$ мм на $Dy273$ мм, $L = 468$ метров (в двухтрубном исчислении);

- строительство новых тепловых сетей для схемы выдачи тепловой мощности от новой газопоршневой станции (ГПА-ТЭЦ установленной мощностью 10,5 МВт без параллельной работы с ЕЭС России) $Dy377(325)$ мм, $L = 260$ метров (от магистральной тепловой сети $Dy426$ мм в районе вывода из I и II очереди котельной № 5 «Термаль» до ввода в ГПЭС);

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 2 и № 4 в связи с истощением эксплуатационного ресурса: - $Dy325$ мм, $= (137 + 872) = 1\,009$ метров (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1990 – 1997 годы;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 2 и № 5 в связи с истощением эксплуатационного ресурса: - $Dy273$ мм, $L_{\text{сумм}} = (155 + 180) = 335$ метров (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1990 – 2000 годы;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 2, № 4 и № 5 в связи с истощением эксплуатационного ресурса: - $Dy219$ мм, $L_{\text{сумм}} = (1\,214 + 370 + 370) = 1\,954$ метров (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1990 – 2000 годы;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1 – № 5 в связи с истощением эксплуатационного ресурса: - $Dy159$ мм, $L_{\text{сумм}} = (410 + 648 + 1170 + 407) = 2\,635$ метров (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1986 – 1990 – 1997 – 2000 годы;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1, № 2 и № 4 в связи с истощением эксплуатационного ресурса: - $Dy133$ мм, $L_{\text{сумм}} = (100 + 248 + 331) = 679$ метров (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1990 – 2000 – 2005 годы;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1 – № 5 в связи с истощением эксплуатационного ресурса: - $Dy108$ мм, $L_{\text{сумм}} = (805 + 1630 + 2230 + 210) = 4\,875$ метров (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1986 – 1990 – 1997 – 2004 годы;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1 – № 5 в связи с истощением эксплуатационного ресурса: - $Dy276$ мм, $L_{\text{сумм}} = (840 + 450 + 570 + 355) = 2\,215$ метров (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1986 – 1990 – 1997 – 2008 годы;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1 – № 5 в связи с истощением

эксплуатационного ресурса: $-Dy257 \text{ мм}, L_{\text{сумм}} = (90 + 285 + 280 + 30) = 685 \text{ метров}$ (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1986 – 1990 – 1997 – 2008 годы.

Согласно схеме теплоснабжения села Толька, утвержденной постановлением администрации МО Толькинское от 02.10.2017 № 142, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- завершение строительства по проектной схеме и ввод в эксплуатацию котельной № 2 «Октан» установленной мощностью 15 МВт (12,9 Гкал/ч) для замещения тепловых мощностей существующих котельных № 2 и № 3 (с выводом их в резерв);

- строительство и ввод в эксплуатацию новой котельной № 1 установленной тепловой мощностью 15 МВт (12,90 Гкал/ч) для замещения тепловых мощностей существующих котельных № 1 и № 4 (с выводом в резерв);

- реконструкция тепловой схемы котельной № 2 «Октан» с организацией второго теплового пункта, изменением тепловой схемы котельной и расширением существующей автоматизированной системы управления технологическим процессом для организации совместной работы с газопоршневой электростанцией (одновременный ввод в эксплуатацию схемы реконструкции с газопоршневой электростанцией);

- техническое перевооружение котельной № 2 «Октан» с изменением схемы подпитки котлового контура, установкой схемы дозирования комплексона, монтажом стационарной схемы промывки, монтажом установки деаэрации подпиточной воды с установкой двух баков аккумуляторов;

- вывод из эксплуатации котельных № 1 и № 4 (с демонтажем котельного оборудования) в связи с выработкой основным оборудованием нормативного срока службы и замещением их тепловой мощностью новой котельной № 1 (15 МВт);

- реконструкция распределительного коллектора «РК-2» на выводе из существующей котельной № 2 для организации возможности параллельной работы с новой котельной № 2 «Октан» и организации взаимного резервирования с существующей котельной № 3.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Ратта на 2018 – 2030 годы, утвержденной постановлением администрации МО село Ратта от 31.05.2019 № 29-П, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция существующей котельной с увеличением установленной тепловой мощности на 3,2 МВт (2,752 Гкал/ч) за счет строительства нового отдельно стоящего здания с двумя водогрейными котлами единичной теплопроизводительностью по 1,6 МВт и строительством топливного хозяйства (ввод котельной к началу отделочных работ в строящейся школе);

- перевод котельной на двухконтурную схему, замена сетевых и подпиточных насосов, монтаж системы водоподготовки и деаэрации, установка баков запаса холодной воды и баков аккумуляторов горячей воды;

- строительство нового распределительного коллектора на выводе из существующей котельной с установкой регуляторов давления и подмеса (в связи с различными температурными графиками и располагаемыми напорами для тепловых сетей школы-интерната и жилой части села) и установкой измерительных участков систем коммерческого учета;

- строительство новой тепловой сети от нового распределительного коллектора существующей и новой котельных;

- первая очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети;
- вторая очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети;
- третья очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети;
- четвертая очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети;

- пятая очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети.

Надымский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Надым на 2014 год и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО Надымский район от 29.04.2015 № 216, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство и ввод в эксплуатацию новой водогрейной котельной 60МВт (51,6 Гкал/ч), предназначенной для теплоснабжения 13 и 15 микрорайонов, со схемой выдачи тепловой мощности в г. Надым;

- увеличение установленной тепловой мощности общегородской котельной № 2 на 42,114 Гкал/ч для выдачи в тепловую сеть г. Надым;

- увеличение установленной тепловой мощности общегородской котельной № 2 за счет установки дополнительного водогрейного котла 30 МВт (25,8 Гкал/ч) в г. Надым;

- техническое перевооружение котельной канализационно-очистных сооружений с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования в г. Надым;

- техническое перевооружение котельной Правобережный с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования в г. Надым;

- 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. Надым.

Согласно актуализированной на 2019 год схеме теплоснабжения МО поселок Пангоды на 2014 год и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО поселок Пангоды от 23.03.2013 № 115, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- капитальное строительство объекта «Автоматизированный блочно-модульный тепловой пункт и сети горячего водоснабжения» (пгт Пангоды);

- капитальное строительство объекта «Автоматизированная блочно-модульная котельная для выработки пара производительностью 14 т/ч» (пгт Пангоды);

- строительство автоматизированной системы диспетчерского управления объектами энергоснабжения пгт Пангоды;
- монтаж комплекса тепловых энергоустановок (вспомогательного оборудования для обеспечения горячего водоснабжения пгт Пангоды);
- монтаж комплекса тепловых энергоустановок (вспомогательного оборудования для обеспечения тепловой энергией котельной 72 МВт) (пгт Пангоды).

Согласно схеме теплоснабжения МО поселок Приозерный на 2014 год и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО поселок Приозерный от 21.11.2013 № 94, предусмотрены следующие мероприятия:

- замена водогрейных котлов котельных №1 и №3 ввиду износа основного оборудования, прошедшего капитальный ремонт в 2003 – 2006 годы (пос. Приозерный).

Согласно схеме теплоснабжения МО поселок Ныда на 2014 год и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО поселок Ныда от 13.04.2017 № 67, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство новых котельных с установленной тепловой мощностью 30,96 Гкал/ч в с. Ныда.

Шурышкарский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Мужевское, утвержденной постановлением Главы МО Мужевской от 28.03.2019 № 253, 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.

Согласно схеме теплоснабжения МО Шурышкарское на 2014 года и на перспективу до 2028 года, утвержденной распоряжением Администрации МО Шурышкарское от 05.04.2017 № 35, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство источника тепловой энергии (котельная с установленной тепловой мощностью 7,74 Гкал/ч) в с. Шурышкары.

Согласно схеме теплоснабжения МО Лопхаринское на 2014 года и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО Лопхаринское от 04.05.2018 № 25, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство источников тепловой энергии (котельная с установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч) в с. Лопхари.

Согласно схеме теплоснабжения МО Азовское на 2014 года и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО Азовское от 30.03.2016 № 21, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство источников тепловой энергии (котельная с. Азовы с установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч).

Тазовский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Газ-Сале на 2014 года и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО село Газ-Сале от 24.10.2017 № 151, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство и ввод в эксплуатацию новой установки приготовления воды для подпитки тепловой сети с вакуумным деаэратором, насосами подпитки тепловой сети и установкой двух баков аккумуляторов горячей воды в селе Газ-Сале;

- вывод из эксплуатации существующей котельной (с демонтажем котельного оборудования) в связи с выработкой основным оборудованием нормативного срока службы и замещением ее тепловой мощности новой котельной мощностью 20 МВт в селе Газ-Сале;

- строительство нового распределительного коллектора на выводе из новой котельной с мощностью 20 МВт для организации возможности отключения и регулирования требуемых напоров для I и II выводов, установки измерительных участков расходомеров, монтажа системы защиты, подключения коллекторов от резервных сетевых насосов в существующей котельной в селе Газ-Сале.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Антипаюта на период 2018 – 2032 годов, утвержденной постановлением Администрации МО село Антипаюта от 01.10.2018 № 139, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство котельной 6,5 Гкал в с. Антипаюта;

- строительство и ввод в эксплуатацию новой водогрейной котельной № 1 установленной тепловой мощностью 6,5 МВт (5,589 Гкал/ч) с замещением тепловой мощности существующей котельной № 1 «Глубокое» (с переводом ее в резерв и последующим демонтажем после ввода в эксплуатацию новой резервирующей переемычки с котельной № 3 «Новая») в с. Антипаюта;

- реконструкция котельной № 3 «Новая» с заменой существующих сетевых насосов К 200-150-315 на более высоконапорные с установкой преобразователей частоты и увеличением пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды, строительством нового распределительного коллектора на выходе из котельной в с. Антипаюта;

- техническое перевооружение котельной № 3 «Новая» в с. Антипаюта;

- строительство распределительного коллектора на выводе из новой котельной № 1 (6,5 МВт) в с. Антипаюта.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Гыда на 2014 года и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО

село Гыда от 09.08.2017 № 118, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- 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 со схемой выдачи электрической мощности (электрическая мощность 4 МВт, тепловая мощность 2,212 Гкал/ч) в с. Гыда;
- техническое перевооружение котельных № 1 и № 2 в с. Гыда;
- вывод из эксплуатации и демонтаж котельных № 1 и № 2 в связи с выработкой основным оборудованием нормативного срока службы и замещением ее тепловой мощности новой котельной (15 МВт) в с. Гыда;
- строительство распределительного коллектора тепловых сетей на выводе из новой котельной (15 МВт) в с. Гыда.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Находка на 2018 года и на перспективу до 2031 года, утвержденной постановлением Администрации МО село Находка от 16.04.2018 № 39, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция существующей котельной 6 МВт с изменением схемы подпитки котлового контура, установкой схемы дозировки комплексона, монтажом стационарной схемы промывки, монтажом установки деаэрации подпиточной воды и установкой двух баков аккумуляторов в с. Находка;
- техническое перевооружение котельной 6 МВт в связи с переводом на природный газ для выполнения требований СНиП II-35-76, ПБ 12-529-03 и ПБ 10-574-03 (в том числе внутреннее газоснабжение котельной, датчики загазованности, термозапорный клапан, система вентиляции и пр.) в с. Находка;
- строительство нового распределительного коллектора тепловых сетей на выводе из котельной для организации схемы распределения теплоносителя по направлениям в с. Находка.

Согласно схеме теплоснабжения МО поселок Тазовский, утвержденной постановлением Администрации МО поселок Тазовский от 24.12.2013 № 215-П, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство и ввод в эксплуатацию новой газопоршневой электростанции ГПУ-ТЭЦ 16 (20) МВт, 45 (48,58) Гкал/ч со схемой выдачи тепловой и электрической мощности с замещением тепловой мощности существующих котельных №№ 1, 4, 6, 7, 8 и 82 («Термакс») в пос. Тазовский;
- реконструкция и техническое перевооружение существующих котельных сохраняемых в эксплуатации и резерве в пос. Тазовский: котельная № 2 «Геофизики» (реконструкция), котельная № 11 «Аэропорт» (реконструкция), котельная № 8 «Интернат» (техническое перевооружение), котельная № 4 «Рыбозавод» (реконструкция с переводом в режим насосной станции на обратном трубопроводе);
- вывод из эксплуатации и демонтаж котельного оборудования в морально устаревших котельных №№ 1, 4, 6, и 7 в связи с выработкой

основным оборудованием нормативного срока службы и замещением их тепловой мощности новой газопоршневой электростанцией ГПУ-ТЭЦ 45 Гкал/ч) в пос. Тазовский.

Пуровский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Пуровское на 2020 год и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО Пуровское от 27.02.2019 № 25, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство блочно-модульной котельной мощностью 5 МВт (4,3 Гкал/ч) в с. Сывдарма;

- строительство 2-го блока котельной № 3 пос. Пуровск (2 котла КВСА-2 мощностью 1,72 Гкал/ч каждый) в целях устранения дефицита мощности и обеспечения перспективной тепловой нагрузки потребителей.

Согласно схеме теплоснабжения МО поселок Пурпе на 2020 год и на перспективу до 2029 года, утвержденной постановлением Администрации МО поселок Пурпе от 28.07.2019 № 78-п, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство новой котельной в районе котельной № 2 с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 1 и № 2 в пос. Пурпе;

- строительство новой котельной в районе артезианских скважин по ул. Аэродромная с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 3 и № 4 в пос. Пурпе;

- строительство новой котельной в пос. Пурпе с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 6 и № 8;

- строительство новой блочно-модульной котельной в районе котельной № 9 в пос. Пурпе.

- строительство новой котельной в микрорайоне Ямальский-2 в пос. Пурпе;

- увеличение мощности новой котельной в районе котельной № 2 на Гкал/ч в пос. Пурпе.

Согласно схеме теплоснабжения МО поселок Ханымей на 2020 года и на перспективу до 2030 года, утвержденной постановлением Администрации МО поселок Ханымей от 02.04.2019 № 051, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источника тепловой энергии:

- установка новых водогрейных котлов мощностью 10 Гкал/ч (3 ед.) и 5 Гкал/ч (2 ед.) в пос. Ханымей.

Согласно актуализированной на 2019 год схеме теплоснабжения МО деревня Харампур на 2014 года и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО деревня Харампур от 13.04.2018 № 04-ПГ, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство блочно-модульной котельной на территории базы отдыха мощностью 3 Гкал/ч в дер. Харампур.

Приуральский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Аксарковское на 2014 года и на перспективу до 2028 года, актуализированной на 2019 год, утвержденной постановлением Администрации МО Аксарковское от 26.03.2018 № 85, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство автоматизированной блочной котельной пос. 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.

Согласно актуализированной на 2020 год схеме теплоснабжения МО Белоярское на 2014 года и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО Белоярское от 13.05.2019 № 92, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- 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 фактории Лаборова установленной мощностью 2,1 Гкал/ч, располагаемой в центре территории населенного пункта вблизи компактно сгруппированной общественной застройки;

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

Согласно схеме теплоснабжения МО село Катравож на 2014 года и на перспективу до 2028 года, утвержденной распоряжением Администрации МО село Катравож от 16.04.2018 № 45, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

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

Согласно схеме теплоснабжения МО поселок Харп на 2014 года и на перспективу до 2024 года, утвержденной решением собрания депутатов 4 созыва МО пгт Харп от 12.04.2019 № 15, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- 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 водоподготовительной установки на меньшую по производительности в связи с исчерпанием срока службы (производительность 20 т/ч) в пгт Харп.

МО Ямальский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Яр-Салинское на 2012 – 2026 годы, утвержденной постановлением Администрации МО Яр-Салинское от 15.04.2019 № 35, предусмотрено следующее мероприятие по развитию (строительству, реконструкции и техническому перевооружению) источников тепловой энергии:

- строительство ДЭС тепловой мощностью не менее 6 МВт с системой утилизации тепла в районе котельной № 3.

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

4.4.1. Ветроэнергетика.

В соответствии со Схемой размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на территории РФ, утвержденной приказом Минэнерго России от 29.07.2011 № 316, на территории ЯНАО не предусмотрено размещение таких объектов.

Наиболее перспективной территорией по вводу ветрогенерирующих установок являются северо-западная и северная части ЯНАО: Ямальский, Тазовский, часть Приуральского и Надымского районов с удельным ветровым потенциалом от 0,4 до 1 кВт/м². Данные территории отнесены к зоне децентрализованного электроснабжения и характеризуются изолированными энергосистемами с объектами генерации, работающими на дизельном топливе. Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках можно оценить по схеме 28.

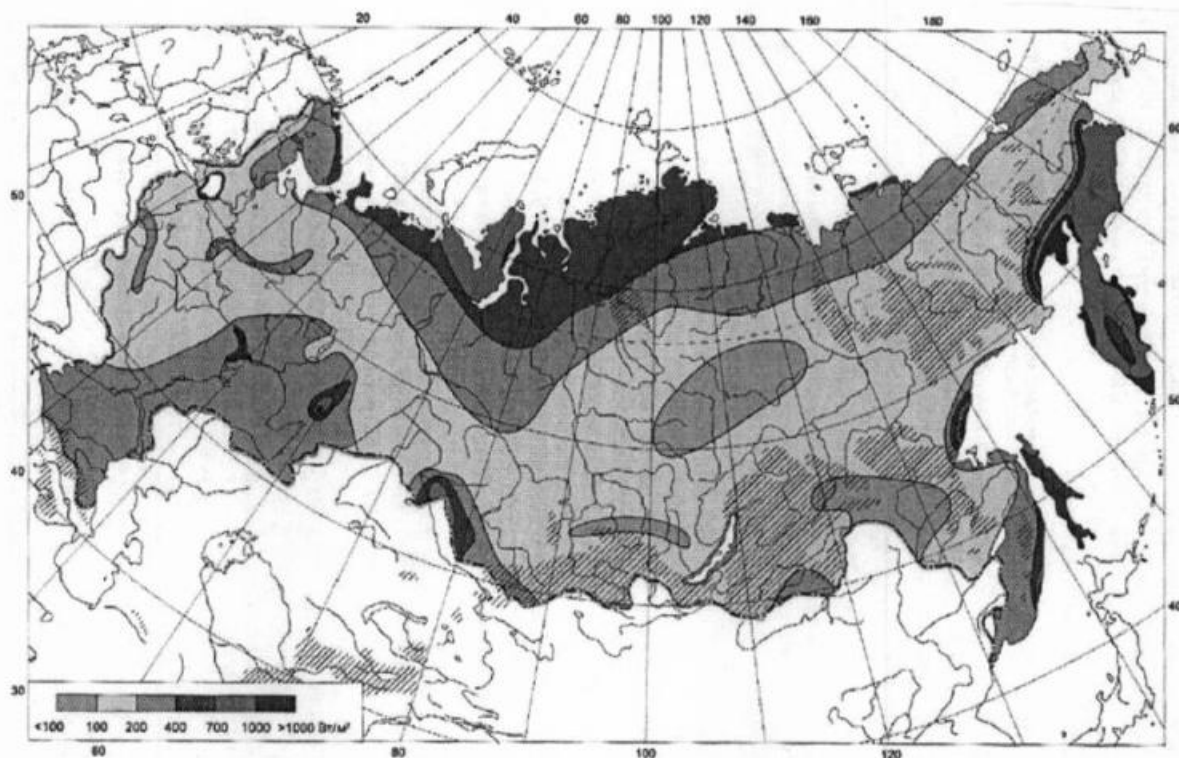


Схема 28. Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м^2) на высоте 100 метров

В частности, развитие ветряной энергетики целесообразно рассматривать в 13-ти населенных пунктах ЯНАО: Самбург, Находка, Гыда, Ныда, Нори, Кутопьюган, Сеяха, Яр-Сале, Новый Порт, Салемал, Панаевск, Лаборовая, Щучье.

Суммарная годовая выработка электрической энергии в указанных населенных пунктах – 64,4 млн. кВт*ч, что составляет 9% от всей электрической энергии, вырабатываемой в изолированных энергосистемах. Общий объем потребляемого дизельного топлива составляет 16,5 тыс. тонн или 36% от всего жидкого топлива, потребляемого объектами генерации электрической энергии.

В условиях Крайнего Севера наиболее оптимальным вариантом развития возобновляемой энергетики признано применение универсальных гибридных ветро-дизельных энергетических станций. Связано это в первую очередь с переменным характером ветропотенциала и нагрузки потребителей. В соответствии с письмом Минэнерго России от 05.09.2016 № ВК-9484/09 для использования в арктических территориях рекомендованы ветроэлектрические установки следующих производителей: Vergnet (Франция), Komaihaltec Inc. (Япония), Vestas (Дания).

В настоящее время строительство объектов энергетики на основе ВИЭ не планируется, меры государственной поддержки в ЯНАО не предусмотрены. Развитие электроснабжения децентрализованных потребителей ЯНАО направлено в первую очередь на снижение объемов потребления привозного дизельного топлива, повышение надежности, эффективности и улучшение

качества энергоснабжения. В этих целях в ЯНАО реализуется комплекс мероприятий по следующим основным направлениям:

- использование ресурсной базы региона для газификации населенных пунктов в целях замещения дизельного топлива местными видами топлива;
- подключение населенных пунктов к системе централизованного энергоснабжения (строительство ЛЭП, укрупнение центров питания);
- реконструкция существующих энергоисточников и внутрипоселковых ЛЭП для повышения энергетической эффективности систем энергоснабжения;
- строительство новых электростанций с комбинированным режимом выработки электрической и тепловой энергии.

Обоснование структуры ветродизельного комплекса, определение уровня замещения ДЭС и выбор типов ветроэнергетического оборудования необходимо выполнять на основе отдельных технико-экономических расчетов, учитывающих вопросы реконструкции электросетевого комплекса, обеспечения раздельного коммерческого учета электроэнергии, а также дополнительные эксплуатационные затраты.

Согласно пункту 28.1 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823, генерирующий объект, функционирующий на основе использования ВИЭ, включается в настоящие схему и программу на конкурсной основе при соблюдении следующих принципов:

- минимизация роста тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей розничного рынка электрической энергии;
- для территорий, технологически связанных с ЕЭС России, непревышение совокупного прогнозного объема производства электрической энергии над величиной, равной 5% совокупного прогнозного объема потерь электрической энергии ТСО;
- технологически изолированных территориальных ЭЭС снижение стоимости электрической энергии.

На федеральном уровне Минэнерго России определены следующие основные параметры механизма поддержки ВИЭ в зонах оптового рынка электрической энергии:

- конкурсный отбор проектов осуществляется на 4 года в форме двухэтапного аукциона;
- отбор проектов осуществляется по критерию наименьших полных капитальных затрат;
- локализация проекта составляет не менее 70%;
- продажа мощности квалифицированных генерирующих объектов ВИЭ осуществляется по договорам о предоставлении мощности со сроком окупаемости, равным 15 годам;
- объем ежегодной компенсации составит не более 5% от объема планируемого в очередном году совокупного прогнозного объема потерь электрической энергии ТСО.

В пункте 4.7 настоящих схемы и программы рассмотрены варианты электроснабжения удаленных населенных пунктов, в том числе от новых ветроэлектростанций (далее – ВЭС) (без присоединения к ЕЭС России), приведены результаты технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения.

4.4.2. Гидроэнергетика.

Водные ресурсы ЯНАО содержат около 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 гидроэлектростанциями.

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 основанных на энергии приливов приливных электростанций. Однако у данного типа электростанции присутствует существенный недостаток – изменяющаяся в течение суток мощность. Данный недостаток требует обязательной работы электростанции параллельно с энергосистемой либо резервирование электростанции работой иных электростанций и, как следствие, дополнительное сетевое строительство, что повышает стоимость возведения станции и ее инфраструктуры и снижает выгоду от дешевизны энергии, вырабатываемой станцией.

4.4.4. Солнечная энергетика.

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетики в ЯНАО определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, от погоды и времени суток и необходимости очистки панелей от снега и пыли. На схеме 29 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории РФ.



Схема 29. Карта потока солнечной радиации, приходящегося на 1 м^2 за один день на территории РФ

По приведенной выше карте можно отметить, что по территории ЯНАО суммарная солнечная радиация на 1 м^2 в течение дня распределяется следующим образом: на западе – от 3 до $3,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$, в центральной, южной и северо-западных частях – от $3,5$ до $4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$, в северо-восточной части – от 4 до $4,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$. При этом продолжительность солнечного сияния по территории ЯНАО составляет менее 1 700 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на схеме 30.

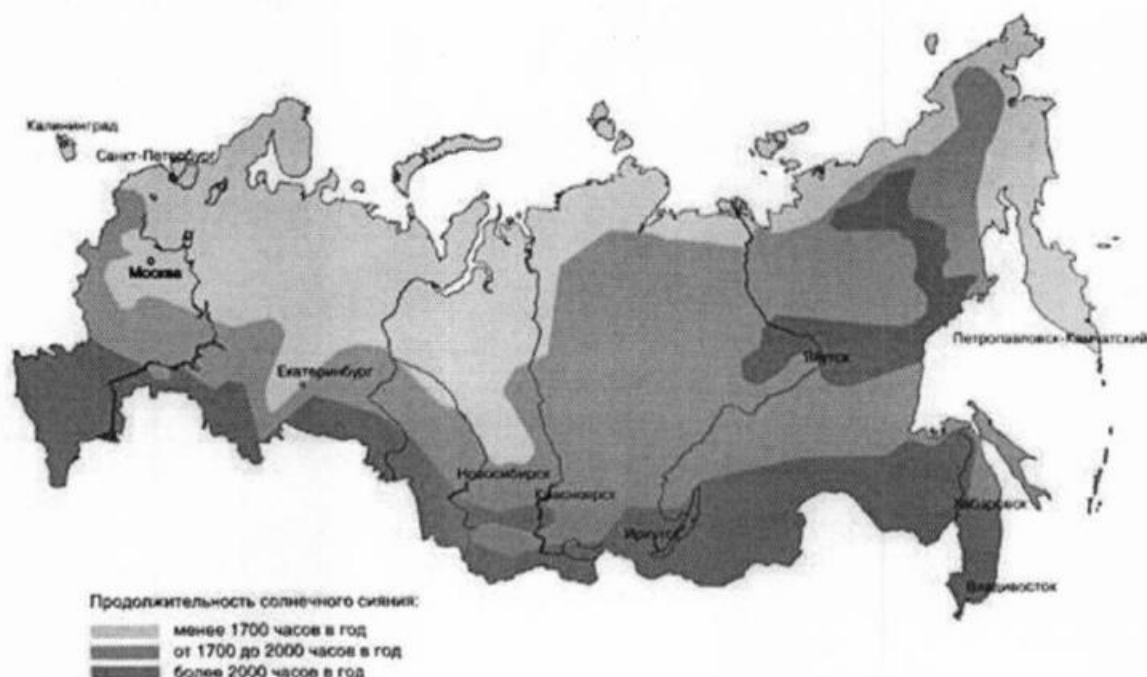


Схема 30. Карта продолжительности солнечного сияния

По приведенным выше картам можно приблизительно оценить максимально возможную величину выработки электроэнергии на территории ЯНАО: 170 – 200 млн $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ за год. С учетом нахождения более половины территории ЯНАО за Полярным кругом можно утверждать, что выработка электроэнергии на солнечных электростанциях может осуществляться преимущественно в летний период. В зимний период данный вид ВИЭ не может быть использован по причине малой солнечной радиации, падающей на поверхность (высокие широты расположения региона), а периодические снегопады и затрудненный доступ к солнечным электростанциям (отсутствие дорог, большие заболоченные территории 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 тонны 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°C данная технология в открытых водоемах (на территории ЯНАО находится около 300 000 озер) не может быть применена.

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

4.5.1. Базовый вариант развития.

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2021 – 2025 годы, учитывающие перспективный прогноз электроэнергии (мощности), соответствующий СиПР ЕЭС.

Перспективный баланс электрической энергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2020 – 2025 годы приведен в таблицах 41 и 42.

Таблица 41

Перспективный баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО
на период 2020 – 2025 годов

Показатель	Единица измерения	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год.
1	2	3	4	5	6	7	8
Электропотребление	млн кВт·ч	10 330	11 125	11 725	12 055	12 185	12 350
Собственная выработка	млн кВт·ч	5 351	5 719	6 087	6 222	6 236	6 250
Среднегодовые темпы прироста электропотребления	%	4	7,7	5,4	2,8	1,1	1,4
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	млн кВт·ч	4 979	5 406	5 638	5 833	5 949	6 100

Таблица 42

Перспективный баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО
на период 2020 – 2025 годов, МВт

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление всего	1 450	1 570	1 680	1 725	1 740	1 770
Установленная мощность электростанций, всего	1 008,7	1 008,7	1 008,7	1 008,7	1 008,7	1 008,7
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6
ПЭС Надым	0	0	0	0	0	0
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Ямбургская	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8	8

1	2	3	4	5	6	7
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120	120
ГТЭС Обдорск	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
ТЭС Салехард	14	14	14	14	14	14
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	441,3	561,3	671,3	716,3	731,3	761,3

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2020 – 2025 годы характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в основном за счет ввода промышленного предприятия ООО «НГХК» (110 МВт) и технологического присоединения объектов АО «Тюменнефтегаз» и АО «РН-Ванкор». Рост электропотребления покрывается за счет выработки действующих электростанций и перетоков мощности из ЭЭС ХМАО.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) на 2020 – 2025 годы сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо-перетоков из ЭЭС ХМАО.

4.5.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

Перспективный баланс электрической энергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2020 – 2025 годы приведен в таблицах 43 и 44.

Таблица 43

Перспективный баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО
на период 2020 – 2025 годов, млн кВт·ч

Наименование показателя	Единица измерения	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7	8
Электропотребление	млн кВт·ч	10 437	11 224	11 927	12 530	12 703	12 908
Собственная выработка	млн кВт·ч	5 751	5 945	6 329	7 052	7 067	6 934
Среднегодовые темпы прироста электропотребления	%	5	7,5	6,3	5	1,4	1,6
Сальдо перетока («+» дефицит – получение, «-» избыток – выдача)	млн кВт·ч	4 686	5 279	5 599	5 479	5 636	5 974

Перспективный баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО
на период 2020 – 2025 годов, МВт

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление всего	1 461	1 587	1 711	1 793	1 816	1 850
Установленная мощность электростанций, всего	1 048,7	1 048,7	1 048,7	1 048,7	1 048,7	1 048,7
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6	119,6
ПЭС Надым	0	0	0	0	0	0
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Ямбургская	112	112	112	112	112	112
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8	8
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120	120
ГТЭС Обдорск	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
ТЭС Салехард	14	14	14	14	14	14
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	412,3	538,3	662,3	744,3	767,3	801,3

4.6. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов.

4.6.1. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем с использованием программного комплекса «RastrWin».

Электрические нагрузки на ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО приняты в соответствии с летним и зимним контрольными замерами 2019 года.

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630⁶.

⁶При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630. Согласно указанному документу, продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

Учитывая, что загрузка автотрансформаторного оборудования в зимний период значительно превышает загрузку в летний период, рекомендуется ремонты автотрансформаторного оборудования выполнять в летний период. В связи с этим при выполнении расчетов электрических режимов сети 110 кВ и выше принято, что в зимний период плановые ремонты трансформаторного оборудования не проводятся.

Результаты анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети ЭЭС ЯНАО приведены в пункте 4.6.3 настоящих схемы и программы.

4.6.2. Электрические расчеты режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2021 – 2025 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2019 – 2025 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня.

При выполнении расчётов и анализа электрических режимов согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» (далее – ГОСТ Р 58670-2019) расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условий:

- режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 41⁰С;

- режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при расчетной температуре воздуха согласно приложению А к ГОСТ Р 58670-2019 – 0⁰С;

- режим летних максимальных нагрузок рабочего дня – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30⁰С;

- режим летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 17⁰С.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных

потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения/вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению с учетом степени их обоснованности.

Учитывая, что загрузка автотрансформаторного оборудования в зимний период значительно превышает загрузку в летний период, рекомендуется ремонты автотрансформаторного оборудования выполнять в летний период. В связи с этим при выполнении расчетов электрических режимов сети 110 кВ и выше принято, что в зимний период плановые ремонты трансформаторного оборудования не проводятся.

4.6.2.1. Базовый вариант развития.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на перспективу развития 2021 – 2025 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с СиПР ЕЭС России, а также мероприятиями по вводу электросетевого оборудования, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям, и перечнем противоаварийных мероприятий в соответствии с актами и предписаниями федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор (Ростехнадзор) Перечень вышеуказанных мероприятий приведен в таблице 45.

Таблица 45

Перечень объектов электросетевого строительства на территории ЭЭС ЯНАО до 2025года

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Параметры		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА		
1	2	3	4	5	6
1	На ПС 220 кВ Вынгапур установка АОПО ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»			2021	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
2	На ПС 220 кВ Исконная установка АОПО ВЛ 220 кВ Исконная – Ермак с			2021	

1	2	3	4	5	6
	организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»				
3	На ПС 500 кВ Кирилловская установка АОПО ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым с организацией каналов УПАСК для отключения нагрузки (ОН) на объектах АО «Тюменнефтегаз»			2021	
4	На ПС 500 кВ Муравленковская изменение логики работы АОПО ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»			2021	
5	На Уренгойской ГРЭС установка АОПО КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея, КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»			2021	
6	На Уренгойской ГРЭС изменение логики работы АОПО ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко- Сале с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»			2021	
7	На Уренгойской ГРЭС модернизация АПНУ Уренгойской ГРЭС с организацией каналов УПАСК с действием на ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»			2021	

1	2	3	4	5	6
8	Реализация каналов УПАСК от АОПО ВЛ 220 кВ Вынгапур-Северный Варьеган и ВЛ 220 кВ Вынгапур-Зима для отключения нагрузки на ПС 110 кВ ПК-1			2022	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз»
9	Реализация каналов УПАСК от АОПО ВЛ 220 кВ Кирилловская-Холмогорская и ВЛ 220 кВ Кирилловская-Когалым для отключения нагрузки на ПС 110 кВ ПК-1			2022	
10	Установка устройств АОПО на ПС 500 кВ Тарко-Сале на ВЛ 110 кВ Тарко-Сале-Пурпейская с отпайками и ВЛ 110 кВ Тарко-Сале-Градиент с отпайкой на ПС Победа с организацией каналов УПАСК для отключения нагрузки на ПС 110 кВ ПК-1			2022	
11	Строительство ПС 110 кВ Роспан с отпайками от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха-1,2	2х8,8	2х10	2020	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»
12	Строительство ПС 110 кВ ГДН		2х40	2020	технологическое присоединение ДКС на Еты-Пуровском газовом месторождении ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
	Строительство СП 110 кВ в районе ПП 110 кВ Северный				
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ СП Северный - ГДН - 1,2	2х47,9			
13	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с двухцепной ВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное	2х1,394	2х16	2021	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
14	Строительство ПС 110 кВ	2х68,633	2х80	2021	

1	2	3	4	5	6
	Русская с двухцепной ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская				
15	Строительство ЛЭП 220 кВ Исконная – Ермак ориентировочной протяженностью 134,6 км	134,6		2021	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
16	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява трансформаторной мощностью 500 МВА (2х250 МВА)		2х250	2021	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
17	Строительство ЛЭП 220 кВ Ермак - Тасу Ява 1, 2 ориентировочной протяженностью 137,3 км (Перевод двухцепной ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак - Русская I,II цепи на номинальный класс напряжения 220 кВ с присоединением к РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ермак и ПС 220 кВ Тасу-Ява)	2х68,6		2021	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
18	Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ Тасу-Ява – Русская I,II цепь	2х0,2		2021	
19	Сооружение ПС 110 кВ ПК-1 с двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал - ПК1 - 1,2	2х119	2х63		технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз»
20	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГТЭС – ЗГТЭС во вновь сооружаемые ячейки 110 кВ ПС 220 кВ Ермак (в соответствии с ТУ на ТП)	2х18		2022	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Газпром добыча Ямбург»
21	Реализация мероприятий по исключению пляски проводов и грозотросов на I и II цепях ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург с отпайками	45,5		2020	акт № б.н. от 24.01.2019 по результатам расследования причин аварии

1	2	3	4	5	6
					21.12.2018 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора. Предписание Северо-Уральского управления Ростехнадзора об устранении выявленных нарушений №57/7896-П/1 от 25.08.2017
22	Реализация мероприятий по исключению пляски проводов и грозотросов на ВЛ 110 кВ ЯГП-1В - Ямбургская ГТЭС с отпайкой на ПС ЯГП-2В	65,5		2023	акт №б.н. от 24.01.2019 по результатам расследования причин аварии 21.12.2018 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора.
23	Проведение ПИР и реализация мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 220 кВ Надым – Салехард №1,2 в условиях воздействия ветровых нагрузок и образования ГИО			2023	акт №б.н. от 11.12.2018 по результатам расследования причин аварии 23.11.2018 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора. Акт №б.н. от 14.10.2019 по результатам расследования причин аварии 24.09.2019 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора

4.6.2.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

Для проведения расчетов электроэнергетических режимов и определения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в

результате роста нагрузок в соответствии с умеренно оптимистическим прогнозом потребления мощности, в качестве исходных мероприятий учтены все мероприятия, предусмотренные базовым вариантом развития ЭЭС ЯНАО.

По информации ИОГВ и предприятий, работающих на территории ЯНАО, в настоящее время в разработке находятся планы по присоединению к ЭЭС ЯНАО следующих объектов:

- подключение энергорайона г. Лабытнанги с максимальной мощностью 40 МВт;
- подключение энергорайона пгт Харп с максимальной мощностью 7МВт;
- подключение новых потребителей микрайона «Обдорский» г. Салехард максимальной мощностью 31,064 МВт в районе ПС 110 кВ Северное Сияние;
- подключение новых энергопринимающих устройств ООО «Газпром добыча Уренгой» к существующим ПС 110-220 в объеме 10,9 МВт;
- планируется строительство Северного широтного хода.

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям приведенных объектов отсутствуют (заявки на технологическое присоединение в сетевые компании не подавались).

При моделировании электроэнергетических режимов схемы присоединения вышеуказанных объектов в расчетных моделях приняты условно. Учетные в расчетах данные приведены в таблице 46.

Таблица 46

Перечень принятых мероприятий при моделировании
электроэнергетических режимов

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Параметры		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА		
1	2	3	4	5	6
1	Строительство ПС 220 кВ Татаринцево с врезкой в транзит 220 кВ Надым – Салехард ⁷	2х1	не менее 2х4	2022	присоединение потребителей ОАО «РЖД» для обеспечения электроснабжения Северного широтного хода

⁷Схема присоединения ПС 220 кВ Татаринцево к ЕЭС России принята условно, обоснование необходимости сооружения и выбор схемы присоединения ПС 220 кВ Татаринцево к ЕЭС России требует рассмотрения в рамках отдельного внестадийного проектирования.

1	2	3	4	5	6
2	Строительство ПС 110 кВ Лабытнанги с питающей ЛЭП 110 кВ Салехард – Лабытнанги ⁸	2х50	2х40	2023	присоединение энергорайона г. Лабытнанги к ЕЭС России
3	Строительство ПС 110 кВ Харп с питающей двухцепной ВЛ 110 кВ Лабытнанги – Харп ⁷	2х40	2х10	2024	присоединение энергорайона пгт Харп к ЕЭС России
4	Строительство ПС 110 кВ Обдорск	1х7,33	2х40 МВА	2022	обеспечение подключения потребителей мкр. Обдорск г. Салехард

Мероприятия по электросетевому строительству (таблица 46) носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

4.6.3. Анализ характерных ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2021 – 2025 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для характерных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110–500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2021 – 2025 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

4.6.3.1. Базовый вариант развития.

Учитывая, что загрузка автотрансформаторного оборудования в зимний период значительно превышает загрузку в летний период, рекомендуется ремонты автотрансформаторного оборудования выполнять в летний период. В связи с этим при выполнении расчетов электрических режимов сети 110 кВ и

⁸Мероприятие по присоединению энергопринимающих устройств г. Лабытнанги и пгт Харп к ЭЭС ЯНАО принято по информации ИОГВ ЯНАО.

выше принято, что в зимний период плановые ремонты трансформаторного оборудования не проводятся.

Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на 2021 – 2025 годы для базового варианта развития выявлено следующее:

1) В нормальной схеме электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений.

2) При нормативных возмущениях в нормальной схеме существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1.

3) При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования:

- ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой;

- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр.

4) При отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора на ПС 110 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает длительно допустимых и аварийно допустимых значений.

Ограничение режима электроснабжения потребителей электрической энергии.

В нормальной и ремонтных схемах при нормативных возмущениях возможен ввод ГАО для ликвидации токовой перегрузки следующих ЛЭП и оборудования:

- ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1;

- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр.

Мероприятия.

Состав рекомендуемых мероприятий в сети 110 кВ и выше до 2025 года по предотвращению и ликвидации недопустимых значений параметров электроэнергетического режима в ЭЭС ЯНАО при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, приведенных в таблице 45, приведен ниже.

ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1.

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1 наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок 2020 – 2025 годов при аварийном отключении 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская или ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 2 при секционированном транзите 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале с учетом работы АВР на ПС 110 кВ Н.Пурпейская и ПС 110 кВ Барсуковская токовая загрузка ВЛ 110 кВ

Муравленковская – Барсуковская – 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н.Пурпейская) при температуре наружного воздуха плюс 30°С составляет 117% (429 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН – 365/435 А).

Для снятия перегруза рассмотрена возможность применения схемно-режимных мероприятий в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670-2019. Схемно-режимные мероприятия, позволяющие снять перегруз без ввода ГВО, отсутствуют. В текущих режимах летних максимальных нагрузок при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 2 для введения параметров режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 10 МВт на ПС 110 кВ Барсуковская.

Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1 и предотвращения ввода ГВО в объеме до 10 МВт на ПС 110 кВ Барсуковская рекомендуется включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский – 1, 2. Для реализации данного мероприятия необходима установка основных быстродействующих защит на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский – 1, 2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский – 1, 2 и организацией ВЧ-канала связи. Включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский – 1, 2 обеспечивает двустороннюю схему электроснабжения ПС 110 кВ Барсуковская и ПС 110 кВ Н.Пурпейская и позволяет предотвратить превышение ДДТН Муравленковская – Барсуковская – 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н.Пурпейская) при единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах.

ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой.

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой наблюдается в режимах зимних минимальных и летних максимальных нагрузок 2020 года при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и одной из ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой наблюдается при температуре наружного воздуха +30°С при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и составляет 131% (748 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 573 А).

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды наблюдается в режимах зимних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха 0°С при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой и составляет 124% (786 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 630 А при 0°С) и 121% (759 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 630 А при 0°С).

На ПС 220 кВ Уренгой установлены устройства АОПО ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и АОПО ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой с действием на разгрузку блоков Уренгойской ГРЭС.

Действие АОПО ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды или ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой позволяет ликвидировать превышение АДТН рассматриваемых ВЛ в ПАР.

В целях предотвращения перегрузок, рассматриваемых ВЛ 220 кВ в ПАР, рекомендуется производить ремонты указанных ВЛ 220 кВ в режимах со сниженной генерацией Уренгойской ГРЭС (например, во время останова части генерирующего оборудования Уренгойской ГРЭС на время планового ремонта).

ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр.

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2020 – 2025 годов при аварийном отключении одной из указанных ВЛ 110 кВ в схеме ремонта второй ВЛ 110 кВ. Максимальные токовые нагрузки ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр выявлены в режиме летних минимальных нагрузок 2025 года при температуре наружного воздуха плюс 30°C и составляют 117% (429 А, при ДДТН/АДТН 365/435 А), 118% (431 А, при ДДТН/АДТН 365/435 А) и 130% (475 А, при ДДТН/АДТН 365/435 А) от $I_{\text{дтн}}$ соответственно. Выявленные перегрузки превышают АДТН рассматриваемых ВЛ 110 кВ.

На ПС 220 кВ Вынгапур на ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, Вынгапур – Маяк и на ПС 220 кВ Янга-Яха на ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр установлены АОПО с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новогодняя.

Для снятия перегруза свыше ДДТН с ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя для исключения повреждения ВЛ необходимо ввести ГВО со временем реализации менее 5 минут в объеме не менее 2 МВт и отключить две БСК мощностью 25 Мвар каждая на ПС 110 кВ Новогодняя. Токовая нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ после ввода ГВО не превысит ДДТН этой ВЛ 110 кВ.

При превышении АДТН ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр и ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская действием АОПО ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр отключится нагрузка на ПС 110 кВ Новогодняя и отключится на ПС 110 кВ Новогодняя В-110 Еты-Пур-1, 2 с запретом АПВ. Токовая нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ после действия АОПО не превысит ДДТН этой ВЛ 110 кВ.

Для включения потребителей после действия АОПО необходимо ввести ГВО со временем реализации менее 5 минут в объеме не менее 5 МВт и отключить две БСК мощностью 25 Мвар каждая на ПС 110 кВ Новогодняя. Токовая нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ после действия АОПО не превысит ДДТН этой ВЛ 110 кВ.

Для снятия перегруза рассмотрена возможность применения схемно-режимных мероприятий в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670-2019. Схемно-режимные мероприятия, позволяющие снять перегруз без ввода ГВО, отсутствуют.

При этом в текущих режимах 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 ГВО на рассматриваемом транзите 110 кВ может составить 5 МВт (учитывая 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). Токовые загрузки ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр, ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская в зимний период при температуре наружного воздуха 0°C составят 105% (507 А при ДДТН/АДТН 485/580 А), 106% (509 А при ДДТН/АДТН-485/580 А), 111% (539 А при ДДТН/АДТН 485/580 А) и 109% (528 А при ДДТН/АДТН-485/580 А) от $I_{\text{дтн}}$ соответственно. Для устранения превышения ДДТН зимний период ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя необходимо отключить две БСК мощностью 25 Мвар каждая на ПС 110 кВ Новогодняя. Для устранения превышения ДДТН в зимний период ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр, ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская необходимо ввести ГВО со временем реализации менее 5 минут в объеме 5 МВт и отключить одну БСК мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Новогодняя.

Для исключения ввода ГВО в схеме, складывающейся после единичного нормативного возмущения в ремонтной схеме, рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ с реализацией транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская.

4.6.3.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на 2020 – 2025 годы для умеренно оптимистического варианта развития выявлены дополнительные риски, аналогичные базовому варианту, помимо представленных в базовом варианте.

Контролируемое сечение «Северный энергорайон».

Некоторые ремонты ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале или ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым возможно производить только в зимний период времени при замерзшем грунте для обеспечения подъезда спецтехники. С целью исключения ввода ГВО ремонт этих ВЛ 220 кВ необходимо проводить в иные благоприятные периоды времени (зимний период со сниженным потреблением в Северном энергорайоне).

При отключении Блока 1 Уренгойской ГРЭС в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале в режимах зимних максимальных нагрузок 2023 года при температуре 0°C выявлена перегрузка ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым 114% (1 143 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 1 000 А). В 2024–2025 годах в режимах зимних нагрузок происходит недопустимое снижение напряжения на шинах энергообъектов Северного энергорайона. Максимальная перегрузка в летних режимах выявлена в режиме летних

максимальных нагрузок 2025 года при температуре 30°C и составляет 124% (1 103 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН – 890/1 000 А), при температуре 17°C перегрузка составляет 112% (1 122 А) от $I_{\text{дтн}}$ (ДДТН/АДТН 1 000 А).

Для снятия перегруза рассмотрена возможность применения схемно-режимных мероприятий в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670-2019. Схемно-режимные мероприятия, позволяющие снять перегруз без ввода ГВО, отсутствуют.

Для снятия перегруза и обеспечения требуемых параметров электроэнергетического режима требуется ввод ГВО:

2023 год – в объеме до 40 МВт;

2024 год – в объеме до 67 МВт;

2025 год – в объеме до 75 МВт.

Для недопущения выхода режима из области допустимых значений предлагается строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая ориентировочной протяженностью 220 км. Реализация данного мероприятия позволяет сохранить режим работы энергосистемы в области допустимых значений в до- и послеаварийной схеме.

На данный момент схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Арсенал является схема № 5Н («Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»), данная схема не позволяет подключать дополнительное электросетевое оборудование. Потребуется реконструкция ПС 220 кВ Арсенал для подключения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая. Выбор схемы РУ 220 кВ необходимо определить отдельным проектом.

При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым (ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале) в схеме с отключенным Блоком 1 Уренгойской ГРЭС и наоборот в режимах зимних максимальных (минимальных) нагрузок при температуре наружного воздуха -41°C и в режимах летних максимальных нагрузок температуре наружного воздуха +30°C обеспечение требуемых параметров электроэнергетического режима осуществляется действием автоматики предотвращения нарушения устойчивости Уренгойской ГЭС и АОПО ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым (модернизация указанных устройств осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»), при подключении новых нагрузок требуется подключение данной нагрузки под действием автоматики).

ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая.

Некоторые ремонты ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале или ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым возможно производить только в зимний период времени при замерзшем грунте для обеспечения подъезда спецтехники. С целью исключения ввода ГВО ремонт этих ВЛ 220 кВ необходимо проводить в иные благоприятные периоды времени (зимний период со сниженным потреблением в Северном энергорайоне).

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая наблюдается в режимах зимних и летних максимальных нагрузок 2023 – 2025 годов при

температуре наружного воздуха 0°C и 17°C при автоматическом отключении Блока 1 Уренгойской ГРЭС в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная выявлена в 2025 году и составит 131% (1 190 А) от $I_{дтн}$ (905 А) при температуре 0°C и 133% (983 А) от $I_{дтн}$ (740 А) в летний период при температуре 17°C. Выявленная перегрузка превышает АДТН (1 000/890 А) рассматриваемой ВЛ.

Для снятия перегруза рассмотрена возможность применения схемно-режимных мероприятий в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670-2019. Схемно-режимные мероприятия, позволяющие снять перегруз без ввода ГВО отсутствуют.

Для ликвидации перегрузки и исключения ввода ГВО рекомендуется установка АОПО на ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная с действием на отключение нагрузки в Северном энергорайоне. Место установки, логику действия и величину управляющих воздействий АОПО необходимо определить отдельным проектом.

4.6.4. Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по итогам расчетов и анализа перспективных электрических режимов.

4.6.4.1. Базовый вариант развития.

В таблице 47 представлены мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электрических режимов в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений (в дополнение к мероприятиям, представленным в таблице 43).

Таблица 47

Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу в 2020 – 2025 годах в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений по базовому варианту развития энергосистемы ЯНАО

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	2	3	4	5	6
1	Установка основных быстродействующих защит на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский –	-	-	2020	исключение необходимости ввода ГВО

1	2	3	4	5	6
	1, 2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский – 1, 2 и организацией ВЧ- канала связи для замыкания в транзит ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский – 1, 2				
2	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Губкинская с замыканием транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская	90	-	2023 ⁹	исключение необходимости ввода ГВО

Рекомендуемые сроки реализации мероприятий определены на основании расчета и анализа существующих и перспективных электрических режимов и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

4.6.4.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

На основании расчета и анализа перспективных электрических режимов выявлена группа дополнительных мероприятий, рекомендуемых к выполнению в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений в рамках рассмотрения умеренно оптимистического прогноза потребления мощности ЭЭС ЯНАО, в таблице 48 приведен соответствующий перечень электросетевых объектов.

Таблица 48

Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу
в 2020 – 2025 годах в целях устранения выявленных схемно-режимных
ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров

⁹ С учетом сроков строительства.

режима из области допустимых значений по умеренно оптимистическому варианту развития энергосистемы ЯНАО

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	2	3	4	5	6
1	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая	220	-	2023	исключение ввода ГВО при единичных отключениях в ремонтной схеме
2	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Арсенал в объеме, необходимом для подключения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая	-	-	2023	
3	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая на отключение нагрузки в Северном энергорайоне	-	-	2023	исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая

Рекомендуемые сроки реализации мероприятий определены на основании расчета и анализа существующих и перспективных электрических режимов и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

МО город Салехард.

Энергорайон г. Салехарда присоединен на параллельную работу с Тюменской энергосистемой в 2018 году путем строительства ВЛ 220 кВ Надым – Салехард 1, 2 цепь.

Установленная мощность электростанций г. Салехарда составляет 53,4 МВт: ГТЭС Обдорск – 39,4 МВт, ТЭС Салехард – 14 МВт, ДЭС расположенные в г. Салехарде суммарной мощностью 31,3 МВт (ДЭС-1 – 19,4 МВт, ДЭС-2 – 11,9 МВт) выведены из эксплуатации согласно приказам АО «Салехардэнерго» «О выводе из эксплуатации дизельной электростанции» от 18.07.2018 №710-п, №708-п (по данным собственника демонтаж оборудования ДЭС не выполнен, оборудование находится в консервации). При этом суммарная максимальная рабочая мощность электростанций составляет 50,6 МВт (81,1 МВт с учетом законсервированных ДЭС).

Максимальное потребление электрической мощности Салехардского энергоузла за период 2018 – 2019 годов составило около 60 МВт. При выделении энергорайона г. Салехарда на изолированную работу вследствие аварийного отключения одной из ВЛ 220 кВ Надым – Салехард 1, 2 цепь в схеме ремонта другой, фактическая нагрузка станций может оказаться меньше фактического потребления, что потребует ограничения электроснабжения потребителей.

По информации ИОГВ ЯНАО в 2023 – 2024 годах планируется присоединение энергопринимающих устройств г. Лабытнанги и пгт Харп к ЭЭС ЯНАО. Перспективное потребление энергоузла Салехард – Лабытнанги – Харп может составить 146,75 МВт (потребление мощности в г. Салехарде – 91,06 МВт, перспективная нагрузка г. Лабытнанги – 40 МВт, пгт Харп – 7 МВт, потребителей СШХ – 8,69 МВт) с учетом перспективного роста нагрузок, а также ввода объектов Северного широтного хода.

На данный момент электроснабжение г. Лабытнанги осуществляется от ПЭС Лабытнанги установленной мощностью 66 МВт и ВЭУ – 0,25 МВт, пгт Харп от ТЭС «Харп-12» установленной мощностью 10,96 МВт. С учетом этого суммарная установленная мощность электростанций энергоузла Салехард – Лабытнанги – Харп без учета законсервированных ДЭС может составить 130,61 МВт, что недостаточно для поддержания баланса электропотребления.

Для поддержания баланса электрической энергии и мощности в энергорайоне г. Салехарда при выделении энергорайона на изолированную работу рекомендуется в рамках отдельной работы рассмотреть возможность выполнения мероприятий по сооружению объектов электросетевого хозяйства (сетевой сценарий) либо по сооружению генерирующих объектов (генерирующий либо комбинированный сценарии) с выполнением полного комплекса расчетов электроэнергетических режимов и устойчивости, технико-экономического сравнения сценариев развития электроэнергетики энергорайона г. Салехарда.

4.6.5. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно СиПР ЕЭС России.

4.6.5.1. Базовый вариант развития.

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России, в рамках рассмотрения базового прогноза потребления мощности отсутствуют.

4.6.5.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

В рамках рассмотрения умеренно оптимистического прогноза потребления мощности рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России, отсутствуют.

4.6.6. Предложения по корректировке сроков ввода мероприятий, обеспечивающих синхронный ввод объектов разных собственников.

Необходимость корректировки сроков ввода мероприятий, обеспечивающих синхронный ввод объектов разных собственников, не выявлена.

4.6.7. Сводные данные по развитию электрической сети ЭЭС ЯНАО на период 2020 – 2025 годов.

В таблице 49 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110кВ и выше в 2020 – 2025 годах с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов. В таблице 49 для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов).

Таблица 49

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на период 2020 – 2025 годов

Наименование	Единицы измерения	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 – 2025 годы	Всего за период 2020 – 2025 годов
1	2	3	4	5	6	7	8
Базовый вариант развития							
ВЛ 500 кВ	км		–	–	–	–	–
ВЛ 220 кВ	км		272	–	–	–	272
ВЛ 110 кВ	км	96	172	274	–	–	542
АТ 500/220 кВ	МВА		–	–	–	–	–
АТ 220/110 кВ	МВА		500	–	–	–	500
Т 110 кВ	МВА	80	244	126	–	–	450
Умеренно оптимистический вариант развития							
ВЛ 500 кВ	км		–	–	–	–	–
ВЛ 220 кВ	км		–	2	–	–	2
ВЛ 110 кВ	км		–	–	100	170	270
АТ 500/220 кВ	МВА		–	–	–	–	–
АТ 220/110 кВ	МВА		–	50	–	–	50
Т 110 кВ	МВА		–	–	80	20	100

4.7. Предложения и мероприятия по присоединению удаленных пунктов ЯНАО к ЕЭС России.

Основными целями разработки предложений по присоединению удаленных населенных пунктов ЯНАО к ЕЭС России является определение наиболее оптимального варианта электроснабжения по итогам технико-экономического сравнения различных вариантов.

Разработка предложений по присоединению удаленных населенных пунктов ЯНАО выполняется для следующих удаленных населенных пунктов:

- 1) муниципальное образование город Лабытнанги;
- 2) муниципальное образование Красноселькупский район:
 - село Красноселькуп;
- 3) муниципальное образование Надымский район:
 - село Ныда;
 - село Нори;
 - село Кутопьюган;
- 4) муниципальное образование Приуральский район:
 - село Аксарка;
 - село Белоярск;
 - пгт Харп;
 - село Харсаим;
- 5) муниципальное образование Тазовский район:
 - село Газ-Сале;
 - поселок Тазовский;
- 6) муниципальное образование Ямальский район:
 - село Мыс Каменный;
 - село Новый Порт.

В рамках разработки предложений по присоединению удаленных населенных пунктов рассмотрены следующие варианты схемы электроснабжения:

1) Сетевой вариант, предусматривающий выполнение схемы электроснабжения удаленных населенных пунктов посредством электросетевого строительства новых ЛЭП и ПС от объектов ЭЭС ЯНАО.

2) Генерирующий вариант, предусматривающий выполнение схемы электроснабжения от электростанций, расположенных на территории удаленных населенных пунктов и использующих как традиционные виды топлива, так и работающие на ВИЭ. Генерирующий вариант схемы электроснабжения удаленных населенных пунктов не предполагает присоединения удаленных пунктов ЯНАО к ЕЭС России.

При разработке сетевого варианта присоединения удаленных населенных пунктов следует отметить, что во всех населенных пунктах существуют собственные источники автономного электроснабжения. Категория надежности электроснабжения потребителей удаленных населенных пунктов не выше II-й, в связи с чем присоединение возможно путем строительства одноцепных ЛЭП 35 кВ и выше. При этом для некоторых из удаленных населенных пунктов рассматривается подключение посредством строительства двухцепных ЛЭП и двухтрансформаторных ПС 35 кВ и выше, в том числе:

- г. Лабытнанги (с учетом существующей нагрузки потребителей и возможности подключения к данному центру питания населенных пунктов пгт Харп, с. Белоярск, с. Новый Порт, с. Мыс Каменный);

- пгт Харп (с учетом существующей нагрузки потребителей и наличия промышленных предприятий, а также незначительной удаленности от г. Лабытнанги).

При разработке генерирующего варианта схемы электроснабжения удаленных населенных пунктов рассмотрены мероприятия по строительству новых источников генерации на базе ВИЭ.

Учитывая, что территория ЯНАО характеризуется высоким ветропотенциалом и является благоприятной зоной для развития ветроэнергетики, в качестве источников генерации рассматривается использование современных ВЭС.

Учитывая, что режим работы ВЭС не предусматривает полное покрытие потребности потребителей в электрической энергии, то в качестве резервного (дополнительного) источника электроснабжения в рассматриваемых удаленных населенных пунктах предусматривается использование существующих электростанций, работающих на традиционных видах топлива.

Следует отметить, что фактический ветропотенциал площадок расположения предполагаемых ВЭС и величины выработки электроэнергии должны быть определены посредством натурных испытаний, схемы выдачи мощности ВЭС должны быть определены в рамках отдельных работ после принятия решения о сооружении ВЭС. При этом в настоящем разделе рассмотрены два варианта покрытия потребности в электрической энергии потребителей удаленных населенных пунктов с использованием ВЭС и существующих электростанций:

- 25% ВЭС/75% существующие электростанции;
- 75% ВЭС/25% существующие электростанции.

Для обоих вариантов принята единая установленная мощность ВЭС для каждого удаленного населенного пункта, обеспечивающая выработку электрической энергии в объеме 75% отпуска электроэнергии в сеть.

Вариант выработки ВЭС 25% от полезного отпуска рассматривает ситуацию неполного использования установленной мощности ВЭС по причине непостоянства погодных условий и приведен с целью выполнения технико-экономического сравнения варианта работы ВЭС с недоиспользованием установленной мощности. Все рассмотренные варианты сооружения ВЭС не предполагают присоединение населенных пунктов на параллельную работу с ЕЭС России.

В рамках технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения удаленных населенных пунктов ЯНАО рассмотрены три альтернативных варианта электроснабжения удаленных населенных пунктов:

- существующий вариант электроснабжения от автономных источников генерации (без присоединения к ЕЭС России);
- сетевой вариант электроснабжения от ЕЭС России с сохранением в резерве автономных источников генерации;
- генерирующий вариант электроснабжения от новых ВЭС и существующих автономных источников генерации (без присоединения к ЕЭС России).

По результатам технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения удаленных населенных пунктов ЯНАО можно сделать следующие выводы:

1) наиболее экономичным вариантом для всех населенных пунктов является вариант электроснабжения от новых ВЭС (75% от полезного отпуска электроэнергии) и существующих автономных источников генерации;

2) для всех населенных пунктов, кроме г. Лабытнанги, пгт Харп, вариант электроснабжения от новых ВЭС и существующих автономных источников генерации экономичнее существующей схемы электроснабжения и варианта присоединения к ЕЭС России даже при доле ВЭС в полезном отпуске электроэнергии, равной 25%;

3) вариант присоединения населенных пунктов к ЕЭС России экономичнее существующей схемы электроснабжения для г. Лабытнанги, для комплексов – с. Аксарка и с. Харсаим, с. Газ-Сале и пос. Тазовский. Для пгт Харп (с учетом реализации мероприятий по присоединению г. Лабытнанги) эти варианты равноэкономичны. Затраты на покупку электроэнергии от существующих автономных источников в этих населенных пунктах выше, чем покупка электроэнергии из ЕЭС России, строительство и эксплуатация необходимых для присоединения к ЕЭС России электросетевых объектов;

4) вариант присоединения к ЕЭС России для остальных населенных пунктов с точки зрения всех субъектов энергосистемы не эффективен, так как требует значительного строительства и соответственно капитальных вложений при малых присоединяемых нагрузках.

По результатам технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения удаленных населенных пунктов ЯНАО можно считать целесообразным:

1) разработку проектов ВЭС (без присоединения к ЕЭС России) с определением ветропотенциала и величины выработки электроэнергии такими электростанциями, а также с оценкой их экономической эффективности¹⁰;

2) разработку проектов по присоединению к ЕЭС России г. Лабытнанги, пгт Харп, с. Красноселькуп и комплекса – с. Аксарка и с. Харсаим, с. Газ-Сале и пос. Тазовский в случае отсутствия экономической эффективности ВЭС.

4.8. Перечень рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше на территории ЭЭС ЯНАО и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

Для рассматриваемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных вложений в их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по сетевому строительству определена укрупненно с использованием:

- сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ»¹¹, внесенного

¹⁰ Оценка финансовых последствий для участника, реализующего инвестиционный проект.

приказом Минстроя России от 06.10.2014 № 597/пр в Федеральный реестр сметных нормативов для мероприятий на объектах Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала;

- сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК»¹² для мероприятий на объектах других собственников;

- отраслевого сборника сметных цен на основные материалы, изделия и конструкции, применяемые в электросетевом строительстве «Сборник цен на оборудование АСУТП, РЗА и ПА»¹³;

- данных о стоимости по объектам-аналогам.

Укрупненные стоимостные показатели в указанных стандартах приведены в базисном уровне цен 2000 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах применены индексы пересчета стоимости в соответствии с рекомендуемыми к применению Минстроем России в IV квартале 2019 года индексами изменения сметной стоимости оборудования, строительно-монтажных работ, пусконаладочных работ, проектных и изыскательских работ, прочих работ и затрат.

Индексы пересчета сметной стоимости строительства в базисном уровне цен в текущие цены I квартала 2020 года представлены в таблице 50.

Таблица 50

Индексы пересчета сметной стоимости строительства в базисном уровне цен в текущие цены I квартала 2020 года (без НДС)

Наименование показателя	Значение
1	2
Индекс изменения сметной стоимости оборудования ¹⁴	4,81
Индексы изменения сметной стоимости СМР (к ФЕР-2001) ¹⁵ :	
Воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами	7,46
Прочие объекты	9,5
Пусконаладочные работы	40,91
Индекс изменения сметной стоимости проектно-изыскательских работ ¹⁶	-

¹¹Сборник утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385 (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 № 477).

¹²Сборник утвержден приказом ОАО «Холдинг МРСК» от 20.09.2012 № 488.

¹³Сборник утвержден и введен в действие Федеральным центром ценообразования в строительстве и промышленности строительных материалов (Экспертное заключение № 01-020-04/10-2006 от 04.12.2006).

¹⁴ Письмо Минстроя России от 20.02.2020 № 6369-ИФ/09.

¹⁵ Письмо Минстроя России от 20.03.2020 № 10379-ИФ/09.

В стоимость строительства воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ) включены затраты, учитывающие усложняющие условия строительства – затраты на вырубку и подготовку просеки, устройство лежневых дорог¹⁶, а также дополнительные затраты на строительство ВЛ на болотистых трассах.

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО (с разделением затрат по сетевым организациям, в том числе по ТСО) приведены в таблице 51.

¹⁶ Устройство лежневых дорог принималось условно на участке в размере 20% протяженности ВЛ свыше 20 км.

¹⁶ Индексы на I квартал 2020 года на проектно-изыскательские работы Минсроем РФ не сообщены.

Таблица 51

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории ЯНАО в рамках базового прогноза

№ п/п	Наименование мероприятия (строительство/реконструкция/ проектирование)	Наименование титула по ИПР ДЗО ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры			Год ввода	Год ввода по ИПР ДЗО ПАО «Россети»	Заказчик	Основание для выполнения мероприятия	Стоимость в базисном уровне цен, млн руб. с НДС	Стоимость в ценах 2 кв. 2019 года, млн руб. с НДС*
			цепность х км	МВА	Мвар						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала											
1	На ПС 220 кВ Вынгапур установка АОПО ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»					2021		Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала	технологическое присоединение АО «Тюменнефтегаз»	1,87	11,82
2	На ПС 220 кВ Исконная установка АОПО ВЛ 220 кВ Исконная - Ермак с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»					2021		Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала		0,94	5,9
3	На ПС 500 кВ Кирилловская установка АОПО ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым с организацией каналов УПАСК для отключения нагрузки (ОН) на объектах АО «Тюменнефтегаз»					2021		Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала		1,87	11,82

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	На ПС 500 кВ Муравленковская изменение логики работы АОПО ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»					2021		Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала		н/д	н/д
5	На Уренгойской ГРЭС установка АОПО КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея, КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»					2021		инвестор		2,22	13,7
6	На Уренгойской ГРЭС изменение логики работы АОПО ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»					2021		инвестор		нет данных	нет данных
7	На Уренгойской ГРЭС модернизация АПНУ Уренгойской ГРЭС с организацией каналов УПАСК с действием на ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»					2021		инвестор		нет данных	нет данных
8	Реализация каналов УПАСК от АОПО ВЛ 220 кВ Вынгапур- Северный Варьеган и ВЛ 220 кВ Вынгапур-Зима для отключения нагрузки на ПС 110 кВ ПК-1					2022		Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз»	1,6	10,06
9	Реализация каналов УПАСК от АОПО ВЛ 220 кВ Кирилловская-Холмогорская и ВЛ 220 кВ Кирилловская- Когалым для отключения нагрузки на ПС 110 кВ ПК-1					2022		Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала		1,6	10,06

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	Установка устройств АОПО на ПС 500 кВ Тарко-Сале на ВЛ 110 кВ Тарко-Сале-Пурлейская с отпайками и ВЛ 110 кВ Тарко-Сале-Градиент с отпайкой на ПС Победа с организацией каналов УПАСК для отключения нагрузки на ПС 110 кВ ПК-1					2022		Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала		1,87	11,77
АО «Россети Тюмень»											
11	Строительство ПС 110 кВ Роспан с отпайками от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха-1,2	ПС 110 кВ Роспан с питающими ВЛ 110 кВ I, II цепь» (новое строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ – 2х11 км и ПС 110 кВ с трансформаторной мощностью 2х10 МВА)	2х8,8	2х10		2020	2020	АО «Россети Тюмень»	технологическое присоединение АО «РОСПАН ИНТЕРНЕТШЛ»	нет данных	597,1
12	Строительство ПС 110 кВ ГДН	ПС 110/10 кВ ГДН (новое строительство ПС с трансформаторной мощностью 2х40 МВА)		2х40		2020	2020	АО «Россети Тюмень»	технологическое присоединение ДКС на Еты-Пуровском газовом месторождении ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	нет данных	505,59
	Строительство СП 110 кВ в районе ПП 110 кВ Северный	СП 110 кВ Северный (новое строительство СП с двумя линейными ячейками)					2020	АО «Россети Тюмень»		нет данных	1386,04
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ СП Северный - ГДН - 1,2	ВЛ-110 кВ Северный - ГДН 1,2 (новое строительство ВЛ протяженностью 48,01 км)	2х47,9				2020	АО «Россети Тюмень»		нет данных	859,41
АО «Тюменнефтегаз»											
13	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с двухцепной ВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное		2х1,394	2х16		2021		АО «Тюменнефтегаз»	технологическое присоединение АО «Тюменнефтегаз»	125,27	898,46
14	Строительство ПС 110 кВ Русская с двухцепной ВЛ 110 кВ		2х68,633	2х80		2021		АО «Тюменнефтегаз»		357,54	2 450,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	(в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская										
15	Строительство ЛЭП 220 кВ Исконная – Ермак ориентировочной протяженностью 134,6 км		134,6			2021		АО «Тюменнефтегаз»	технологическое присоединение АО «Тюменнефтегаз»	нет данных	4 159,49
16	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява трансформаторной мощностью 500 МВА (2х250 МВА)			2х250	2х25 (УШР) 4х25 (БСК)	2021		АО «Тюменнефтегаз»	технологическое присоединение и АО «Тюменнефтегаз»	нет данных	1664,12
17	Строительство ЛЭП 220 кВ Ермак - Тасу Ява 1, 2 ориентировочной протяженностью 137,3 км (Перевод двухцепной ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская I,II цепи на номинальный класс напряжения 220 кВ с присоединением к РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ермак и ПС 220 кВ Тасу-Ява)		2х68,6			2021		АО «Тюменнефтегаз»		нет данных	4 412,41
18	Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ Тасу-Ява – Русская I,II цепь		2х0,2 ¹⁷			2021		АО «Тюменнефтегаз»		13,32	88,18
ООО «СевКомНефтегаз»											
19	Сооружение ПС 110 кВ ПК-1 с двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал - ПК1 - 1,2		2х119	2х63				ООО «СевКомНефтегаз»	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз»	435,07	2 936,57
ООО «Газпром энерго»											

¹⁷Протяженность ВЛ 110 кВ требуется уточнить при проектировании.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГТЭС – ЗГТЭС во вновь сооружаемые ячейки 110 кВ ПС 220 кВ Ермак (в соответствии с ТУ на ТП)		2х18			2022		ООО «Газпром энерго»	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Газпром Добыча Ямбург»	50,28	332,79
Противоаварийные мероприятия											
21	Реализация мероприятий по исключению пляски проводов и грозотросов на I и II цепях ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург с отпайками	Реконструкция ВЛ 110 кВ Оленья-Ямбург-1,2 отпайка на ПС УТП-15 (замена 166 опор, 45,5 км провода)	45,5			2020	2021	АО «Россети Тюмень»	акт №б.н от 24.01.2019 по результатам расследования причин аварии 21.12.2018 комиссией Северо-Уральского управления. Ростехнадзора. Предписание Северо-Уральского управления Ростехнадзора об устранении выявленных нарушений №57/7896-П/1 от 25.08.2017	нет данных	446,47
22	Реализация мероприятий по исключению пляски проводов и грозотросов на ВЛ 110 кВ ЯТП-1В – Ямбургская ГТЭС с отпайкой на ПС ЯТП-2В.	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЯТП-1В - ЯТЭС с ответвлением на ПС ЯТП-2В (замена 264 опор, 65,5 км провода)	65,5			2023	2023	АО «Россети Тюмень»	акт №б.н от 24.01.2019 по результатам расследования причин аварии 21.12.2018 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора.	нет данных	812,27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
25	Сооружение ВЛ 110 кВ ПП Северный – Губкинская с замыканием транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская		1х90			2023 ¹⁸		АО «Россети Тюмень»	исключение ввода ГВО при единичных нормативных возмущениях в ремонтной схеме	155,31	1 027,94
	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Губкинская на 1 линейную ячейку							АО «Россети Тюмень»		1 421	102,1
	Расширение РУ 110 кВ ПП 110 кВ Северный на 1 линейную ячейку							АО «Россети Тюмень»		14,21	102,1

*Для объектов, стоимость которых принята на основании СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы, ИПР ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. приказом Минэнерго России № 36@ от 27.12.2019), ИПР АО «Тюменьэнерго» (утв. приказом Минэнерго России № 21@ от 09.12.2019), указана оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн руб. с НДС).

Таблица 52

Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу в 2021 – 2025 годах в рамках умеренно оптимистического варианта развития ЭЭС ЯНАО

№ п/п	Наименование мероприятия (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры			Год ввода	Заказчик	Основание для выполнения мероприятия	Стоимость в базисном уровне цен, млн руб. с НДС	Стоимость в ценах 2 кв. 2019 года, млн руб. с НДС*
		цепность х км	МВА	Мвар					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Инвестор									

¹⁸ С учетом сроков строительства.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Строительство ПС 220 кВ Татаринцево с врезкой в транзит 220 кВ Надым – Салехард ²¹	2х1	не менее 2х4		2022 ¹⁹	инвестор	присоединение потребителей ОАО «РЖД» для обеспечения электроснабжения Северного широтного хода	180,75	1 110,37
АО «Россети Тюмень»									
2	Строительство ПС 110 кВ Лабытнанги с питающей ЛЭП 110 кВ Салехард – Лабытнанги ²⁰	2х50	2х40		2023	АО «Россети Тюмень»	присоединение энергорайона г. Лабытнанги к ЕЭС России	260,33	1 783,38
3	Строительство ПС 110 кВ Харп с питающей двухцепной ВЛ 110 кВ Лабытнанги – Харп ¹⁹	2х40	2х10		2024	АО «Россети Тюмень»	присоединение энергорайона пгт Харп к ЕЭС России	166,6	1 152,42
4	Строительство ПС 110 кВ Обдорск	1х7,33	2х40		2022	АО «Россети Тюмень»	технологическое присоединение потребителей мкр. «Обдорский» г. Салехард	нет данных	нет данных
Рекомендуемые мероприятия									
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала									
5	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая	1х220			2023	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала	исключение ввода ГВО при единичных отключениях в ремонтной схеме	696,9	4 583,71
6	Реконструкция ПС 220 кВ Арсенал для подключения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая					Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала		90,46	569,38

¹⁹ Схема присоединения ПС 220 кВ Татаринцево к ЕЭС России принята условно, обоснование необходимости сооружения и выбор схемы присоединения ПС 220 кВ Татаринцево к ЕЭС России требует рассмотрения в рамках отдельного внестадийного проектирования.

²⁰ Мероприятие по присоединению энергопринимающих устройств г. Лабытнанги и пгт Харп к ЕЭС ЯНАО принято по информации планов ИОГВ ЯНАО.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая на отключение нагрузки в Северном энергорайоне					Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала	исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконая	0,94	5,9

*Для объектов, стоимость которых принята на основании СипР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы, ИПР ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. приказом Минэнерго России № 36@ от 27.12.2019), ИПР АО «Гюменьэнерго» (утв. приказом Минэнерго России № 21@ от 09.12.2019), указана оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн руб. с НДС).

Таблица 53

Перечень реализованных проектов по развитию единой национальной (общероссийской) электрической сети,
находящихся под напряжением и по которым планируется ввод в эксплуатацию в 2020 – 2025 годах по территории ЯНАО
в соответствии с СипР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы

№ п/п	Наименование мероприятия (строительство/реконструкция/ проектирование)	Наименование титула по ИПР ДЗО ПАО «Россети», предусматриваю- щего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры			Заказчик	Наличие в схеме территориального планирования	Основание для выполнения мероприятия
			цепность х км	МВА	Мвар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала								
1	ВЛ 500 кВ Холмогорская - Муравленковская – Тарко-Сале, ПС 500 кВ Муравленковская с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская – Тарко-Сале с ПС 500 кВ Муравленковская, 1 этап	1х212,02	501	180	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	-	СипР ЕЭС России на 2020–2026 годы

4.9. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно актуальной СиПР ЕЭС России.

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше, включенных в СиПР ЕЭС России, отсутствуют.

V. Схемы размещения объектов электроэнергетики ЯНАО с развитием на 2021 – 2025 годы

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2021 – 2025 годы является неотъемлемой частью Программы развития электроэнергетики и разработана с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов.

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

- действующие по состоянию на 01.01.2020 электрические станции мощностью более 5 МВт;
- действующие по состоянию на 01.01.2020 года электрические сети 110 кВ и выше;
- электрические станции, электрические сети 110 кВ и выше, ввод которых запланирован в 2021 – 2025 годах, с выделением соответствующими условными обозначениями.

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2021 – 2024 годы.
Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше ЯНАО.

Прогноз потребления ИОГВ

