



ГУБЕРНАТОР ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

28 апреля 2021 г.

№ 65-ПГ

г. Салехард

**Об утверждении схемы и программы перспективного развития
электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа
на период 2022 – 2026 годов**

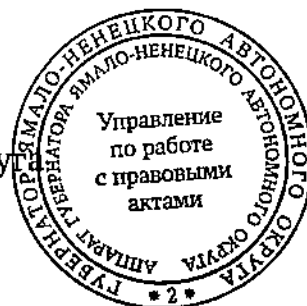
В целях исполнения требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823, **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить прилагаемые схему и программу перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2022 – 2026 годов.

2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 30 апреля 2020 года № 76-ПГ «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2021 – 2025 годов».

3. Настоящее постановление вступает в силу с 01 января 2022 года.

Губернатор
Ямало-Ненецкого автономного округа



Д.А. Артюхов

УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Губернатора
Ямало-Ненецкого автономного округа
от 28 апреля 2021 года № 65-ПГ

СХЕМА И ПРОГРАММА

перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого
автономного округа на период 2022 – 2026 годов

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2022 – 2026 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 октября 2009 года № 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). 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 вдающиеся 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 октября 2006 года «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 01.01.2020 года²)

Населённый пункт	Количество жителей (человек)
1	2
Новый Уренгой	118 033
Ноябрьск	106 911
Салехард	50 976
Надым	44 830
Муравленко	31 561
Лабытнанги	26 295
Губкинский	29 161
Тарко-Сале	21 501
Уренгой	9 997
Пангоды	11 140
Пурпе	9 570
Тазовский	7 209
Харп	5 850

1.4. Стратегия развития ЯНАО.

²Данные на 01.01.2021 органами государственной статистики не опубликованы.

Стратегия социально-экономического развития ЯНАО разработана до 2035 года (далее – стратегия ЯНАО). Стратегические направления предусматривают развитие топливно-энергетического комплекса как основного потребителя электрической энергии и мощности региона. Топливо-энергетический комплекс играет определяющую роль в экономике ЯНАО (более 70% ВРП, 97% совокупного объёма промышленного производства, 27% занятых). Потенциал развития ресурсной базы остается на высоком уровне. По данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ, по состоянию на 01.01.2020 в ЯНАО расположено 238 месторождений углеводородного сырья, запасы свободного газа с учётом шельфа составляют 48,6 трлн м³, жидких углеводородов – 7,2 млрд тонн.

В последние годы происходит снижение добычи углеводородов на традиционных нефтяных и газовых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона. Объёмы добычи природного газа в Надымском, Пуровском районах с 2011 года упали на 18%, доля районов в региональной добыче сократилась за этот период на 17%. Основные газовые залежи в Надым-Пур-Тазовском регионе (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Ямсовейское, Комсомольское, Северо-Уренгойское, Губкинское, Юбилейное, Вынгапуровское) выработаны в среднем на 75%. Объёмы добычи нефти, включая газовый конденсат, остаются стабильными.

Снижение производства природного газа в Надым-Пур-Тазовском регионе компенсируется добычей углеводородов в перспективных районах освоения – на полуостровах Ямал и Гыданский (доля районов в региональной добыче составляет 17,3%). Районы нового освоения – перспективная площадка по производству сжиженного природного газа (далее – СПГ), с 2017 года введена в эксплуатацию первая производственная линия завода по сжижению газа проекта «Ямал СПГ» (суммарная мощность проекта 17,4 млн тонн СПГ в год).

К 2035 году в Надым-Пур-Тазовском регионе прогнозируется дальнейшее падение добычи газа. При этом более 9 трлн м³ запасов газа Надым-Пур-Тазовского региона остаются не вовлечёнными в эксплуатацию, что обусловлено высокой долей газа сеноманских залежей с низким пластовым давлением и сложных неокомских залежей. В перспективе очевидно дальнейшее смещение добычи на Север.

Вышеуказанные обстоятельства в дальнейшем окажут влияние на развитие систем электроснабжения. Существенным фактором также является труднодоступность территорий и высокая стоимость строительства объектов инфраструктуры. При активном освоении северных территорий повышается актуальность доступности энергетической инфраструктуры. В этой связи ряд крупных добывающих предприятий осуществляет локальное электроснабжение промышленных объектов с помощью автономных электростанций на базе ГТУ и ГПА.

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 2020 году в час максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО было зафиксировано на уровне 1 285 МВт. Потребление электроэнергии на территории ЯНАО за 2020 год составило 9,356 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.

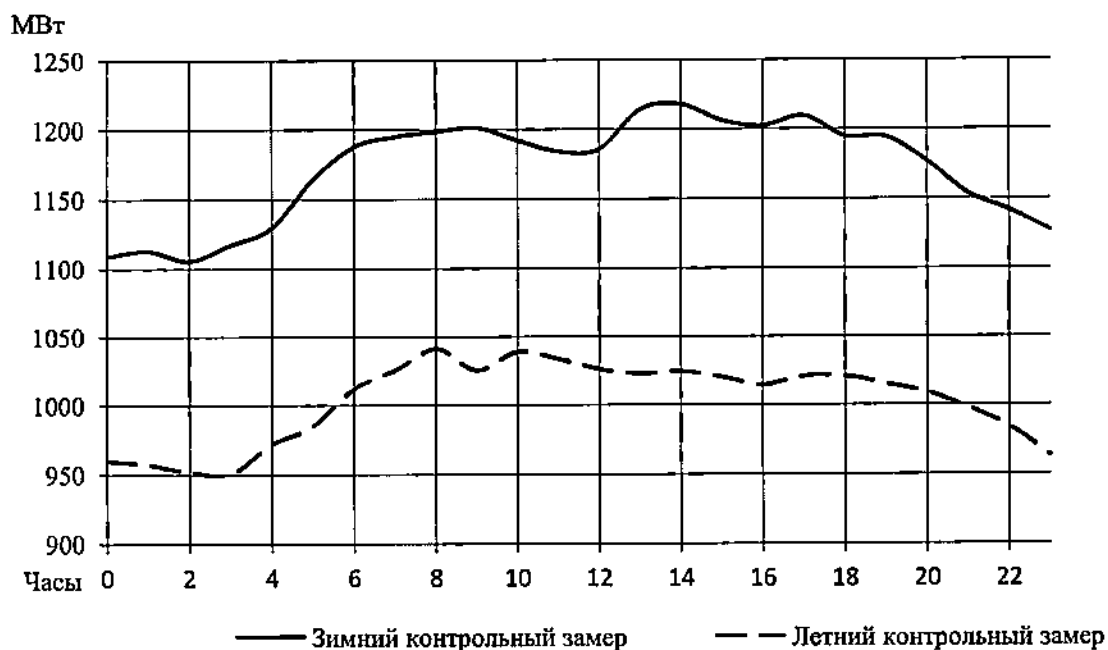


Схема 1. Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЭЭС ЯНАО

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 ГПЗ;
- 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: ПС 220 кВ Уренгой и ПС 220 кВ Надым по линиям 220 кВ. 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 Исконная;
- ПС 220 кВ Надым;
- ПС 220 кВ Оленья;
- ПС 220 кВ Правохеттинская;
- ПС 220 кВ Пангоды;
- ПС 220 кВ Уренгой;
- ПС 220 кВ Мангазея;
- ПС 220 кВ Салехард.

2.1.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.

Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России, охватывают территорию 8 муниципальных образований в ЯНАО (далее – МО): Приуральский, Ямальский, Тазовский, Красноселькупский, Шурышкарский районы, часть муниципальных округов Надымского и Пуровского районов ЯНАО, 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 инвестиционных программ энергоснабжающих предприятий.

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 «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»;
- 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 Урала (далее – МЭС Урала) осуществляет свою деятельность на территории ЯНАО, ХМАО и Тюменской области. На территории ЭЭС ЯНАО действует Филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – 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 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 «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром переработка», ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс», 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 ИНТЕРНЭШНЛ»;

- 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 2020 год составил 9 356,2 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за период 2016 - 2020 годов представлена в таблице 2 и на схеме 2.

Таблица 2

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2016 - 2020 годы

Электрическая энергия	Единица измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление	млн кВт·ч	11 056,2	10 761,9	9 599,4	9 935,9	9 356,2
Абсолютный прирост электропотребления	млн кВт·ч	-144	-294,3	-1 162,5	336,5	-579,7
Среднегодовые темпы прироста	%	-1,3	-2,7	-10,8	3,5	-5,8

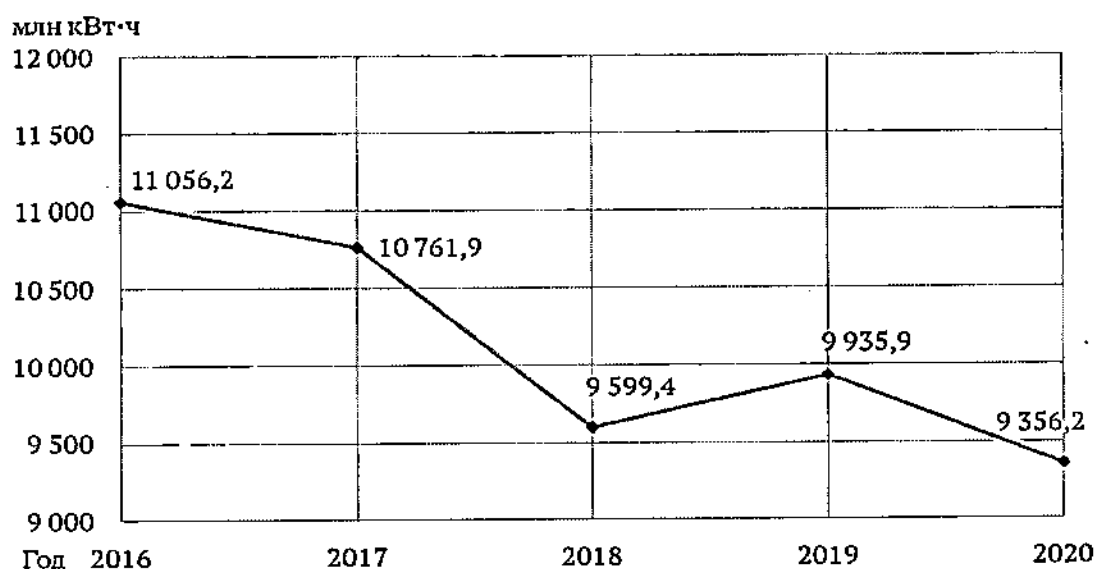


Схема 2. Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2016 - 2020 годы

2.2.1. Структура потребления электрической энергии.

В таблице 3 приведено потребление электрической энергии отдельными группами потребителей ЯНАО с учетом изолированных энергорайонов.

Таблица 3

Потребление электрической энергии отдельными группами потребителей ЯНАО в 2015 – 2019 годах, млн кВт·ч*

Наименование	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	9 291,6	9 422,7	9 492,6	9 810,2	10 036,1
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	12,2	12,3	31,5	31,8	31,2
Строительство	388,5	392,4	404,1	400,1	364,1
Оптовая и розничная торговля	126,1	123,6	124,6	123,4	125,9
Транспорт и связь	742,9	754,7	762,6	760,6	767,3
Другие виды экономической деятельности	312,0	315,2	61,5	60,3	62,4
Городское и сельское население	649,4	649,6	689,9	684,8	696,1
Потери в электросетях	460,2	439,5	393,6	432,1	388,1

* Данные взяты на основе данных органов государственной статистики, учитывающей потребление всей территории ЯНАО, включая изолированные энергорайоны. Данные за 2020 год органами государственной статистики не опубликованы

Динамика потребления электрической энергии по основным группам потребителей ЯНАО за 2015 – 2019 годы приведена на схеме 3.

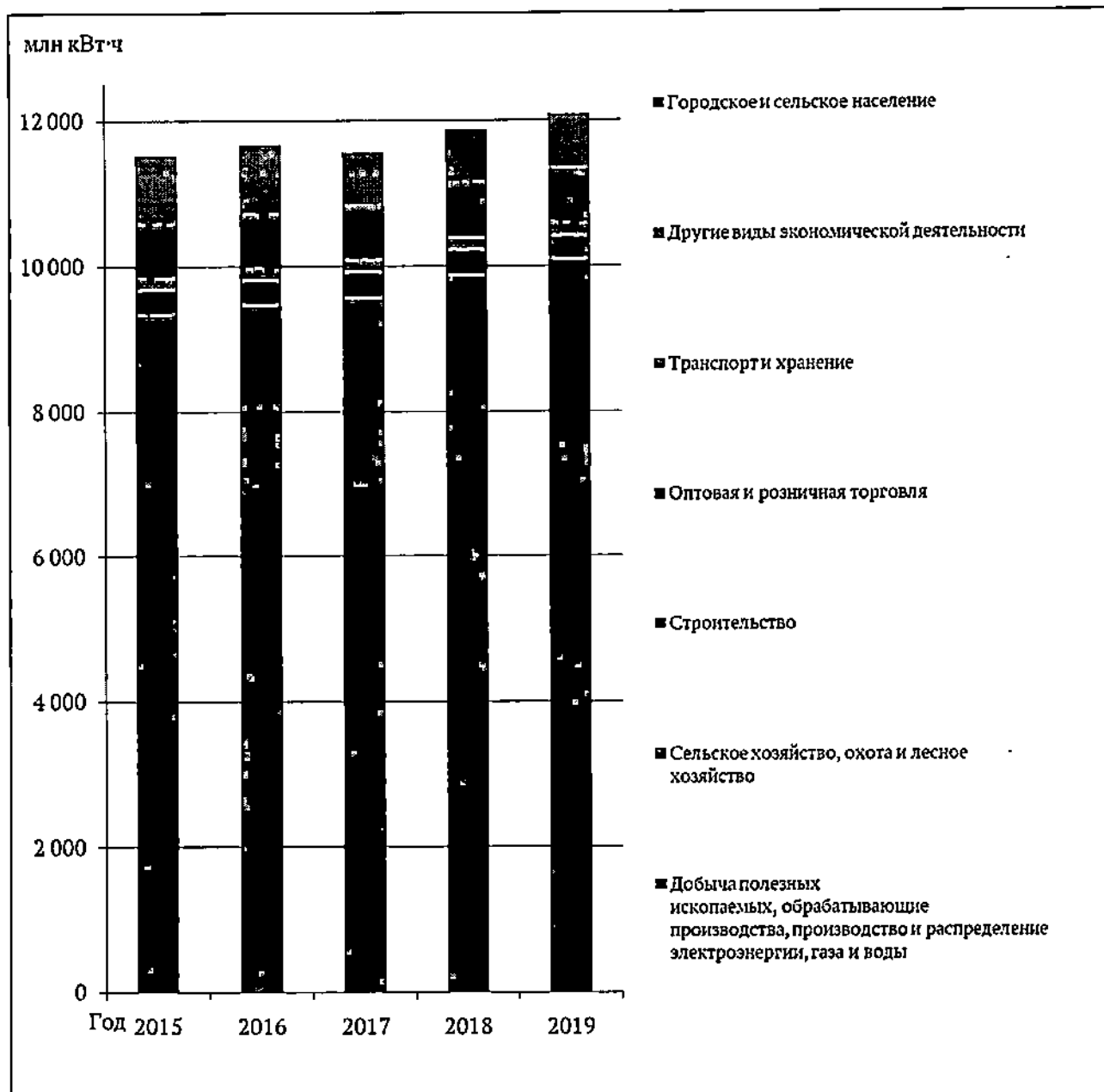


Схема 3. Динамика потребления электрической энергии по основным группам потребителей ЯНАО за 2015 – 2019 годы

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 2015 – 2019 годы представлена на схеме 4.

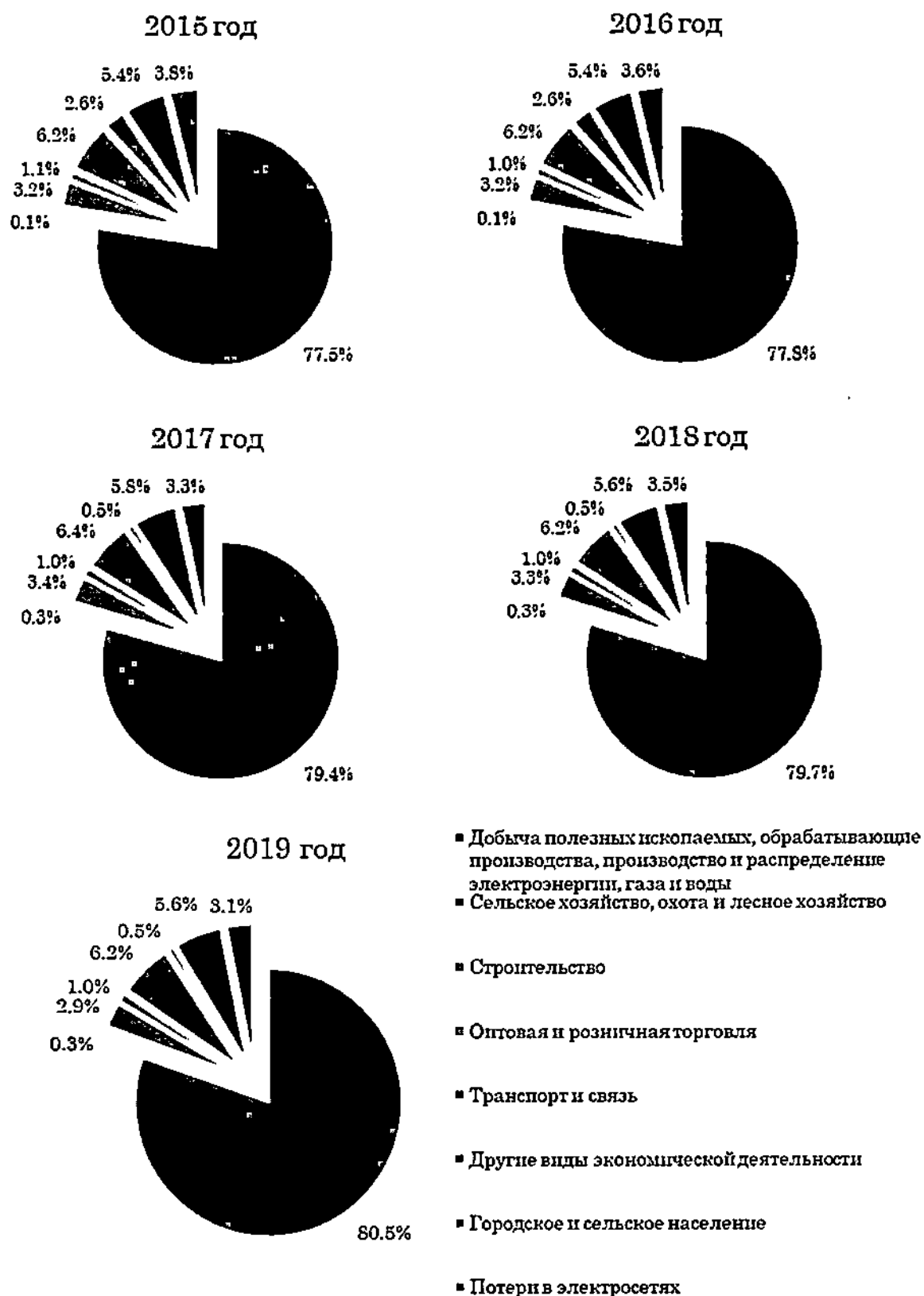


Схема 4. Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности в 2015 – 2019 годах

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии.

Потребление электрической энергии и мощности крупными потребителями ЯНАО за период 2016 – 2020 годов приведено в таблице 4.

Таблица 4

Потребление электрической энергии и мощности крупными потребителями ЯНАО за период 2016 – 2020 годов

Наименование потребителя	Показатель		Год				
	наименование	единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020
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	4 590	4 346,2	3 341	3 427,8	2 693
	максимальное потребление мощности	МВт	524	496	381	390,9	307
ООО «Газпром добыча Ямбург»* (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	285,6	293,7	352,6	393,2	430,9
	максимальное потребление мощности	МВт	65	69	73,1	76,8	81,9
ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	287,4	317,6	354,7	346,4	316,5
	максимальное потребление мощности	МВт	38	42,5	47,5	46,4	42,3
ООО «Газпром добыча Надым»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	46,1	47,8	49,2	46,8	44,1
	максимальное потребление мощности	МВт	5,1	5,2	5,2	5	4,2
ООО «Газпром добыча Уренгой» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	260,6	276,9	285,4	286,5	295,2
	максимальное потребление мощности	МВт	29,8	31,6	32,6	33,6	33,7
ООО «Газпром трансгаз	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	112,5	115,2	132,9	133	99,1

1	2	3	4	5	6	7	8
Сургут» (с учётом собственной генерации)	максимальное потребление мощности	МВт	18,2	15	15,4	14,6	17,7
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	106,3	121,6	121,4	122,7	155,6
	максимальное потребление мощности	МВт	14,8	16,8	16,5	14,8	50,4
ООО «Газпром переработка»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	84	87,1	82,2	91,8	91,8
	максимальное потребление мощности	МВт	11,9	11,3	10,1	17,8	17,8
ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	47	40	34,8	33,1	33,2
	максимальное потребление мощности	МВт	13,3	11,1	8,7	5	8,62
АО «СибурТюменьГаз»							
«Губкинский ГПЗ», филиал «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	519,9	486,1	480,2	501,3	449,1
	максимальное потребление мощности	МВт	73,1	66,6	64,7	124,8	79,6
«Муравленковский ГПЗ», филиал «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	336	241,3	252,8	232,8	208,2
	максимальное потребление мощности	МВт	40	29,2	34,2	31,5	36,5
«Вынгапуровский ГПЗ», филиал «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	184,9	159,8	160	152,3	151,1
	максимальное потребление мощности	МВт	20,5	21,9	19,5	18,6	20,5
ПАО «НОВАТЭК»							
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	76,5	77,6	78,6	82	86,8
	максимальное потребление мощности	МВт	10	10,1	9,7	11,1	10,6
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	96,8	108	103,9	105,3	105,1
	максимальное потребление мощности	МВт	12,4	13	12,4	12,6	12,6
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	93,4	90,9	89,8	89,6	94,5
	максимальное потребление мощности	МВт	13	13	13	13	14

1	2	3	4	5	6	7	8
АО «Арктикгаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	-	5,33	30,67	29,6	45,1
	максимальное потребление мощности	МВт	-	3,75	3,69	3,86	5,11
ПАО «НК «Роснефть»							
ООО «РН-Пурнефтегаз» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	1 377,7	1 396,6	1 113,4	1 184,2	1 089,4
	максимальное потребление мощности	МВт	187	180,7	152,3	162	169,3
АО «АК Транснефть»							
АО «Транснефть-Сибирь»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	98,9	140,7	155,8	154,5	137,2
	максимальное потребление мощности	МВт	27,4	21,3	24,5	31,3	20,8
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	72,3	178,8	254,6	248,1	235,6
	максимальное потребление мощности	МВт	34,5	38,1	37,6	40,3	36,3

* С учетом потребителей, работающих изолированно от ЕЭС России.

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 2016 – 2020 годов, МВт

Наименование показателя	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
Максимум потребления	1 555	1 495	1 371	1 385	1 285
Ноябрьские электрические сети	1 174	1 167	956	971	852
Северные электрические сети	381	328	415	414	433

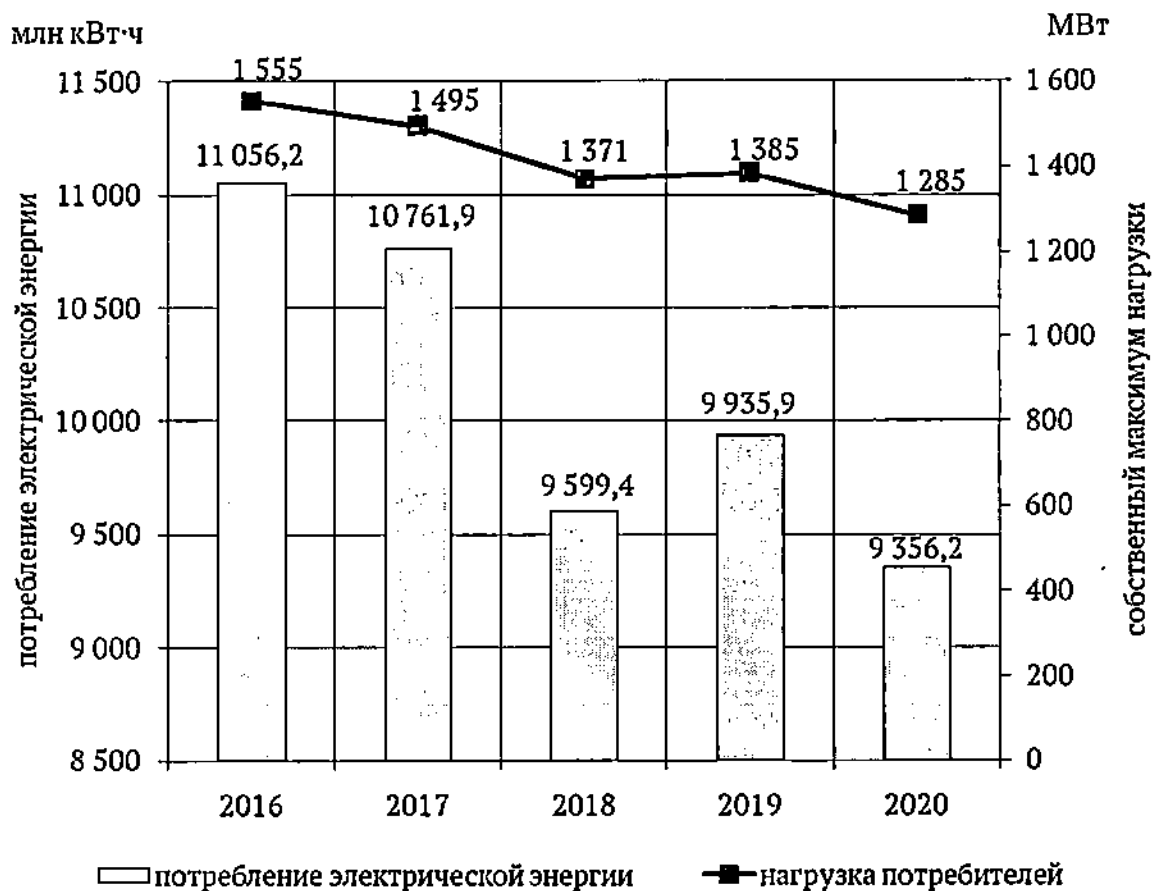


Схема 5. Динамика изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО за период 2016 – 2020 годов

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.

Таблица 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 2016 – 2020 годы, МВт

Муниципальное образование	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
Город Лабитнанги	27	27,9	27,9	23	27,6
Приуральский район	12,7	13,8	13,2	13,4	11,9
Ямальский район	13,6	14	12,9	12,6	12,2
Муниципальный округ Тазовский район ЯНАО	11,8	23,8	22,3	22,3	17,6
Красноселькупский район	6,5	6,5	6,5	6,2	7,4
Муниципальный округ Надымский район ЯНАО	2,3	1,8	2	2	2
Муниципальный округ Пуровский район ЯНАО	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	90,4

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 01.01.2021

№ п/п	Муниципальное образование в ЯНАО	Количество котельных	Суммарная установленная мощность, Гкал/час	Преимущественный вид топлива
1	2	3	4	5
1.	Город Губкинский	5	177	газ, нефть

1	2	3	4	5
2.	Город Лабытнанги	16	281,34	газ, нефть,
3.	Город Муравленко	6	320,64	газ
4.	Город Ноябрьск	26	843,07	газ, попутный газ
5.	Город Новый Уренгой	15	1 318,45	газ
6.	Город Салехард	37	339,36	газ
7.	Красноселькупский район	8	75,93	газ, SGK, дрова
8.	Муниципальный округ Надымский район ЯНАО	33	880,76	газ, SGK, ДТ
9.	Приуральский район	11	195,71	газ, ДТ
10.	Муниципальный округ Пуровский район ЯНАО	27	383,97	газ, SGK, нефть
11.	Муниципальный округ Тазовский район ЯНАО	14	142,18	газ, нефть
12.	Шурышкарский район	18	84,49	ДТ, уголь
13.	Ямальский район	18	126,39	газ, ДТ

Таблица 8

Выработка тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения по МО ЯНАО за период 2016 – 2020 годов, тыс. Гкал

№ п/п	Муниципальное образование	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6	7
1.	Город Губкинский	383	378	386	375	357
2.	Город Лабытнанги	361	354	372	361	312
3.	Город Муравленко	474	445	440	398	363
4.	Город Новый Уренгой	1 548	1 560	1 593	1 495	1 388
5.	Город Ноябрьск	1 282	1 748	1 863	1 835	1 693
6.	Город Салехард	477	519	543	530	484
7.	Красноселькупский район	123	118	120	115	107
8.	Муниципальный округ Надымский район ЯНАО	1 233	1 132	1 166	1 177	1 132
9.	Приуральский район	169	166	175	171	148
10.	Муниципальный округ Пуровский район ЯНАО	564	566	593	588	539

1	2	3	4	5	6	7
11.	Муниципальный округ Тазовский район ЯНАО	181	181	208	189	179
12.	Шурышкарский район	75	75	82	76	74
13.	Ямальский район	160	175	179	172	144

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

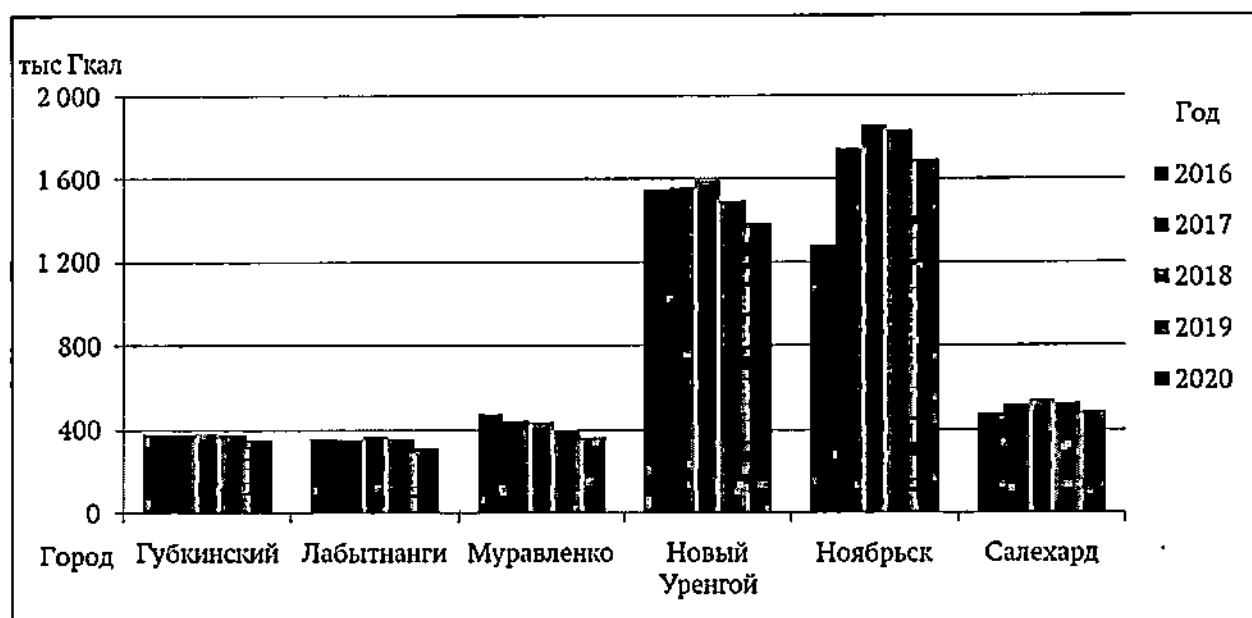


Схема 6. Выработка тепловой энергии в крупных городах ЯНАО за период 2016 – 2020 годов

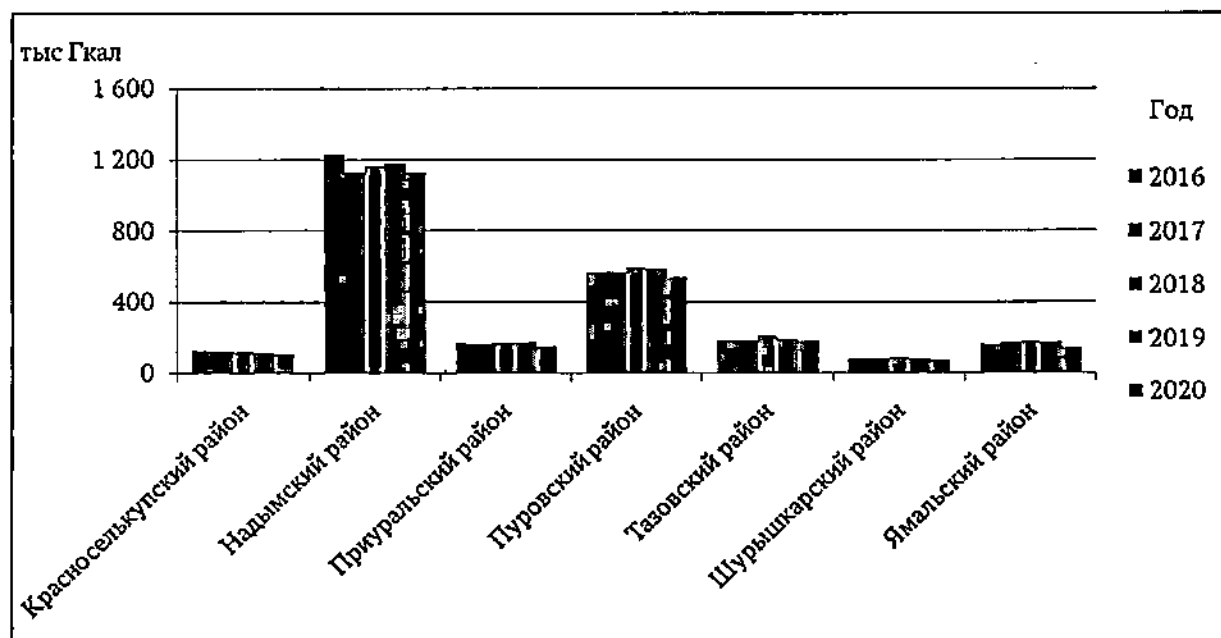


Схема 7. Выработка тепловой энергии в районах ЯНАО за период 2016 – 2020 годов

По схеме 6 видно, что наибольшая выработка приходится на г. Новый Уренгой и г. Ноябрьск, в 2020 году её величина составляет 1 388 и 1 693 тыс. Гкал соответственно. Среди районов на схеме 7 показано, что самая большая выработка тепловой энергии приходится на Надымский район и в 2020 году она составила 1 132 тыс. Гкал.

Динамика потребления и структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения МО ЯНАО за период 2016 – 2020 годов представлена в таблице 8-1.

Таблица 8-1

Динамика потребления и структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения МО ЯНАО за период 2016 – 2020 годов, тыс. Гкал

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6
Выработка теплоэнергии	7 228	7 424	7 760	7 483	6 921
Отпущено теплоэнергии потребителям, в т.ч.	5 817	5 897	6 126	6 054	5 695
Населению	3 667	3 592	3 754	3 680	3 511
Бюджетным организациям	788	814	844	672	625
Предприятиям на производственные нужды	188	119	127	266	258
Прочим организациям	1 174	1 372	1 401	1 436	1 300

Структура отпуска тепловой энергии потребителям в системах централизованного теплоснабжения за период 2016 – 2020 годов представлена на схеме 8.

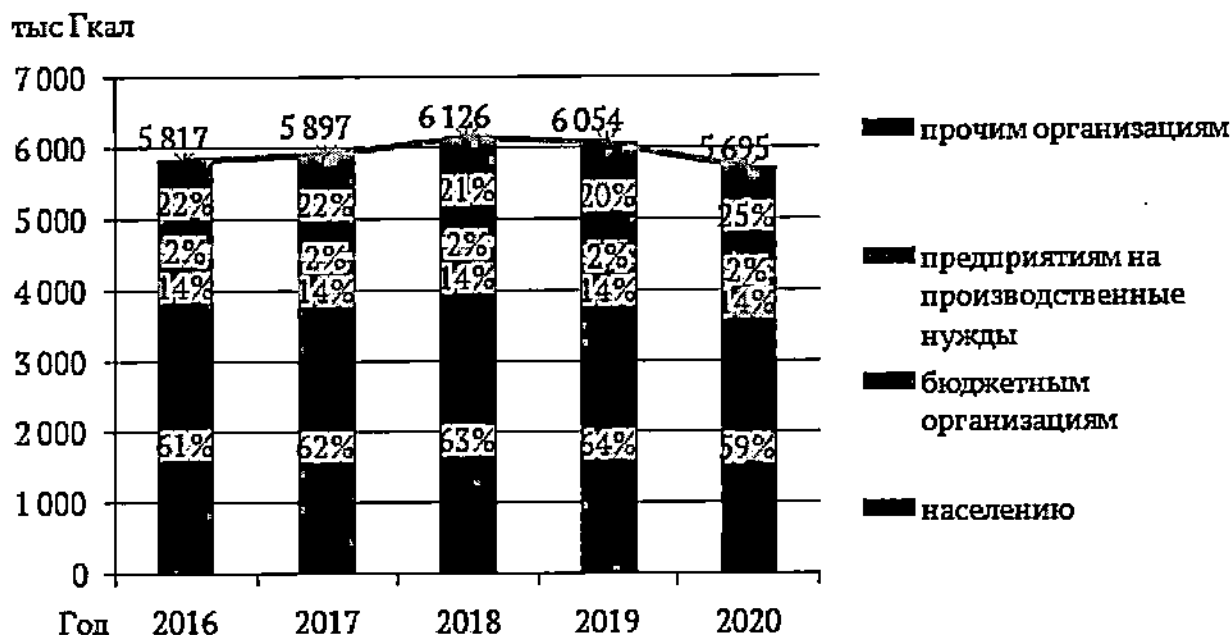


Схема 8. Структура отпуска тепловой энергии потребителям в системах централизованного теплоснабжения за период 2016 – 2020 годов

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 01.01.2021

№ п/п	Потребитель тепловой энергии	Муниципальное образование в ЯНАО
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 «Ноябрьскэнергонефть»	

1	2	3
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»	
21.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	город Новый Уренгой
22.	ГБУЗ ЯНАО «Новоуренгойская центральная городская больница»	
23.	ООО «Газпром добыча Ямбург»	
24.	ГУП ЯНАО «Ямалавтодор»	город Салехард
25.	ГБУЗ ЯНАО «Таркосалинская центральная районная больница»	муниципальный округ Пуровский район ЯНАО
26.	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленепфтегаз»	
27.	МБОУ «Новопортовская школа-интернат имени Л.В. Лапцуя»	Ямальский район
28.	МАОУ «Толькинская школа-интернат среднего общего образования»	Красноселькупский район
29.	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 01.01.2021 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 01.01.2021

№ 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 «НППЭ»	119,57
3.	ПЭС Уренгой	ПАО «Передвижная энергетика»	72
4.	ПЭС Надым	ООО «Северная ПЛЭС»	24
5.	Ямбургская ГТЭС	ООО «Газпром добыча Ямбург»	72
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 «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	120
11.	ГТЭС Обдорск	АО «Салехардэнерго»	39,4
12.	ТЭС Салехард	АО «Салехардэнерго»	14
Итого по электростанциям			1 032,67

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 ООО «Газпром добыча Ямбург» и ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический

комплекс». Структура установленной мощности по видам собственности приведена на схеме 9.

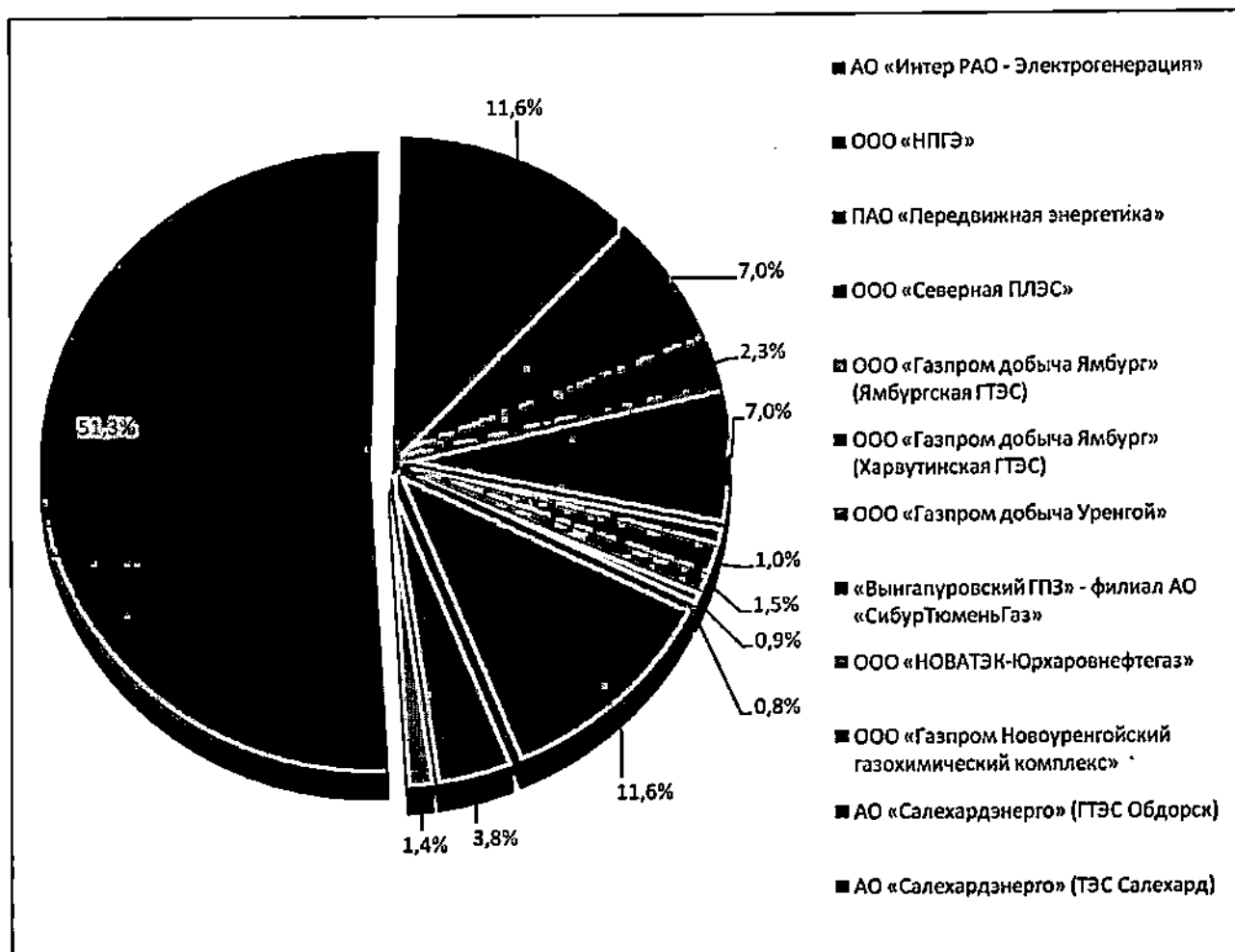


Схема 9. Структура установленных мощностей электростанций ЭЭС ЯНАО по видам собственности по состоянию на 01.01.2021

Таблица 11

Состав генерирующего оборудования электростанций, работающих параллельно с ЕЭС России, по состоянию на 01.01.2021

№ п/п	Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, 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

1	2	3	4	5	6
		ТГ1	ПСУ	1992	12
		ТГ2	ПСУ	1990	12
2.	Ноябрьская ПГЭ (ООО «НППГЭ»)	всего по электростанции			119,57
		1Г ГТ	ПГУ	2010	40,62
		1Г ПТ	ПГУ	2010	18,95
		2Г ГТ	ПГУ	2010	41,1
		2Г ПТ	ПГУ	2010	18,9
3.	ПЭС Уренгой (ПАО «Передвижная энергетика»)	всего по электростанции			72
		ТГ1	ГТУ	1988	12
		ТГ2	ГТУ	1988	12
		ТГ3	ГТУ	2002	12
		ТГ4	ГТУ	2001	12
		ТГ5	ГТУ	2001	12
		ТГ6	ГТУ	1987	12
4.	ПЭС Надым (ООО «Северная ПЛЭС»)	всего по электростанции			24
		ТГ1	ГТУ	2001	12
		ТГ2	ГТУ	2001	12
5.	Ямбургская ГТЭС (ГТЭС-72, ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			72
		ТГ1	ГТУ	1998	12
		ТГ2	ГТУ	2001	12
		ТГ3	ГТУ	1992	12
		ТГ4	ГТУ	1992	12
		ТГ5	ГТУ	1992	12
		ТГ6	ГТУ	1992	12
6.	Харвутинская ГТЭС (ГТЭС-15, ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			10
		ТГ1	ГТУ	2007	2,5
		ТГ2	ГТУ	2007	2,5
		ТГ3	ГТУ	2007	2,5
		ТГ4	ГТУ	2007	2,5
7.	ГТЭС Юрхаровского НГКМ (ООО «НОВАТЭК- Юрхаровнефтегаз»)	всего по электростанции			8
		ТГ1	ГТУ	2003	1,5
		ТГ2	ГТУ	2004	1,5
		ТГ3	ГТУ	2008	2,5
		ТГ4	ГТУ	2014	2,5
8.	ГТЭС Песцовая (ГТЭС-15, ООО «Газпром добыча Уренгой»)	всего по электростанции			15
		ТГ1	ГТУ	2006	2,5
		ТГ2	ГТУ	2006	2,5
		ТГ3	ГТУ	2006	2,5
		ТГ4	ГТУ	2006	2,5
		ТГ5	ГТУ	2006	2,5
		ТГ6	ГТУ	2006	2,5
9.	ГПЭС	всего по электростанции			9

1	2	3	4	5	6
	Вынгапуровского ГПЗ («Вынгапуровский ГПЗ» – филиал АО «Сибур- ТюменьГаз»)	ГПУ-1	ГПУ	2013	1,8
		ГПУ-2	ГПУ	2013	1,8
		ГПУ-3	ГПУ	2013	1,8
		ГПУ-4	ГПУ	2013	1,8
		ГПУ-5	ГПУ	2016	1,8
10.	Новоуренгойская ГТЭС (ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»)	всего по электростанции			120
		1ГТ	ПГУ	2016	40
		2ГТ	ПГУ	2016	40
		ПТ	ПГУ	2016	40
11.	ГТЭС Обдорск (АО «Салехардэнерго»)	всего по электростанции			39,4
		Г-1	ГТУ	2006	12
		Г-2	ГТУ	2012	12
		Г-3	ГТУ	2004	15,4
12.	ТЭС Салехард (АО «Салехардэнерго»)	всего по электростанции			14
		Г-1	ГПУ	2009	1,75
		Г-2	ГПУ	2009	1,75
		Г-3	ГПУ	2009	1,75
		Г-4	ГПУ	2009	1,75
		Г-5	ГПУ	2009	1,75
		Г-6	ГПУ	2009	1,75
		Г-7	ГПУ	2009	1,75
		Г-8	ГПУ	2009	1,75
Итого по ЭС ЯНАО					1 032,67

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 таблицах 12 и 13.

Таблица 12

**Состав генерирующего оборудования автономных источников
электроснабжения крупных промышленных предприятий
по состоянию на 01.01.2021**

№ п/п	Наименование потребителя/ электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип оборудо- вания	Год ввода в эксплуа- тацию	Установ- ленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6

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
2.	ООО «Газпром добыча Надым»	всего по предприятию			125
2.1.	Ямсовейское НГКМ	6 агр. x 2,5	ГТУ	1996, 2003	15
2.2.	Юбилейное НГКМ	6 агр. x 2,5	ГТУ	2000, 2004	15
2.3.	ЭСН-1 Бованенковское НГКМ	10 агр. x 2,5	ГТУ	2008, 2012, 2016	25
2.4.	ЭСН-2 Бованенковское НГКМ	2 агр. x 12	ГТУ	2016	24
2.5.	ЭСН-3 Бованенковское НГКМ	6 агр. x 6	ГТУ	2010	36
2.6.	ЭСН-4 Харасавэйское ГКМ	4 агр. x 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 п/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	12 агр.	ГТУ, ДЭС	1976 – 2011	18,5

1	2	3	4	5	6
	МГ				
3.11.	Лонг-Юганское ЛПУ	11 агр.	ГТУ, ДЭС	1986 – 2013	14,2
4.	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	всего по предприятию			22
4.1.	ЭСН «Вяртсиля» КС Пуртазовская Ново-Уренгойского ЛПУМГ	4 агр. x 5,5	ДЭС	2003	22
5.	ООО «РН-Пурнефтегаз»	всего по предприятию			52,4
5.1.	ЭСН УГ Тарасовского месторождения	6 агр. x 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. x 1,35	ГПГУ	2005	5,4
6.2.	ЭСН ГКС (Находкинский газовый промысел)	6 агр. x 1,75	ГПГУ	2013	10,5
6.3.	ГТЭС-36 (Пяяхинское месторождение)	6 агр. x 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. x 4, 1 агр. x 6	ГТУ	2001, 2007	14
8.	ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	всего по предприятию			29,4
8.1.	ГПЭС Холмистого месторождение	4 агр. x 1	ДЭС	2008	4
		7 агр. x 0,9, 1 агр. x 1,03	ГПГУ	2008	7,3
8.2.	ГПЭС Чатылькинское месторождение	6 агр. x 1	ДЭС	2008	6
		10 агр. x 0,9, 3 агр. x 1,03	ГПГУ	2008	12,1

1	2	3	4	5	6
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 «Тюмен- нефтегаз»	всего по предприятию			6,5
10.1.	ГПГУ Тюмен- нефтегаз	4 агр. x 1,1, 2 агр. x 1,03	ГПГУ	2017, 2018	6,5
11.	ООО «Газпром- нефть-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 01.01.2021

№ п/п	Наименование электростанции	Сведения об агрегатах	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6
Город Лабытнанги					
1.	ПЭС Лабытнанги	4 агр. x 12, 2 агр. x 4, 4 агр. x 2,5	ГТУ	1974, 1976, 1979, 1982, 1983, 1984, 1994, 2010, 2014	66
Шурьшкарский район					
2.	Село Мужы	6 агр. x 1,6	ДЭС	2014	9,6
Ямальский район					
3.	Село Яр-Сале	8 агр. x 1,11, 2 агр. x	ДЭС	2006 – 2016	12,6

1	2	3	4	5	6
		1,9			
4.	Село Мыс Каменный	3 агр. x 1,5, 2 агр. x 0,5	ГПУ	2016 - 2018	5,5
5.	Село Сеяха	2 агр. x 1, 2 агр. x 2	ДЭС	2014	6
Тазовский район					
6.	Поселок Тазовский	9 агр. x 1,5	ГПУ	2017 - 2019	13,5
7.	Село Газ-Сале	1 агр. x 2, 2 агр. x 1,5	ГПУ	2017	5,11
Красноселькупский район					
8.	Село Красноселькуп	5 агр. x 1,5	ГПУ	2019	7,5
Приуральский район					
9.	Село Аксарка	4 агр. x 1,5	ГПУ	2011, 2012	6,0
		2 агр. x 1,5	ГПУ	2004	3,0
		2 агр. x 0,8	ДЭС	2017	1,6
10.	Село Белоярск	5 агр. x 1, 3 агр. x 0,8	ДЭС	1995, 2018, 2019	7,6
11.	Поселок городского типа Харп	2 агр. x 3,047, 2 агр. x 2,433	ТЭС	2010	10,9
		2 агр. x 1, 1 агр. x 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 01.01.2021:

- город Лабытнанги (ПЭС Лабытнанги) - ПАО «Передвижная энергетика»,

- село Красноселькуп - ООО Энергетическая компания «ТВЭС»,

- село Аксарка - ООО «Геолог-Инвест»;

- поселок городского типа Харп - АО «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 2016 - 2020 годов приведена в таблице 14 и на схеме 10.

Таблица 14

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЭЭС ЯНАО по видам собственности за период 2016 - 2020 годов

Наименование электростанции	Единица измерения	Год				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
АО «Интер РАО - Электрогенерация»	млн кВт·ч	3 430,3	3 345,6	3 281,2	4 037,7	3 794,2
	%	70,2	69,4	68,1	71,3	70,3
ООО «Ноябрьская ПГЭ»	млн кВт·ч	922,6	920,0	965,5	965,6	969,2

1	2	3	4	5	6	7
	%	18,9	19,1	20	17	18
ООО «Северная ПЛЭС»	млн кВт·ч	166,7	160,8	133,5	146,8	131,9
	%	3,4	3,3	2,8	2,6	2,4
ПАО «Передвижная энергетика»	млн кВт·ч	70,5	51,9	49,8	30	13,2
	%	1,4	1,1	1	0,5	0,2
ООО «Газпром добыча Ямбург»	млн кВт·ч	222,9	233,7	223,9	213,8	222,4
	%	4,6	4,8	4,6	3,8	4,1
ООО «Газпром добыча Уренгой»	млн кВт·ч	18,2	23,4	25,9	28,1	28
	%	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	млн кВт·ч	33,7	36,8	42,7	40,3	36,5
	%	0,7	0,8	0,9	0,7	0,7
АО «СибурТюменьГаз» Вынгапуровский ГПЗ»	млн кВт·ч	-	35,1	34,6	34,8	36
	%	-	0,7	0,7	0,6	0,7
ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	млн кВт·ч	21,8	11,9	0	0	0
	%	0,4	0,2	0	0	0
АО «Салехардэнерго»	млн кВт·ч	-	-	63	166,3	162,2
	%	-	-	1,3	2,9	3
Итого по энергосистеме ЯНАО	млн кВт·ч	4 886,7	4 819,2	4 820,1	5 663,4	5 393,6

За отчётный период 2016 – 2020 годов наибольший объем электрической энергии (около 68 – 71% от суммарного производства электрической энергии электростанциями ЭЭС 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 – 20% электроэнергии. На электростанциях, принадлежащих предприятиям компании ПАО «Газпром», произведено около 5% от суммарного производства электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО.

Суммарная выработка электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО в 2020 году по отношению к 2016 году увеличилась на 506,9 млн кВт·ч (на 10,4%) и составила 5 393,6 млн кВт·ч.

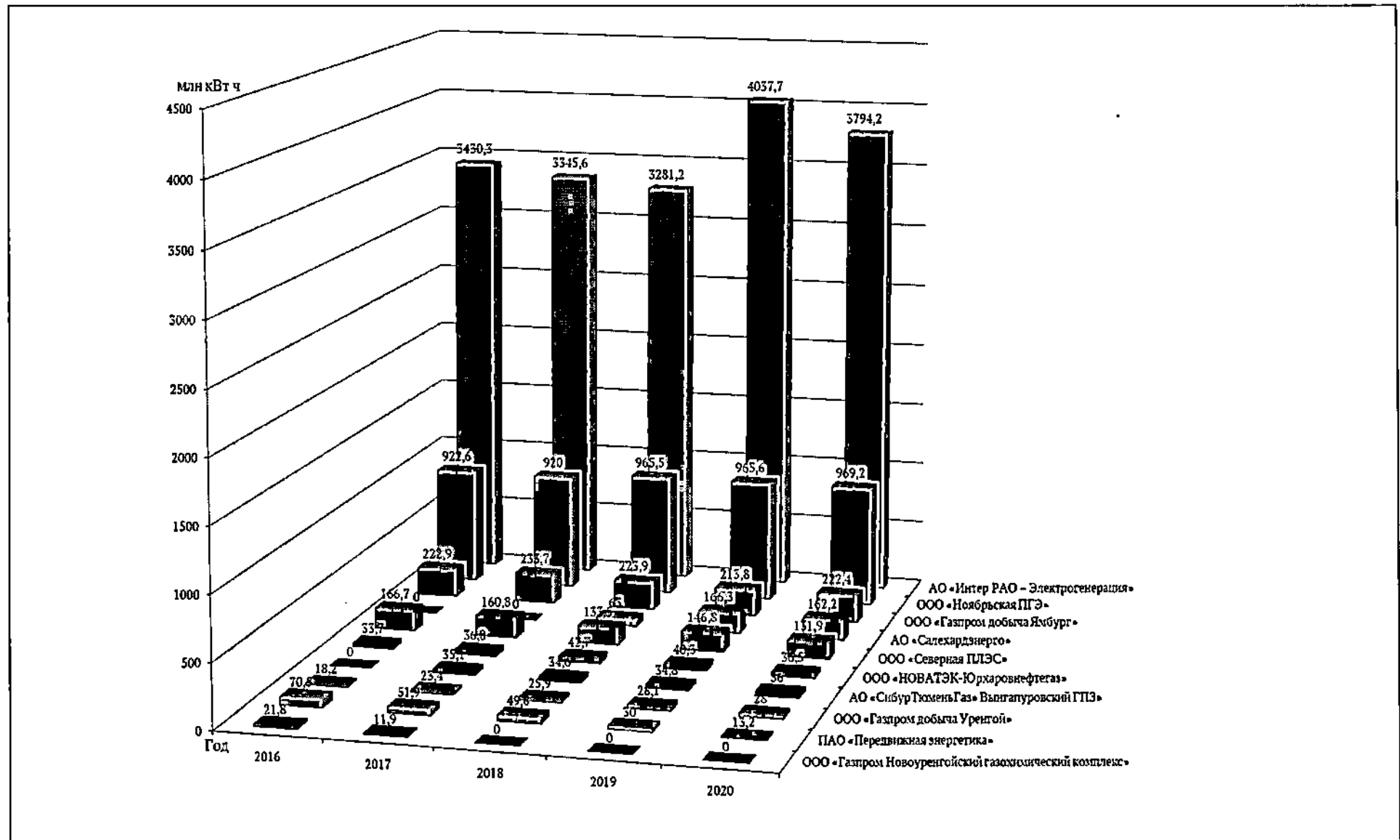


Схема 10. Структура выработки электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО по видам собственности за 2016 – 2020 годы

Структура выработки электрической энергии ЭЭС ЯНАО по типам электростанций за рассматриваемый ретроспективный период 2016 – 2020 годов приведена в таблице 15 и на схеме 11.

Таблица 15

Структура выработки электрической энергии ЭЭС ЯНАО по типам электростанций за период 2016 – 2020 годов

Тип электростанции	Показатель	Год				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
Парогазовые электростанции*	млн кВт·ч	4 352,9	4 265,6	4 246,7	5 003,3	4 763,4
	%	89,1	88,5	88,1	88,3	88,3
Газотурбинные электростанции	млн кВт·ч	533,8	553,6	573,5	660,3	630,2
	%	10,9%	11,5%	11,9	11,7	11,7
Итого по энергосистеме ЯНАО	млн кВт·ч	4 886,7	4 819,2	4 820,2	5 663,6	5 393,6

* В том числе Уренгойская ГРЭС.

млн кВт·ч

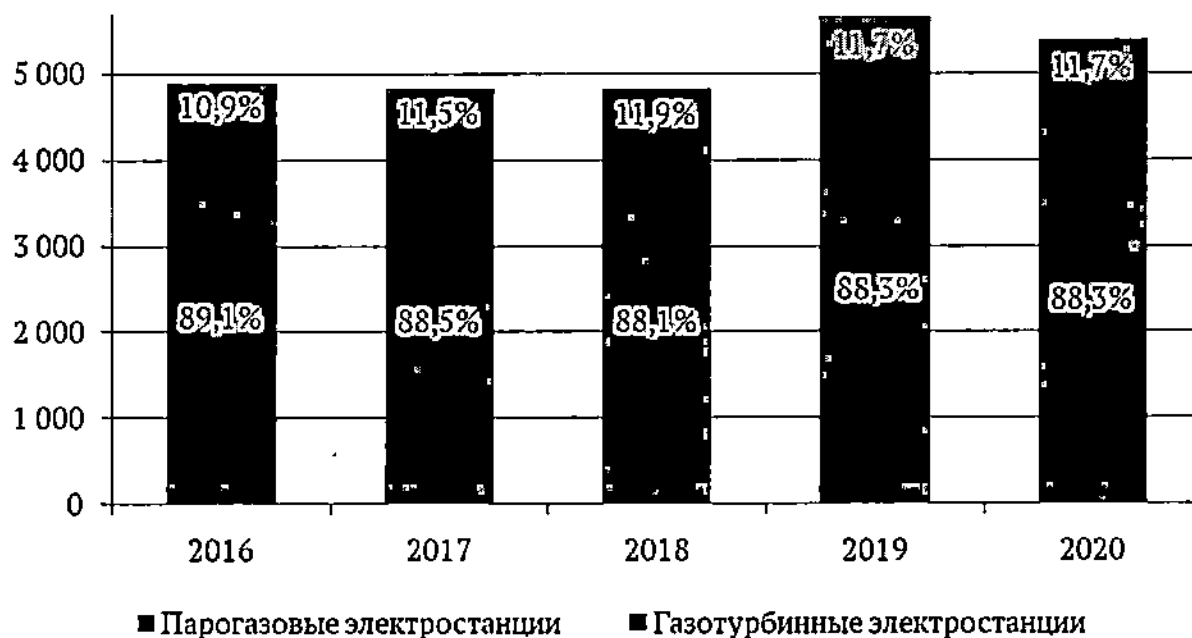


Схема 11. Структура выработки электрической энергии ЭЭС ЯНАО по типам электростанций за 2016 – 2020 годы

Наибольшая доля электрической энергии вырабатывается на парогазовых электростанциях (Уренгойская ГРЭС и Ноябрьская ПГЭ) – около 88 – 89% от суммарной выработки электростанций ЭЭС ЯНАО. Газотурбинными

электростанциями вырабатывается около 11 – 12% 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 2016 – 2020 годов, МВт

Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6
Покрытие					
Нагрузка электростанций, в т. ч.	719,5	720,2	692,7	743	741,8
Уренгойская ГРЭС	528,3	518,1	520,1	520	528,4
Ноябрьская ПГЭ	120,3	120,5	84,8	126	125,5
ПЭС Надым	22,5	22,5	21,7	22	21,5
ПЭС Уренгой	9,8	10,8	11	10	3,2
Ямбургская ГТЭС	29,7	29,4	30,5	26	27,5
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	3,9	5,6	5,4	5	6,8
ГТЭС Песцовая	2	3,3	3,5	4	4,3
ГТЭС Харвутинская	3	3	3	3	2,9
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	-	7	7	7	7
Новоуренгойская ГТЭС	-	-	0	0	0
ГТЭС Обдорск	-	-	1	15	11,5
ТЭС Салехард	-	-	4,7	5	3,2
Максимум потребления мощности	1 555	1 495	1 371	1 385	1 285
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение, «-» избыток – выдача)	835,5	774,8	678,3	642	543,2

Таблица 17

Балансы электрической энергии за период 2016 – 2020 годов, млн кВт·ч

Наименование показателя	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление	11 056,2	10 761,9	9 599,4	9 935,9	9 356,2
Выработка электроэнергии	4 886,7	4 819,2	4 820,2	5 663,6	5 393,6
Сальдо перетоков («+» получение, «-» выдача)	6 169,5	5 942,7	4 779,2	4 272,3	3 962,6



Схема 12. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО за период 2016 – 2020 годов

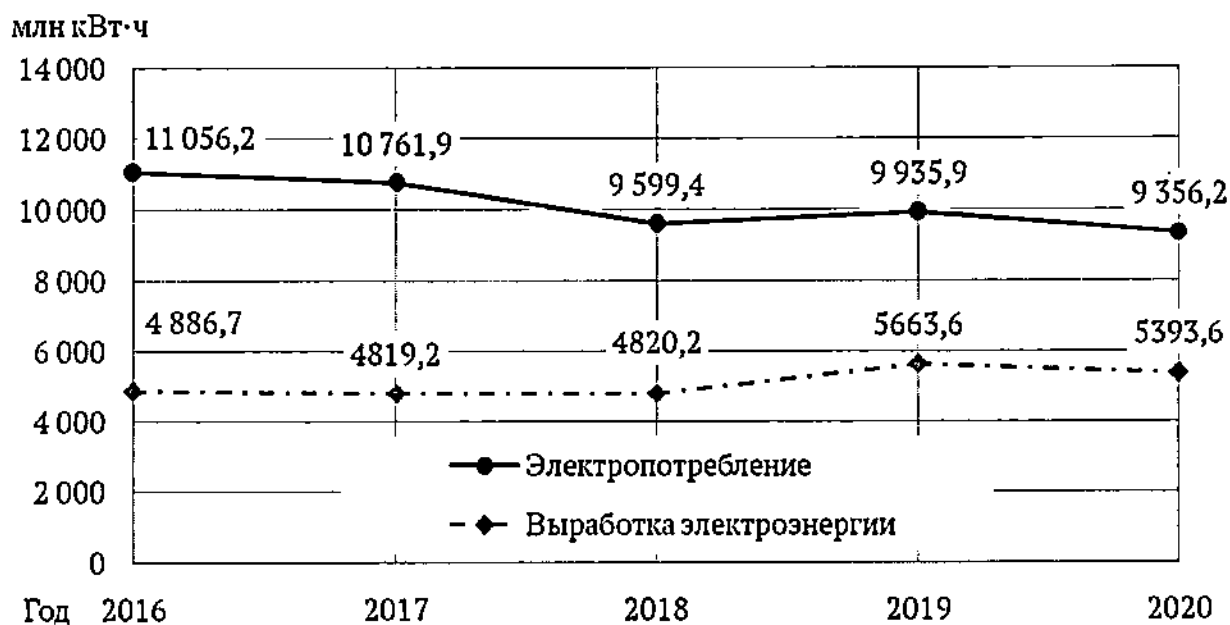


Схема 13. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО за период 2016 – 2020 годов

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

В таблице 18 приведены показатели энерго- и электроэффективности экономики ЯНАО за 2016 – 2019 годы на основании данных органов государственной статистики.

Основные показатели энерго- и электроэффективности за 2016 – 2019 годы

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

* Данные за 2020 год не приведены ввиду отсутствия статистической информации.

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	367	14 102
По номинальному напряжению			
500 кВ	3	19	3 173
220 кВ	16	45	4 798

1	2	3	4
110 кВ	161	303	6 131
По эксплуатирующим организациям			
МЭС Урала	18	66	7 881
АО «Россети Тюмень»	116	207	4 655
Промышленные предприятия	50	94	1 566

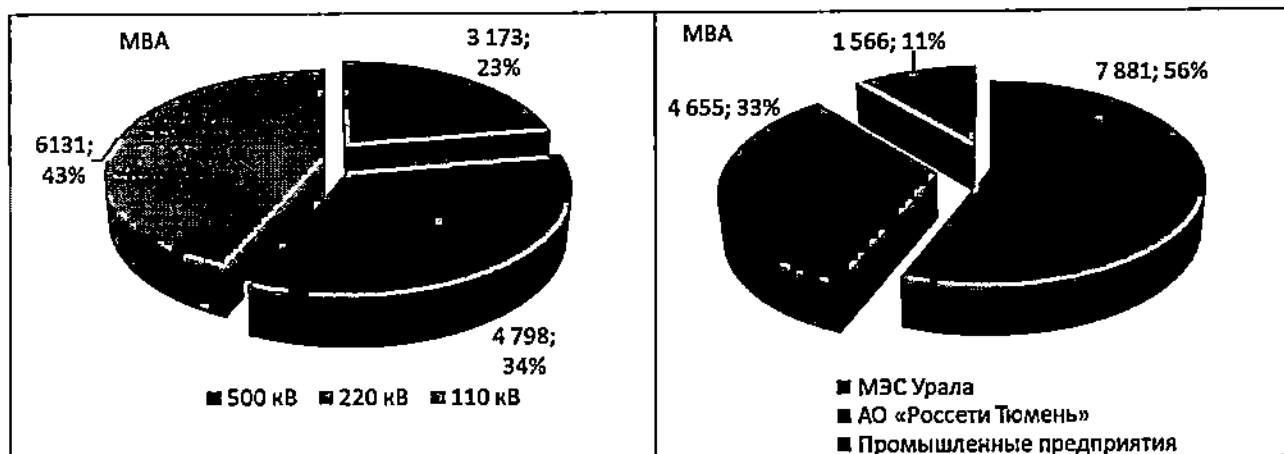


Схема 14. Структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям ЭЭС ЯНАО

Сводные данные по количеству и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО 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 схеме 15 приведена структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

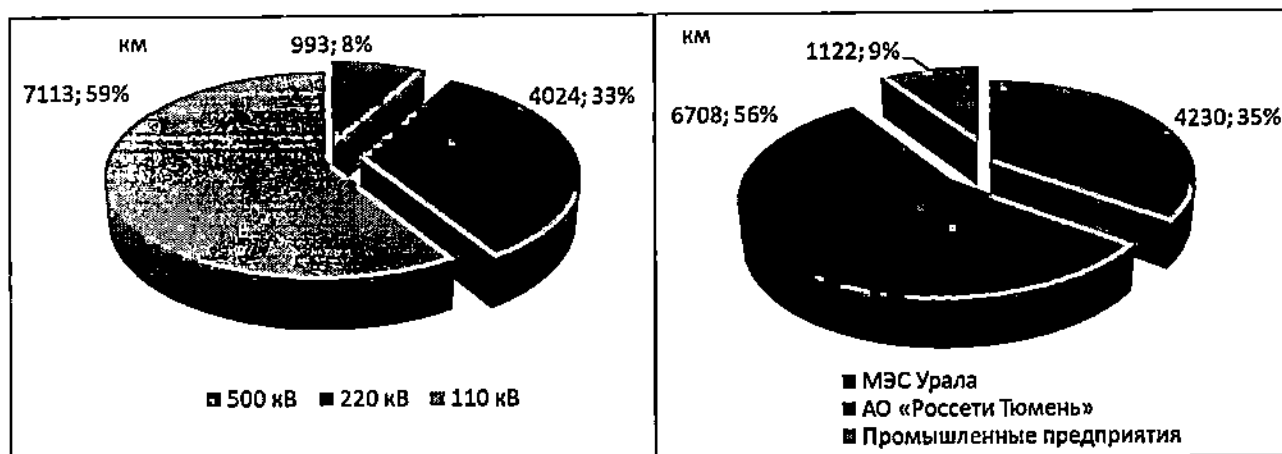


Схема 15. Структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям ЭЭС ЯНАО

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 2018 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 ПАО «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».

Таблица 21

Сведения о составе ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01.01.2021

№ п/п	Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество Т/АТ, шт.	Мощность Т/АТ, 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		8 048
АО «Россети Тюмень»					
1.	ПС 110 кВ Барсуковская	110	2	40	80
2.	ПС 110 кВ Владимирская	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
3.	ПС 110 кВ Вынгайхинская	110	2	40	80
4.	ПС 110 кВ Вышка	110	2	40	80
5.	ПС 110 кВ Геолог	110	2	25	50
6.	ПС 110 кВ Геращенко	110	2	25	50
7.	ПС 110 кВ ГДН	110	2	40	80
8.	ПС 110 кВ Городская	110	2	25	50
9.	ПС 110 кВ Градиент	110	2	6,3	12,6
10.	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская	110	2	25	50
11.	ПС 110 кВ Губкинская	110	2	6,3	12,6
12.	ПС 110 кВ Еты-Пур	110	2	16	32
13.	ПС 110 кВ Жемчужина	110	2	25	50
14.	ПС 110 кВ Западно- Ноябрьская	110	1	25	25
15.	ПС 110 кВ 3 Западно- Ноябрьская	110	1	25	25
16.	ПС 110 кВ Итурская	110	2	25	50
17.	ПС 110 кВ Карамовская	110	2	16	32
18.	ПС 110 кВ Карьер	110	1	16	16
19.	ПС 110 кВ Кедр	110	1	6,3	6,3
	ПС 110 кВ Кедр	110	1	10	10
20.	ПС 110 кВ Кирпичная	110	2	10	20
21.	ПС 110 кВ КНС-1	110	2	25	50
22.	ПС 110 кВ КНС-9	110	2	25	50
23.	ПС 110 кВ Комплект	110	2	25	50
24.	ПС 110 кВ Комсомольская	110	2	25	50
25.	ПС 110 кВ Крайняя	110	2	25	50
26.	ПС 110 кВ Кристалл	110	2	16	32
27.	ПС 110 кВ Курская	110	2	40	80
28.	ПС 110 кВ Летняя	110	2	25	50
29.	ПС 110 кВ Майская	110	2	25	50
30.	ПС 110 кВ Мара-Яха	110	2	25	50
31.	ПС 110 кВ Маяк	110	2	25	50
32.	ПС 110 кВ Новопурпейская	110	2	40	80
33.	ПС 110 кВ Новогодняя	110	2	25	50
34.	ПС 110 кВ НПС Холмогорская	110	2	40	80
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

1	2	3	4	5	6
42.	ПС 110 кВ Светлая	110	2	16	32
43.	ПС 110 кВ Сигнал	110	2	25	50
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 Буран	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. Хетгинская	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

1	2	3	4	5	6
83.	ПС 110 кВ УГП-13	110	2	10	20
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		4 735,1
Электросетевые объекты промышленных предприятий					
1.	ПС 110 кВ Ямальская	110	2	40	80
2.	ПС 110 кВ Адмиральская	110	2	25	50
3.	ПС 110 кВ Айваседопур	110	2	10	20
4.	ПС 110 кВ Вымпел	110	2	6,3	12,6
5.	ПС 110 кВ Звездная	110	2	40	80
6.	ПС 110 кВ Лимбей	110	2	16	32
7.	ПС 110 кВ Ноябрьская	110	2	16	32
8.	ПС 110 кВ НПС Пурпе	110	2	25	50
9.	ПС 110 кВ НПС-2 Промежуточная	110	2	25	50
10.	ПС 110 кВ Нуриевская	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
11.	ПС 110 кВ Отдельная	110	2	6,3	12,6
12.	ПС 110 кВ Пуровский ЗПК	110	2	10	20
13.	ПС 110 кВ ПСП	110	2	16	32
14.	ПС 110 кВ Пур	110	2	10	20
15.	ПС 110 кВ Пур-Пе	110	2	16	32
16.	ПС 110 кВ Снежная	110	2	40	80
17.	ПС 110 кВ Спорышевская	110	2	40	80
18.	ПС 110 кВ Тайяха	110	1	10	10
19.	ПС 110 кВ Ханымей	110	2	2,5	5
20.	ПС 110 кВ Хорошуновская	110	2	25	50
21.	ПС 110 кВ Чуркинская	110	2	25	50
22.	ПС 110 кВ Ярайнерская	110	2	40	80
23.	ПС 110 кВ Ачимовская	110	2	40	80
24.	ПС 110 кВ Базовая	110	2	16	32
25.	ПС 110 кВ Буровик	110	2	6,3	12,6
26.	ПС 110 кВ ГКС Пангоды	110	2	10	20
27.	ПС 110 кВ Глубокая	110	2	10	20
28.	ПС 110 кВ Головная	110	2	25	50
29.	ПС 110 кВ КС-0	110	2	6,3	12,6
30.	ПС 110 кВ НПС-1	110	2	40	80
31.	ПС 110 кВ ПГП-1	110	2	2,5	5
32.	ПС 110 кВ ПГП-2	110	2	2,5	5
33.	ПС 110 кВ ПГП-3	110	2	2,5	5
34.	ПС 110 кВ ПГП-4	110	2	2,5	5
35.	ПС 110 кВ ПГП-5	110	2	2,5	5
36.	ПС 110 кВ ПГП-6	110	2	2,5	5
37.	ПС 110 кВ ПГП-7	110	2	2,5	5
38.	ПС 110 кВ ПГП-8	110	2	2,5	5
39.	ПС 110 кВ ПГП-9	110	2	6,3	12,6
40.	ПС 110 кВ Песцовая	110	1	16	16
41.	ПС 110 кВ Промплощадка	110	1	25	25
42.	ПС 110 кВ Районная	110	1	10	10
43.	ПС 110 кВ Строительная	110	2	6,3	12,6
44.	ПС 110 кВ Тихая	110	2	25	50
45.	ПС 110 кВ Юность	110	2	10	20
46.	ПС 110 кВ Юрхарово	110	2	40	80
47.	ПС 110 кВ ЯГП-2В	110	2	10	20
48.	ПС 110 кВ ЯГП-3В	110	2	6,3	12,6
49.	ПС 110 кВ ЯГП-9	110	1	10	10
Итого ПС Промышленных предприятий			94		1 544,2
Итого ПС 500 кВ			21		3 340
Итого ПС 220 кВ			45		4 798
Итого ПС 110 кВ			305		6 189
Итого			369		14 327

Сведения о составе ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01.01.2021

№ 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 Правохеттинская – ПС 220 кВ Надым	1	29,9	29,9	АС-240
		ПС 220 кВ Пангоды – отпайка Правохеттинская	1	58	58	АС-240
		отпайка Правохеттинская – ПС 220 кВ Правохеттинская	1	7	7	АС-240
10.	ВЛ 220кВ Тарко-Сале – ГГПЗ-1, 2		2	2,1	4,2	АС-240
11.	ВЛ 220кВ Надым – Уренгой	отпайка Правохеттинская – ПС 220 кВ Надым	1	29,9	29,9	11
		ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Правохеттинская	1	176	176	

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Правохеттинская - ПС 220 кВ Правохеттинская	1	7	7	
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 Варьеган		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 ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала в одноцепном исчислении					4 230	
АО «Россети Тюмень»						
1.	ВЛ 220 кВ Надым - Салехард 1, 2 цепь		2	358,4	716,8	АС- 300/39
2.	ВЛ 110кВ Белоярская - Октябрьская с отпайкой на Перегибное	ПС 110 кВ Белоярская - отпайка Бобровская	1	37,7	37,7	АС-120
		отпайка Бобровская - ПС 110 кВ Бобровская	1	34,7	34,7	АС-95
		отпайка Бобровская - отпайка Перегибное	1	68,9	68,9	АС-120
		отпайка Перегибное - ПС 110 кВ Октябрьская	1	61,1	61,1	АС-120
		отпайка Перегибное - ПС 110 кВ Перегибное	1	19,1	19,1	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
3.	ВЛ 110 кВ Белоярская - Полноват-1, 2		2	54,2	108,4	АС-120
4.	ВЛ 110кВ Белоярская - Шеркалы	ПС 110 кВ Белоярская - отпайка Бобровская	1	34,7	34,7	АС-95
		отпайка Бобровская - ПС 110 кВ Бобровская	1	37,7	37,7	АС-120
		отпайка Бобровская - отпайка Перегребное	1	68,9	68,9	АС-95
		отпайка Перегребное - ПС 110 кВ Перегребное	1	19,1	19,1	АС-120
		отпайка Перегребное - ПС 110 кВ Шеркалы	1	54	54	АС-95, АС-120
5.	ВЛ 110кВ Буран - Табьяха	ПС 110 кВ Буран - ПС 110 кВ УГП-7	1	7,9	7,9	АС-120, АС-150
		ПС 110 кВ УГП-7 - ПС 110 кВ УГП-8	1	8,6	8,6	АС-120
		ПС 110 кВ УГП-8 - ПС 110 кВ Ужгородская	1	11	11	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ Ужгородская - ПС 110 кВ УГП-9	1	5,4	5,4	АС-120
		ПС 110 кВ УГП-9 - ПС 110 кВ УГП-10	1	8,7	8,7	АС-120
		ПС 110 кВ УГП-10 - ПС 110 кВ Табьяха	1	31	31	АС-120
6.	ВЛ 110 кВ Буран - УГП-10	ПС 110 кВ Буран - ПС 110 кВ УГП-7	1	8,4	8,4	АС-120, АС-150
		ПС 110 кВ УГП-7 - ПС 110 кВ УГП-8	1	7,9	7,9	АС-120
		ПС 110 кВ УГП-8 - ПС 110 кВ Ужгородская	1	11,2	11,2	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ Ужгородская - ПС 110 кВ УГП-9	1	4,5	4,5	АС-120
		ПС 110 кВ УГП-9 - ПС 110 кВ УГП-10	1	8,5	8,5	АС-120
7.	ВЛ 110 кВ В.Казым - Белоярская		1	88,6	88,6	АС-120
8.	ВЛ 110кВ Вынгапур - Маяк		1	51,7	51,7	АС-120
9.	ВЛ 110кВ Вынгапур - Новогодняя		1	51,6	51,6	АС-120
10.	ВЛ 110кВ Вынгапур - Песчаная-1,2	ПС 220 кВ Вынгапур - отпайка Погружная	2	15,1	30,1	АС-120
		отпайка Погружная - ПС 110 кВ Песчаная	2	5,3	10,7	АС-120
11.	ВЛ 110кВ Вынгапур - Янтарная-1, 2		2	0,2	0,3	АС-120
12.	ВЛ 110 кВ Геращенко - Пяку-Пур-1, 2		2	30,6	61,3	АС-120, АС-95
13.	ВЛ 110кВ КГТЭС - Белоярская		2	23,4	46,8	АС-120
14.	ВЛ 110кВ Кедр - Губкинская	ПС 110 кВ Губкинская - отпайка Ханымей	1	37,3	37,3	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Ханымей – ПС 110 кВ Кедр	1	0,2	0,2	АС-120
15.	ВЛ 110кВ Кирпичная – Градиент	ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Айваседопур	1	0,68	0,68	АС-120
		отпайка Айваседопур – отпайка Таланга	1	19,5	19,5	АС-120
		отпайка Таланга – ПС 110 кВ Таланга	1	4,55	4,55	АС-120
		отпайка Таланга – ПС 110 кВ Градиент	1	45,95	45,95	АС-120
16.	ВЛ 110кВ Кирпичная – Геолог		1	9,73	9,73	АС-120
17.	ВЛ 110кВ Арсенал – Геолог	ПС 220 кВ Арсенал – отпайка Кристалл, Карьер	1	28	28	АС-120
		отпайка Кристалл, Карьер – ПС 110 кВ Кристалл	1	21,52	21,52	АС-120
		ПС 110 кВ Кристалл – ПС 110 кВ Карьер	1	17,3	17,3	АС-120
		ПС 110 кВ Геолог – отпайка Кристалл, Карьер	1	4,04	4,04	АС-120
18.	ВЛ 110кВ Арсенал – Кирпичная	ПС 220 кВ Арсенал – отпайка Кристалл, Тайяха	1	28	28	АС-120
		отпайка Кристалл, Тайяха – ПС 110 кВ Кристалл	1	21,52	21,52	АС-120
		ПС 110 кВ Кристалл – ПС 110 кВ Тайяха	1	21,9	21,9	АС-120
		ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Кристалл, Тайяха	1	9,53	9,53	АС-120
19.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пуровский ЗПК		1	20,2	20,2	АС-120
20.	ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПСП 1 цепь	ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Пур	1	42,8	42,8	АС-120
		отпайка Пур – ПС 110 кВ ПСП	1	19,4	19,4	АС-120
		отпайка Пур – ПС 110 кВ Пур	1	0,065	0,065	АС-120
	ВЛ 110кВ Кирпичная – ПСП 2 цепь	ПС 110 кВ 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 – ПС 110 кВ ПСП	1	21,8	21,8	АС-120
		отпайка Лимбей – ПС 110 кВ Лимбей	1	0,065	0,065	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Пуровский ЗПК – ПС 110 кВ Пуровский ЗПК	1	0,3	0,3	АС-120
21.	ВЛ 110кВ Кирпичная – Пурпейская	ПС 110 кВ ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Айваседопур	1	0,75	0,75	АС-120
		отпайка Айваседопур – отпайка Таланга	1	19,46	19,46	АС-120,
		отпайка Таланга – ПС 110 кВ Пурпейская	1	37,26	37,26	АС-120
22.	ВЛ 110кВ Левохеттинская – Лонг-Юган	ПС 110 кВ Левохеттинская – отпайка Приозерная	1	119,7	119,7	АС-120
		отпайка Приозерная – ПС 110 кВ Приозерная	1	69,9	69,9	АС-95
		отпайка Приозерная – ПС 110 кВ Лонг-Юган	1	0,01	0,01	АС-120
23.	ВЛ 110кВ Муравленковская – Геращенко		1	7,9	7,9	АС-120, АС-95
24.	ВЛ 110кВ Муравлен- ковская – Орловская-1, 2	ПС 500 кВ Муравленковская – отпайка Курская	2	0,1	0,1	АС-150
		отпайка Курская – ПС 110 кВ Курская	2	0,7	1,4	АС-120
		отпайка Курская – ПС 110 кВ Орловская	2	10,4	20,9	АС-120
25.	ВЛ 110кВ Муравлен- ковская – Барсуковская-1, 2	ПС 500 кВ Муравленковская – отпайка Новопурпейская	2	43,9	87,8	АС-240, АС-185, АС-120
		отпайка Новопурпейская – Барсуковская	2	19,3	38,6	АС-95, АС-185
		отпайка Барсуковская – СП Барсуковский	2	0,5	1	АС-120
26.	ВЛ 110 кВ Муравлен- ковская – Сугмутская, 1 цепь	ПС 500 кВ Муравленковская – отпайка Жемчужина	1	34,15	34,15	АС-120
		отпайка Жемчужина – ПС 110 кВ Жемчужина	1	0,4	0,4	АС-120
		отпайка Жемчужина – отпайка Звездная		22,26	22,26	АС-120
		отпайка Звездная – ПС 110 кВ Сугмутская	1	2,86	2,86	АС-120
27.	ВЛ 110кВ Муравленковская – Стрела		1	28,4	28,4	АС-95, АС-120
28.	ВЛ 110 кВ Муравлен- ковская – Сугмутская, 2 цепь	ПС 500 кВ Муравленковская – отпайка Жемчужина	1	33,6	33,6	АС-120
		отпайка Жемчужина – ПС 110 кВ Жемчужина	1	0,3	0,3	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Жемчужина – ПС 110 кВ Сутмутская	1	36,52	36,52	АС-120
29.	ВЛ 110кВ Надым – Береговая	ПС 220 кВ Надым – отпайка КС-0	1	0,01	0,01	АС-120
		Отпайка КС-0 – отпайка Старый Надым	1	49,1	49,1	АС-120, АС-95
		отпайка Старый Надым – ПС 110 кВ Старый Надым	1	6,1	6,1	АС-95
		отпайка Старый Надым – ПС 110 кВ Береговая	1	2,1	2,1	АС-95
30.	ВЛ 110кВ Надым – Морошка	ПС 220 кВ Надым – отпайка Голубика	1	47,4	47,4	АС-120
		отпайка Голубика – ПС 110 кВ Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
31.	ВЛ 110кВ Надым – Левохеттинская		1	97,4	97,4	АС-120
32.	ВЛ 110кВ Надым – Лонг- Юган – Сорум	ПС 220 кВ Надым – отпайка Приозерная (в габаритах 220кВ)	1	152,8	152,8	АС-240
		отпайка Приозерная – ПС 110 кВ Лонг-Юган	1	32,2	32,2	АС-120
		отпайка Приозерная – ПС 110 кВ Приозерная	1	35,1	35,1	АС-95
		отпайка Приозерная – опора 234	1	45,4	45,4	АС-120
		опора 234 – ПС 110 кВ Сорум	1	41,7	41,7	АС-120
		ПС 110 кВ Сорум – ПС 110 кВ Сосновская-1	1	34,7	34,7	АС-120
33.	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка (отпайка на ПС Береговая)	ПС 220 кВ Надым – отпайка КС-0	1	0,01	0,01	АС-120
		отпайка КС-0 – отпайка Голубика	1	40	40	АС-120
		отпайка Голубика – ПС 110 кВ Голубика	1	0,4	0,4	АС-95
		отпайка Голубика – ПС 110 кВ Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
		ПС 110 кВ Морошка – отпайка Старый Надым	1	8	8	АС-95
		отпайка Старый Надым – ПС 110 кВ Береговая	1	2,1	2,1	АС-95
		отпайка Старый Надым – ПС 110 кВ Старый Надым	1	6,1	6,1	АС-95
34.	ВЛ 110кВ Новогодняя – Губкинская-1, 2	ПС 110 кВ Новогодняя – отпайка Вынгаяхинская	2	52,3	104,6	АС-120
		отпайка Вынгаяхинская – ПС 110 кВ Вынгаяхинская	2	8,8	17,6	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Вынгайхинская - ПС 110 кВ Губкинская	2	6,1	12,3	АС-120
35.	ВЛ 110 кВ Новогодняя - Еты-Пур-1, 2	ПС 110 кВ Новогодняя - отпайка Снежная	2	58,5	117	АС-120
		отпайка Снежная - ПС 110 кВ Еты-Пур	2	2,4	4,8	АС-120
36.	ВЛ 110 кВ Новогодняя - Маяк		1	3,3	3,3	АС-120
37.	ВЛ 110кВ НПГЭ - Владимирская	НПГЭ - отпайка Адмиральская - ПС 110 кВ Адмиральская	1	0,6	0,6	АС-120
		отпайка Адмиральская - ПС 110 кВ Владимирская	1	7,1	7,1	АС-120
38.	ВЛ 110кВ НПГЭ - Городская	НПГЭ - отпайка Ноябрьская	1	4,2	4,2	АС-120
		отпайка Ноябрьская - ПС 110 кВ Городская	1	6,4	6,4	АС-120
		отпайка Ноябрьская - ПС 110 кВ Ноябрьская	1	7,2	7,2	АС-120
39.	ВЛ 110 кВ НПГЭ - Летняя	НПГЭ - отпайка Адмиральская - ПС 110 кВ Адмиральская	1	0,6	0,6	АС-120
		отпайка Адмиральская - ПС 110 кВ Летняя	1	8	8	АС-120
40.	ВЛ 110кВ НПГЭ - Янга-Яха	НПГЭ - отпайка Западно-Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отпайка Западно- Ноябрьская - ПС 110 кВ Западно-Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отпайка Западноноябрьская - ПС 220 кВ Янга-Яха	1	7,4	7,4	АС-120
41.	ВЛ 110кВ Оленья - УГП- 13-1, 2	ПС 220 кВ Оленья - отпайка УГП-12	2	7,3	14,6	АС-95
		отпайка УГП-12 - ПС 110 кВ УГП-12	2	2,9	5,8	АС-95
		отпайка УГП-12 - ПС 110 кВ УГП-13	2	10,2	20,4	АС-95
42.	ВЛ 110 кВ Оленья - Ямбург-1, 2	ПС 220 кВ Оленья - отпайка УГП-15	2	46	92	АС-240
		отпайка УГП-15 - ПС 110 кВ УГП-15	2	22,3	44,6	АС-120
		отпайка УГП-15 - ПС 110 кВ Ямбург	2	61	122	АС-120
43.	ВЛ 110 кВ Пангоды - Хасырейская-1,2		2	27	54	АС-95
44.	ВЛ 110кВ ПП Северный - Светлая	ПП Северный - отпайка Тарасовская	1	3	3	АС-120
		отпайка Тарасовская - ПС 110 кВ Светлая	1	29,5	29,5	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Тарасовская – ПС 110 кВ Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120
45.	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Харампурская- 1, 2	ПП Северный – отпайка Мара-Яха	2	2,5	5	АС-120
		отпайка Мара-Яха – ПС 110 кВ Мара-Яха	2	13,7	27,5	АС-120
		отпайка Мара-Яха – отпайка Майская	2	31,4	62,8	АС-120
		отпайка Майская – ПС 110 кВ Майская	2	5,2	10,5	АС-120
		отпайка Майская – отпайка Ю. Харампурская	2	74,3	148,6	АС-120
		отпайка Ю. Харампурская – ПС 110 кВ Ю. Харампурская	2	32,2	64,4	АС-120
		отпайка Ю. Харампурская – ПС 110 кВ Харампурская	2	14,5	29,1	АС-120
46.	ВЛ 110кВ Пуль- Яха – Геращенко	ПС 220 кВ Пуль-Яха – отпайка Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отпайка Ханупа – ПС 110 кВ Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95
		отпайка Ханупа – ПС 110 кВ Геращенко	1	25,6	25,6	АС-95
47.	ВЛ 110кВ Пуль- Яха – Крайняя	ПС 220 кВ Пуль-Яха – отпайка КНС-9	1	7,4	7,4	АС-120
		отпайка КНС-9 – ПС 110 кВ КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120
		отпайка КНС-9 – ПС 110 кВ Крайняя	1	25,4	25,4	АС-120
48.	ВЛ 110кВ Пуль-Яха – Нуриевская 1 цепь		1	43,03	43,03	АС-150
49.	ВЛ 110кВ Пуль- Яха – Стрела	ПС 220 кВ Пуль-Яха – отпайка Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отпайка Ханупа – ПС 110 кВ Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95
		отпайка Ханупа – ПС 110 кВ Стрела	1	5,5	5,5	АС-95
50.	ВЛ 110кВ Сорум – Верхнеказымская	ПС 110 кВ Сорум – ПС 110 кВ Верхнеказымская	1	123,1	123,1	АС-120
		ПС 110 кВ Сорум – ПС 110 кВ Сосновская-2	1	34,7	34,7	АС-95
51.	ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1, 2		2	31,7	63,4	АС-120
52.	ВЛ 110 кВ Табьяха – Оленья		1	27,1	27,1	АС-120
53.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент	ПС 500 кВ Тарко-Сале – отпайка Победа	1	16,4	16,4	АС-120
		отпайка Победа – ПС 110 кВ Победа	1	0,2	0,2	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Победа - ПС 110 кВ Градиент	1	10,6	10,6	АС-120
54.	ВЛ 110кВ Тарко-Сале - ПП Комсомольский-1, 2	ПС 500 кВ Тарко-Сале - отпайка УКПГ	2	15,3	30,5	АС-120
		отпайка УКПГ - ПС 110 кВ УКПГ	2	0,4	0,7	АС-120
		отпайка УКПГ - отпайка Комсомольская	2	3,6	7,1	АС-120
		отпайка Комсомольская - ПС 110 кВ Комсомольская	2	1,4	2,7	АС-120
		отпайка Комсомольская - ПП Комсомольский	2	37	74	АС-120
55.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале - ПП Северный	ПС 500 кВ Тарко-Сале - отпайка Фортуна	1	2,96	2,96	АС-240
		отпайка Фортуна - ПС 110 кВ Фортуна	1	0,16	0,16	АС-120
		отпайка Фортуна - ПС 110 кВ Сигнал	1	1,1, 0,36	1,1, 0,36	АС120 АС-240
		ПС 110 кВ Сигнал - отпайка Тарасовская	1	56,6	56,6	АС-120
		отпайка Тарасовская - ПС 110 кВ Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120
		отпайка Тарасовская - ПП Северный	1	3	3	АС-120
56.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале - ПП Северный (в габаритах 220 кВ) -1, 2		2	71,5	142,9	АС-120, АС-240
57.	ВЛ 110кВ Тарко-Сале - Пурпейская	ПС 500 кВ Тарко-Сале - отпайка Победа	1	16,7	16,7	АС-120, АС-150
		отпайка Победа - ПС 110 кВ Победа	1	0,2	0,2	АС-120
		отпайка Победа - отпайка Пур-Пе	1	12	12	АС-120
		отпайка Пур-Пе - ПС 110 кВ Пур-Пе	1	0,3	0,3	АС-120
		отпайка Пур-Пе - ПС 110 кВ Пурпейская	1	18,5	18,5	АС-120
58.	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале - Светлая	ПС 500 кВ Тарко-Сале - отпайка Пур-Пе	1	15,3	15,3	АС-120
		отпайка Пур-Пе - ПС 110 кВ Пур-Пе	1	0,4	0,4	АС-120
		отпайка Пур-Пе - ПС 110 кВ Светлая	1	17,8	17,8	АС-120
59.	ВЛ 110кВ Тарко-Сале - Сигнал	ПС 500 кВ Тарко-Сале - отпайка Фортуна	1	3	3	АС-150
		отпайка Фортуна - Фортуна - ПС 110 кВ Сигнал	1	0,8	0,8	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
60.	ВЛ 110 кВ УГП-2В - Буран	ПС 110 кВ УГП-2В - отпайка УГП-2 - ПС 110 кВ 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 - ПС 110 кВ 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 - ПС 110 кВ УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150
		отпайка УГП-4 - отпайка УГП-5	1	6	6	АС-150
		отпайка УГП-5 - ПС 110 кВ УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150
		отпайка УГП-5 - ПС 110 кВ Буран	1	10,1	10,1	АС-150
61.	ВЛ 110кВ УГП-5В - Буран		1	10,6	10,6	АС-120
62.	ВЛ 110кВ Уренгой - Варенга-Яха-1	ПС 220 кВ Уренгой - отпайка Новоуренгойская	1	4	4	2хАС-185
		отпайка Новоуренгойская - ПС 110 кВ Новоуренгойская	1	0,7	0,7	2хАС-185
		отпайка Новоуренгойская - ПС 110 кВ Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС-150
63.	ВЛ 110кВ Уренгой - Варенга-Яха-2	ПС 220 кВ Уренгой - отпайка Опорная - отпайка Ямал	1	0,8	0,8	2хАС-150
		отпайка Опорная - отпайка Новоуренгойская	1	4	4	2хАС-185
		отпайка Новоуренгойская - ПС 110 кВ Новоуренгойская	1	0,7	0,7	2хАС-185
		отпайка Ямал - ПС 110 кВ Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС-150
		отпайка Ямал - ПС 110 кВ Опорная	1	0,7	0,7	2хАС-150
		отпайка Ямал - ПС 110 кВ Ямал	1	1,1	1,1	АС-120
		отпайка Новоуренгойская - ПС 110 кВ Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС-150
		64.	ВЛ 110кВ Уренгой - ПП - Лимбя-Яха-1, 2	ПС 220 кВ Уренгой - отпайка Фарафонтьевская	2	20,3

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Фарафонтьевская – ПС 110 кВ Фарафонтьевская	2	7,5	15	АС-150
		отпайка Фарафонтьевская – отпайка Строительная	2	13,2	26,4	АС-150
		отпайка Строительная – ПС 110 кВ Строительная	2	1,1	2,2	АС-120
		отпайка Строительная – отпайка Головная	2	32,8	65,6	АС-150
		отпайка Головная – отпайка Промплощадка	2	0,1	0,2	АС-120
		отпайка Головная – ПС 110 кВ Головная	2	0,1	0,2	АС-120
		отпайка Промплощадка – ПС 110 кВ Промплощадка	2	3,8	7,6	АС-120
		отпайка Головная – отпайка Глубокая	2	10,4	20,8	АС-120
		отпайка Глубокая – ПС 110 кВ Глубокая	2	3,6	7,2	АС-120
		отпайка Глубокая – отпайка Тихая	2	4,4	8,8	АС-120
		отпайка Тихая – ПС 110 кВ Тихая	2	2,3	4,6	АС-120
		отпайка Тихая – ПС 110 кВ Юность	2	10,9	21,8	АС-95
65.	ВЛ 110кВ Уренгой – Звезда I цепь с отпайками на ПС Холод и ПС УГП-1А	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Холод	1	2,1	2,1	2хАС- 150
		отпайка Холод – ПС 110 кВ Холод	1	1,8	1,8	2хАС- 120
		отпайка Холод – ПС 110 кВ Сварочная	1	2,5	2,5	2хАС- 120
		отпайка Холод – отпайка Звезда	1	5,5	5,5	2хАС- 120
		отпайка Звезда – ПС 110 кВ Звезда	1	0,5	0,5	2хАС- 120
		отпайка Звезда – ПС 110 кВ УГП-1А	1	11	11	2хАС- 120
66.	ВЛ 110кВ Уренгой – Звезда II цепь с отпайками на ПС Холод, ПС УГП- 1А, ПС Сварочная, СОГ 3, 4 – очередь	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Холод	1	2,1	2,1	2хАС- 150
		отпайка Холод – ПС 110 кВ Холод	1	1,8	1,8	2хАС- 120
		отпайка Холод – отпайка Звезда	1	5,5	5,5	2хАС- 120
		отпайка Звезда – ПС 110 кВ Звезда	1	0,5	0,5	2хАС- 120
		отпайка Звезда – ПС 110 кВ УГП-1А	1	11	11	2хАС- 120

1	2	3	4	5	6	7
67.	ВЛ 110кВ Уренгой - УГП-2В	ПС 220 кВ Уренгой - отпайка Буровик	1	2,8	2,8	АС-150
		отпайка Буровик - ПС 110 кВ УГП-2В	1	6,1	6,1	АС-150
68.	ВЛ 110 кВ Уренгой - УГП-5В	ПС 220 кВ Уренгой - отпайка Опорная	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка Опорная - ПС 110 кВ Буровик	1	2,6	2,6	АС-150
		отпайка Опорная - отпайка Ямал	1	0,8	0,8	2хАС-150
		отпайка Ямал - ПС 110 кВ Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС-150
		отпайка Ямал - ПС 110 кВ Ямал	1	1,1	1,1	АС-120
		отпайка Ямал - ПС 110 кВ Опорная	1	0,7	0,7	2хАС-150
		Буровик - отпайка УГП-2	1	8,6	8,6	АС-150
		отпайка УГП-2 - ПС 110 кВ 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 - ПС 110 кВ УГП-3	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка УГП-3 - отпайка ПС 110 кВ УГП-4	1	8,3	8,3	АС-150
		отпайка УГП-4 - ПС 110 кВ УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150
		отпайка УГП-4 - отпайка УГП-5 - ПС 110 кВ УГП-5В	1	6	6	АС-150
отпайка УГП-5 - ПС 110 кВ УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150		
69.	ВЛ 110кВ Уренгой - УГТЭС-72		3	1,9	5,7	АС-95
70.	ВЛ 110кВ Холмогорская - НПГЭ-1	ПС 500 кВ Холмогорская - отпайка Ноябрьская	1	37,6	37,6	АС-120
		отпайка Ноябрьская - ПС 110 кВ Ноябрьская	1	4,9	4,9	АС-120
		отпайка Ноябрьская - НПГЭ	1	12,4	12,4	АС-120
71.	ВЛ 110кВ Холмогорская - Пуль-Яха	ПС 500 кВ Холмогорская - отпайка Карамовская	1	14,2	14,2	АС-120
		отпайка Карамовская - ПС 110 кВ Карамовская	1	0,2	0,2	АС-95
		отпайка Карамовская - отпайка Суторминская	1	41,1	41,1	АС-120, АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Суторминская – ПС 110 кВ Суторминская	1	3,8	3,8	АС-120
		отпайка Суторминская – отпайка КНС-9	1	17,1	17,1	АС-120
		отпайка КНС-9 – ПС 110 кВ КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120
		отпайка КНС-9 – ПС 220 кВ Пуль-Яха	1	7,4	7,4	АС-120
72.	ВЛ 110кВ Холмогорская – Вышка-1с отпайкой на ПС Отдельная	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка на ПС Отдельная	1	24,3	24,3	АС-120
отпайка на ПС Отдельная – ПС 110 кВ Вышка				14,9	14,9	АС-120
отпайка на ПС Отдельная – СП 110 кВ		1		0,07	0,07	АС-120
СП 110 кВ – ПС 110 кВ Отдельная		1		0,16	0,16	АС-120
	ВЛ 110кВ Холмогорская – Вышка-2 с отпайкой на ПС Отдельная	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка на ПС Отдельная	1	24,3	24,3	АС-120
отпайка на ПС Отдельная – ПС 110 кВ Вышка				14,9	14,9	АС-120
отпайка на ПС Отдельная – СП 110 кВ		1		0,03	0,03	АС-120
СП 110 кВ – ПС 110 кВ Отдельная		1		0,2	0,2	АС-120
73.	ВЛ 110кВ Холмогорская – Крайняя	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка НПС Холмогорская	1	2	2	АС-120
отпайка НПС Холмогорская– НПС Холмогорская		1		1,2	1,2	АС-95
отпайка НПС Холмогорская– отпайка Карамовская		1		12,2	12,2	АС-120
отпайка Карамовская – ПС 110 кВ Карамовская		1		0,2	0,2	АС-95
отпайка Карамовская – отпайка Суторминская		1		41,1	41,1	АС-120, АС-95
отпайка Суторминская – ПС 110 кВ Суторминская		1		3,9	3,9	АС-120
отпайка Суторминская – ПС 110 кВ Крайняя		1		20,4	20,4	АС-120
74.	ВЛ 110кВ Холмогорская – НППЭ-2		1	50,4	50,4	АС-120
75.	ВЛ 110кВ Холмогорская – НПС Холмогорская		1	3,6	3,6	АС-95
76.	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1, 2	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка ГКС Холмогорская	2	1,9	3,8	АС-95

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

1	2	3	4	5	6	7
82.	ВЛ 110 кВ Ямбург - ЯГП-6	ПС 110 кВ Ямбург - отпайка ЯГП-5	1	15,3	15,3	АС-120
		отпайка ЯГП-5 - ПС 110 кВ ЯГП-5	1	2	2	АС-120
		отпайка ЯГП-5 - отпайка ЯГП-7	1	11,3	11,3	АС-120
		отпайка ЯГП-7 - ПС 110 кВ ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120
		отпайка ЯГП-7 - ПС 110 кВ ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120
83.	ВЛ 110 кВ Ямбург - ЯГП-2 и ВЛ 110 кВ ЯГТЭС - ЯГП-2	ПС 110 кВ Ямбург - отпайка ЯГП-2	1	14,2	14,2	АС-120
		отпайка ЯГП-2 - ПС 110 кВ 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 - ПС 110 кВ 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 - ПС 110 кВ ЯГП-3	1	4,2	4,2	АС-120
		отпайка ЯГП-3 - ПС 110 кВ ЯГП-4	1	9,8	9,8	АС-120
		отпайка ЯГП-2 - ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120
84.	ВЛ 110кВ Янга- Яха - Владимирская	ПС 220 кВ Янга-Яха - отпайка Западно- Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отпайка Западно- Ноябрьская - ПС 110 кВ Западно-Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отпайка Западно- Ноябрьская - ПС 110 кВ Владимирская	1	7,4	7,4	АС-120
85.	ВЛ 110кВ Янга-Яха - Городская		1	4,5	4,5	АС-120
86.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха - Кедр		1	67	67	АС-120
87.	ВЛ 110 кВ Янга- Яха - Комплект- 1, 2 с отпайкой на ПС Вымпел	ПС 220 кВ Янга-Яха - отпайка Вымпел	2	0,3	0,6	АС-120
		отпайка Вымпел - ПС 110 кВ Комплект	2	12,53	25,06	АС-120
		отпайка Вымпел - ПС 110 кВ Вымпел	2	0,9	1,8	АС-120
88.	ВЛ 110 кВ Янга-Яха - Летняя		1	9,9	9,9	АС-120
89.	ВЛ 110 кВ Салехард - Полярник 1, 2 цепь		2	7,17/ 5,04	12,21	АС- 240/32
90.	ВЛ 110 кВ Салехард - Северное Сияние 1, 2 цепь		2	8,17/8,2	16,37	АС-240/
91.	ВЛ 110 кВ Исконная - Лимбя-Яха-1		1	8,34	8,34	АСВП 197/55

1	2	3	4	5	6	7
92.	ВЛ 110 кВ Исконная - Лимбья-Яха-2		1	9,68	9,68	АСВП 197/55
93.	ВЛ 110 кВ Лимбья-Яха - НПС Уренгойская-1		1	67,4	67,4	АС 185/29
94.	ВЛ 110 кВ Лимбья-Яха - НПС Уренгойская-2		1	67,4	67,4	АС 185/29
95.	ВЛ 110 кВ Северный - ГДН 1, 2 цепь		2	48,01	96,02	АС-150
Итого АО «Россети Тюмень» в одноцепном исчислении 110кВ					6 811	
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	ПС 110 кВ Базовая - ПС 110 кВ ПГП-2	2	12,1	24,2	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-2 - ПС 110 кВ ПГП-3	2	7,5	15	АС-120
		ПС 110 кВ ПГП-3 - ПС 110 кВ ПГП-1	2	8,1	16,2	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-1 - ПС 110 кВ ПГП-4	2	7,6	15,2	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-4 - ПС 110 кВ ПГП-5	2	15,7	31,4	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-5 - ПС 110 кВ ПГП-6	2	8,6	17,2	АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-6 - ПС 110 кВ ПГП-7	2	8,2	16,4	АС-120
		ПС 110 кВ ПГП-7 - ПС 110 кВ ПГП-8	2	5,8	11,6	АС-120
		ПС 110 кВ ПГП-8 - ПС 110 кВ Ньда	2	25,5	51	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ Ньда - ПС 110 кВ 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	ПС 220 кВ Вынгапур - отпайка Хорошуновская	2	0,7	1,3	АС-120
		отпайка Хорошуновская - ПС 110 кВ Ярайнерская	2	51,6	103,2	АС-120
		отпайка Хорошуновская - ПС 110 кВ Хорошуновская	2	15,4	30,8	АС-120
7.	ВЛ 110 кВ Муравленковская - Звездная	отпайка Сугмутская - ПС 110 кВ Звездная	1	22,1	22,1	АС-120
8.	ВЛ 110кВ Надым - Береговая	ПС 220 кВ Надым - ПС 110 кВ КС-0	1	0,3	0,3	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
9.	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка	ПС 220 кВ Надым –ПС 110 кВ КС-0	1	0,3	0,3	АС-120
10.	ВЛ 110кВ Новогодняя – Еты-Пур-1, 2	отпайка Снежная – ПС 110 кВ Снежная	2	44,7	89,4	АС-120
11.	ВЛ 110кВ НППЭ – Янга-Яха	Западно-Ноябрьская – ПС 110 кВ Итурская	1	13,5	13,5	АС-120
12.	ВЛ 110кВ Оленья – Ямбург-1, 2	УГП-15 – ПС 110 кВ Юрхарово	2	45	90	АС-120
13.	ВЛ 110 кВ Пангоды – Базовая-1, 2	ПС 220 кВ Пангоды – отпайка ГКСПангоды	2	2,3	4,6	2хАС- 95
		отпайка ГКС Пангоды– ПС 110 кВ ГКСПангоды	2	0,3	0,6	2хАС- 95
		отпайка ГКС Пангоды– ПС 110 кВ 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	ПС 110 кВ Нуриевская– отпайка Звездная	1	43,03	43,03	АС-150
		отпайка Звездная – ПС 110 кВ Звездная	1	6,14	6,14	АС-120
16.	ВЛ 110 кВ Пуль- Яха – Трудовая 1, 2ц	ПС 220 кВ Пуль-Яха – отпайка Ударная	2	0,27	0,54	АС-120
		отпайка Ударная – ПС 110 кВ Ударная	2	7,6	15,2	АС-120
		отпайка Ударная – ПС 110 кВ 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 110кВ Ямбург – ЯГП-9		1	100	100	АС-120
19.	ВЛ 110 кВ Янга- Яха – Владимирская	отпайка Западно- Ноябрьская – ПС 110 кВ Итурская	1	13,5	13,5	АС-120
20.	ВЛ 110 кВ Янга- Яха – Спорышевская- 1, 2	ПС 220 кВ Янга-Яха – отпайка Хрустальная	2	6,4	12,9	АС-120
		отпайка Хрустальная – ПС 110 кВ Хрустальная	2	11,7	23,3	АС-120
		отпайка Хрустальная – ПС 110 кВ 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	
Итого в одноцепном исчислении 500кВ					992,9	
Итого в одноцепном исчислении 220кВ					4 024	
Итого в одноцепном исчислении 110кВ					7 113	

1	2	3	4	5	6	7
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 01.01.2021

№ 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	Р-110	РОД-33333/110	110		3x33,3
2.		Р-35-1	РТД-20000/35	35		20
3.		Р-35-2	РТД-20000/35	35		20
4.		Р-35-3	РТД-20000/35	35		20
5.	ПС 500 кВ Муравленковская	Р-500Холмогорская	РОМБСМ-60000/500	500		3x60
6.		БСК-110 1,2	-	110	2x25	
7.	ПС 500кВ Тарко-Сале	Р-500Холмогорская	РОДЦ-60000/500	500		3x60
8.	ПС 220кВ Надым	УШР-220	РТДУ-100000/220			100
9.		Р-110	РОД-33333/110	110		3x33,3
10.	ПС 220кВ Уренгой	УШР-220	РТДУ-100000/220	220		100
11.	ПС 220 кВ Мангазья	УШР-220	РТДУ-100000/220	220		100
12.	ПС 220 кВ Салехард	УШР-220	РТДУ-100000/220	220		100
		БСК-110 1,2,3	90TILP 65,7/126,01	110	3x50	
13.	ПС 220 кВ Арсенал	УШР-110	РТДУ-25000/110	220		25
14.	ПС 110кВ Звёздная	УРС-110	БК-110-25000-У1	110	25	
15.			РТУ-25000/110 ХЛ1	110		25
16.			42 TILP 25/121	110	25	
17.	ПС 110 кВ Новогодняя	УРС-110	42 TILP 25/121	110	25	
18.			РТДУ-25000/110 ХЛ1	110		25
19.	ПС 220 кВ Ермак	УШР-220-1	РТДУ-63000/220	220		63

1	2	3	4	5	6	7
20.		УШР-220-2	РТДУ- 63000/220	220		63

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 2019 году на производство электроэнергии электростанциями было израсходовано 4 388 359 т у.т., в том числе:

- газ горючий природный – 3 659 953 т у.т.,
- газ нефтяной попутный – 499 281 т у.т.,
- дизельное топливо – 219 655 т у.т.

Для производства тепловой энергии котельными всего израсходовано 1 738 763 т у.т., в том числе:

- газ горючий природный – 1 444 364 т у.т.,
- уголь – 16 544 т у.т.,
- нефть (включая газовый конденсат) – 75 431 т у.т.,
- газ нефтяной попутный – 179 508 т у.т.,
- дизельное топливо – 19 439 т у.т.,
- сжиженный газ (в т.ч. пропан, бутан) – 65 т у.т.

В таблице 24 приведены сводные данные по потреблению топлива в 2019 году на производство электрической и тепловой энергии.

Таблица 24

Данные о потреблении топлива в 2019 году на производство электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО³

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия		Итого	
	в т у.т.	в %	в т у.т.	в %	в т у.т.	в %

³Данные за 2020 год не приведены ввиду отсутствия статистической информации.

1	2	3	4	5	6	7
Газ горючий природный	3 659 953	83	1 623 872	85	5 283 825	84
Нефть (включая газовый конденсат)	9 296	0,2	75 431	4	84 727	2
Дизельное топливо	219 655	5,2	19 439	0,9	239 094	3
Уголь (каменный)	0	0	16 544	0,9	16 544	0,6
Сжиженный газ (включая пропан, бутан)	0	0	65	0	65	0
Газ нефтяной попутный	499 281	11,4	179 508	9	678 789	10
Газ нефтеперерабатывающих предприятий	9 296	0,2	-	-	9 296	0,2
Прочие виды топлива	174	0	3 249	0,2	3 423	0,2
Итого	4 397 655	100	1 918 108	100	6 315 763	100

Структура потребления топлива для производства электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО в 2019 году представлена на схемах 16 и 17.

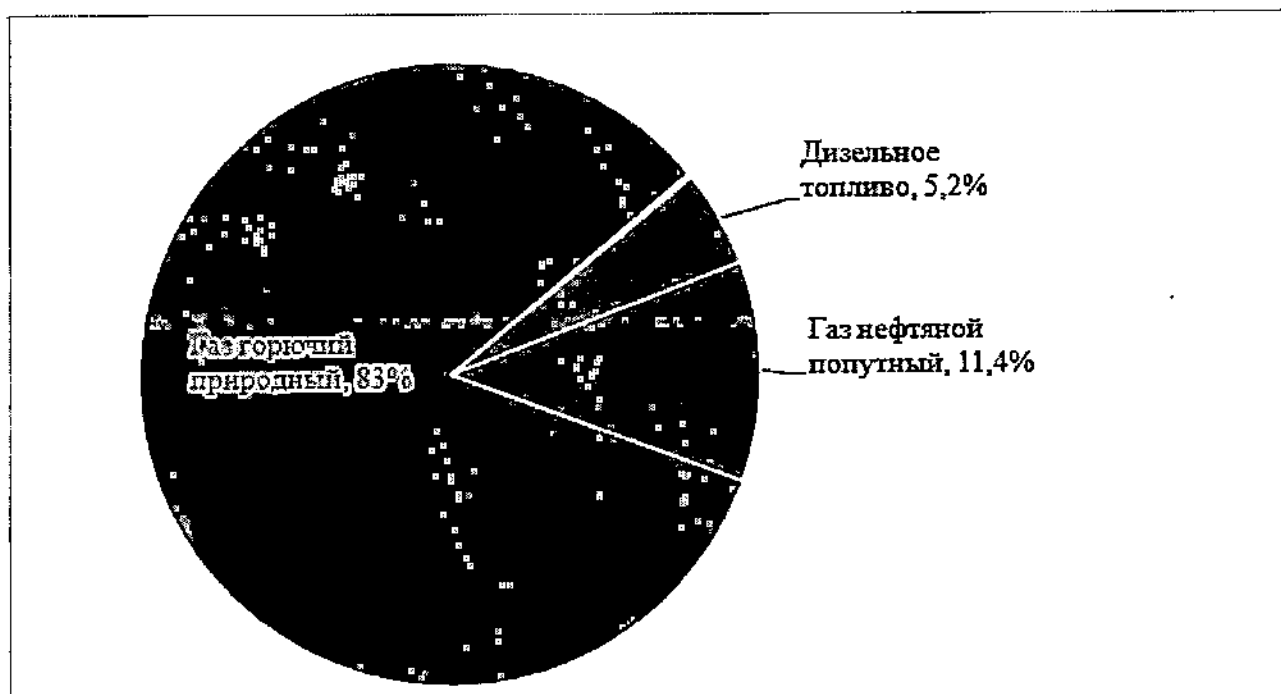


Схема 16. Структура потребления топлива для производства электрической энергии в 2019 году

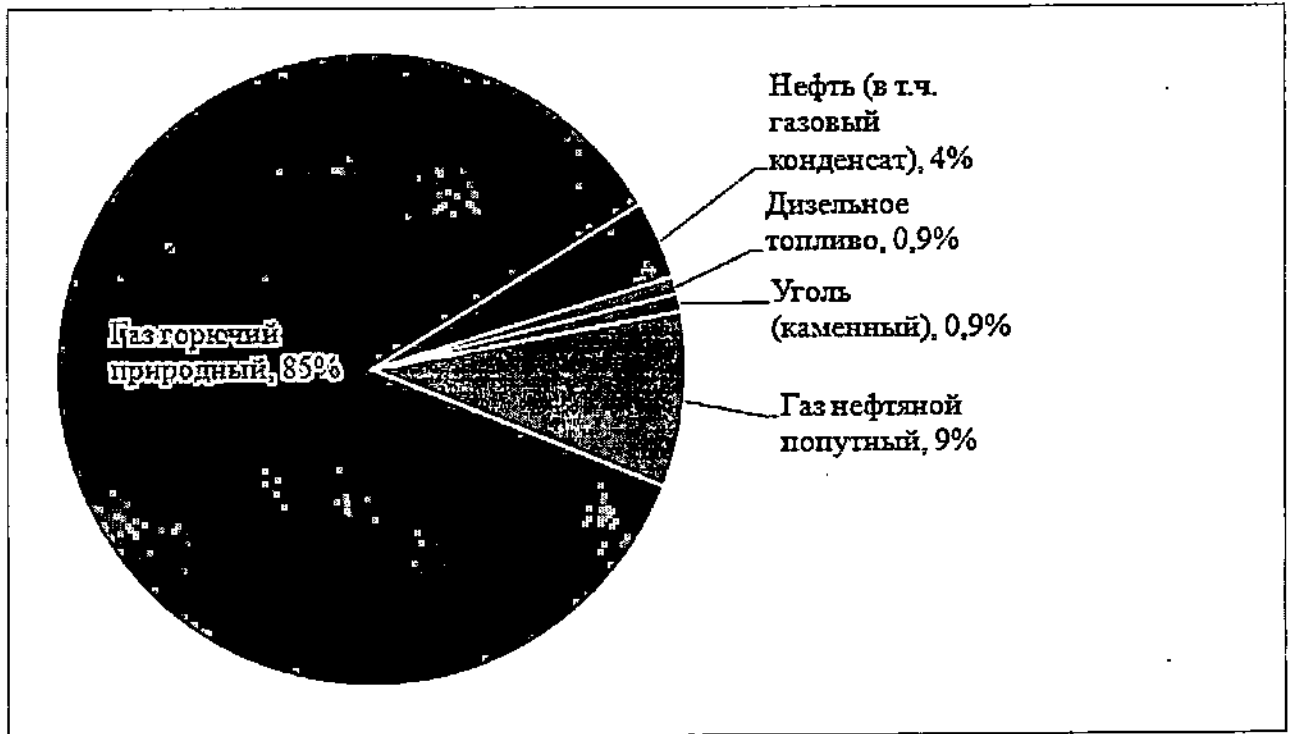


Схема 17. Структура потребления топлива для производства тепловой энергии в 2019 году

2.15. Единые топливно-энергетические балансы ЯНАО.

Единый топливно-энергетический баланс ЯНАО (далее – ЕТЭБ) за 2016 – 2020⁴ годы разработан в соответствии с Порядком составления топливно-энергетических балансов субъектов РФ, муниципальных образований, утвержденным приказом Минэнерго РФ от 14 декабря 2011 года № 600.

В ЕТЭБ ЯНАО рассматриваются следующие первичные энергоресурсы: уголь, сырая нефть, природный газ, а также вторичные ресурсы: нефтепродукты, электрическая и тепловая энергии. Так как атомные, гидравлические электростанции, а также электростанции на основе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) 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 2016 – 2019 годы приведен в таблицах 25 – 28. ЕТЭБ ЯНАО получен путем консолидации однопродуктовых балансов вышеуказанных ресурсов.

⁴ Расчеты за 2020 годы не приведены ввиду отсутствия опубликованной статистической информации.

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
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

1	2	3	4	5	6	7	8
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 нетопливные нужды	0	64 441 296	0	581 555 000	5 794		

Таблица 26

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
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						-1 522	228 786

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

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
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

1	2	3	4	5	6	7	8
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 неопливаемые нужды	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 28

ЕТЭБ ЯНАО за 2019 год, т у.т.

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Производство энергетических ресурсов	0	71 478 270	0	672 129 092	1 369 608	1 574 897	746 551 867
Ввоз	21 279	0	1 353 071	0	0	0	1 374 350
Вывоз	0	-69 663 052	0	-628 011 463	0	0	-697 674 515
Изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0
Потребление первичной энергии	21 279	1 815 218	1 353 071	44 117 629	1 369 608	1 574 897	50 251 702
Статистическое расхождение	8 633	958 691	1 510 294	65 370 439	2 002 914	2 026 782	71 877 574
Производство электрической энергии	0	13 293	-318 711	-9 761 956	-4 344	27 837	-10 043 882
Производство тепловой энергии	12 375	-107 866	-31 756	-1 873 948	0	847	-2 000 197
Теплоэлектростанции	0	0	0	0	0	0	0
Котельные	12 375	-107 866	-31 756	-1 873 948	0	847	-2 000 197

1	2	3	4	5	6	7	8
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	0	0	0	0	0	0	0
Преобразование топлива	0	0	3 649	-15 415 418	-638 790	-480 960	-16 531 520
Переработка нефти	0	0	3 579	-267 666	-11 592	-20 913	-296 593
Переработка газа	0	0	70	-15 147 753	-627 198	-460 047	-16 234 927
Обогащение угля	0	0	0	0	0	0	0
Собственные пучды	0	0	0	0	0	0	0
Потери при передаче	0	0	0	0	0	0	0
Конечное потребление энергии	271	951 100	189 595	5 798 513	9 829	392	6 949 727
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0	0	0	0	0	0	0
Промышленность	0	859 908	0	5 798 368	0	0	6 658 275
Добыча полезных ископаемых	0	859 908	0	3 902 589	0	0	4 762 497
Обрабатывающие производства	0	0	0	1 895 779	0	0	1 895 779
Строительство	0	0	0	0	0	0	0
Транспорт и связь	0	47 247	52 984	145	9 682	262	110 322
Торговля	88	0	38	0	146	129	429
Сфера услуг	183	0	130 062	0	0	0	130 245
Население	0	43 945	6 511	0	0	0	50 456
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные пучды	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. 93% 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.

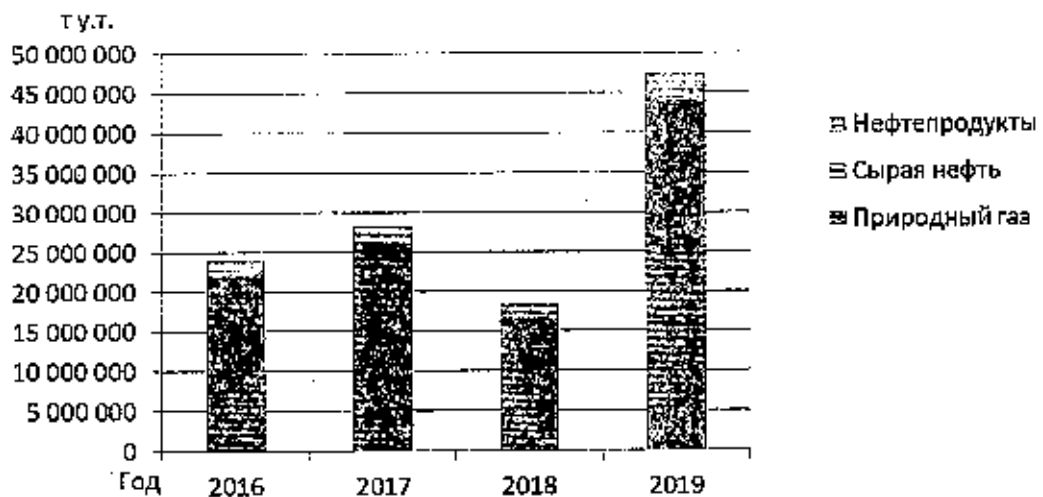


Схема 18. Структура потребления первичных энергоресурсов в ЯНАО в период 2016 – 2019 годов

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 «RastWin» выявлена вероятность выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений 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 электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений;

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;

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 отключение нагрузки потребителей для ликвидации токовой перегрузки не требуется.

3.1.3. Мероприятия.

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

Превышение допустимых длительных токовых нагрузок (далее – ДДТН) ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок (при +30 С) при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и составляет 132% (755 А) от ДДТН

(ДДТН/аварийно допустимые токовые нагрузки (далее - АДТН) 573 А при +30°С) и 124% (755 А) от I_{ддтн} (ДДТН/АДТН 610 А при +25°С).

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

Действие АОПО ВЛ 220 кВ Надым - Уренгой позволяет ликвидировать превышение АДТН рассматриваемых ВЛ в послеаварийном режиме (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).

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 4x12 МВт;
- ГТУ 2x4 МВт;
- ГТУ 4x2,5 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 2x3,047МВт;
- ГПГУ 2x2,433 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 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 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.

Стратегия ЯНАО предусматривает развитие энергетического комплекса, одной из её основных целей является развитие региональной энергетики. Для этого предусмотрены задачи по расширению централизованного сектора электроснабжения, строительству и реконструкции объектов генерации и электросетевых комплексов.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2022 – 2026 годов.

4.2.1. Уровень спроса на электрическую энергию и мощность по территории ЯНАО.

Уровень спроса на электрическую энергию и мощность в текущем периоде по территории ЯНАО и отдельным энергорайонам приведен в пунктах 2.2 и 2.4 настоящих схемы и программы.

4.2.2. Прогноз потребления электроэнергии и прогноз максимума нагрузки энергосистемы на территории ЯНАО на 5-летний период.

В настоящих схеме и программе развития рассмотрен прогноз, сформированный на основании данных базового варианта долгосрочного прогноза согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы (далее – СиПР ЕЭС России), – базовый прогноз (базовый вариант развития).

Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности в ЭЭС ЯНАО до 2026 года сформирован на основании данных базового варианта долгосрочного прогноза согласно СиПР ЕЭС России и представлен в таблице 29.

Таблица 29

Базовый прогноз изменения максимума нагрузки и электропотребления энергосистемы
Тюменской области, ХМАО и ЯНАО до 2026 года

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО						

1	2	3	4	5	6	7
Потребление мощности, МВт	12 018	12 341	12 684	13 032	13 303	13 393
Годовой прирост, %	-2,3	2,7	2,8	2,7	2,1	0,7
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Потребление мощности, МВт	1 435	1 515	1 550	1 680	1 685	1 690
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	150	80	35	130	5	5
Прирост, %	11,7	5,6	2,3	8,4	0,3	0,3
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО						
Электропотребление, млн кВт ч	90 806	93 066	95 600	98 673	100 473	101 165
Годовой прирост, %	5,5	2,5	2,7	3,2	1,8	0,7
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Электропотребление, млн кВт ч	10 150	10 750	11 050	11 750	11 995	12 050
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	794	600	300	700	245	55
Прирост, процентов	8,5	5,9	2,8	6,3	2,1	0,5

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2016 – 2020 годы (факт) и 2021 – 2026 годы (базовый прогноз) представлены на схеме 19.



Схема 19. Динамика изменения потребления электрической мощности и энергии ЭЭС ЯНАО на 2016 – 2020 годы (факт) и 2021 – 2026 годы (базовый прогноз)

Данные о прогнозном потреблении электроэнергии (мощности) крупных потребителей на период до 2026 года приведены в таблице 30.

Таблица 30

Прогноз потребления электрической энергии крупными потребителями на территории ЯНАО на период до 2026 года

Потребитель	Показатель		Год					
	наименование	единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «Газпром добыча Ямбург» *(с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	435,175	439,527	443,922	448,362	452,845	457,374
	максимальное потребление мощности	МВт	82,61	83,36	83,84	84,16	84,49	89,84
ООО «Газпром добыча Уренгой» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	307,5	312,4	322,2	331,1	340,6	350,1
	максимальное потребление мощности	МВт	35,1	35,7	36,8	37,8	38,9	40
ООО «Газпром добыча Надым»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	51	51	51	51	51	51
	максимальное потребление мощности	МВт	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
ООО «Газпром трансгаз Сургут» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4
	максимальное потребление мощности	МВт	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	340,5	344,4	341	341	341	341
	максимальное потребление мощности	МВт	45,6	46,1	45,7	45,7	45,7	45,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» (в т.ч. Филиал «Газпромнефть - Муравленко»)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	2 668,6	2 716,3	2 660,9	2 658	2 620,7	2 572,2
	максимальное потребление мощности	МВт	304,6	310,1	303,8	303,4	299,2	293,6
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	370,3	370,3	370,3	370,3	370,3	370,3
	максимальное потребление мощности	МВт	48,2	48,2	48,2	48,2	48,2	48,2
ООО «Газпром переработка»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	326,1	326,1	326,1	326,1	326,1	326,1
	максимальное потребление мощности	МВт	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7
ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	35	35	57,8	86	172	516
	максимальное потребление мощности	МВт	8,9	8,9	15	20	60	103,5
Губкинский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	457,1	459,5	459,3	459	448,7	436
	максимальное потребление мощности	МВт	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9
Вынгапуровский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	173,1	175,2	173,8	172,5	171,1	169,8
	максимальное потребление мощности	МВт	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
Муравленковский ГПЗ – филиал АО	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	233,3	204,3	200,2	196,2	192,2	188,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
«СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5
ООО «РН-Пурнефтегаз» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	842,3	989,4	1 134,6	1 110,4	1 104,2	1 104,2
	максимальное потребление мощности	МВт	96,1	112,9	129,5	126,4	126,1	126,1
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	214,6	228,6	228,6	228,6	228,6	228,6
	максимальное потребление мощности	МВт	33,5	34,8	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	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6	32,6
В т.ч. от АО «Россети Тюмень»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1
	максимальное потребление мощности	МВт	3,7	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 АО «Интер РАО – Электроге- нерация» 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. АО «Арктикгаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	60,9	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
	максимальное потребление мощности	МВт	6,3	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
В т.ч. ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	97	102	107	113	118	124
	максимальное потребление мощности	МВт	14,3	14,9	15,6	16,4	17,1	18

* С учетом потребителей, работающих изолированно от ЕЭС России.

Примечание.

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

Перечень основных перспективных потребителей при базовом варианте развития.

В ЭЭС ЯНАО до 2026 года в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется присоединение следующих крупных потребителей:

- 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 КВЛ220 кВ Ермак – Исконная;

- ООО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 7МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство новой ПС110 кВ Роспан с сооружением ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбья-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;

- подключение энергопринимающих устройств ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» к ПС 220 кВ Славянская с суммарной максимальной мощностью 8 МВт;

- подключение энергопринимающих устройств ООО «Северный широтный ход» к ПС 110 кВ Голубика и к ПС 110 кВ Полярник с максимальной мощностью 3 МВт и 3 МВт соответственно;

- подключение новых потребителей микрорайона «Обдорский» г. Салехард максимальной мощностью 31,33 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство новой ПС110 кВ Шакуровская с сооружением ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Салехард – Северное Сияние -1, 2 цепь до ПС 110 кВ Шакуровская.

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

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО до 2026 года, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО до 2026 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 ЭЭС 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 ЭЭС России.

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) приведен в таблицах 31 – 32 и на схемах 20 – 21.

Таблица 31

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС ЯНАО до 2026 года, млн кВт·ч

Наименование показателя	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО						
Электропотребление	90 806	93 066	95 600	98 673	100 473	101 165
Собственная выработка	96 570	100 112	102 215	104 602	105 620	106 136
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Электропотребление	10 150	10 750	11 050	11 750	11 995	12 050
Собственная выработка	5 613	5 982	6 118	6 131	6 145	6 145
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	4 537	4 768	4 932	5 619	5 850	5 905

Таблица 32

Перспективный баланс мощности ЭЭС ЯНАО до 2026 года, МВт

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО						

1	2	3	4	5	6	7
Потребление мощности	12 018	12 341	12 684	13 032	13 303	13 393
Установленная мощность электростанций	17 350	17 370	17 370	17 390	17 398,1	17 418,1
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Потребление - всего	1 435	1 515	1 550	1 680	1 685	1 690
Установленная мощность электростанций - всего	1 032,67	1 032,67	1 032,67	1 032,67	1 032,67	1 032,67
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57
ПЭС Надым	24	24	24	24	24	24
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)	402,3	482,3	517,3	647,3	652,3	657,3

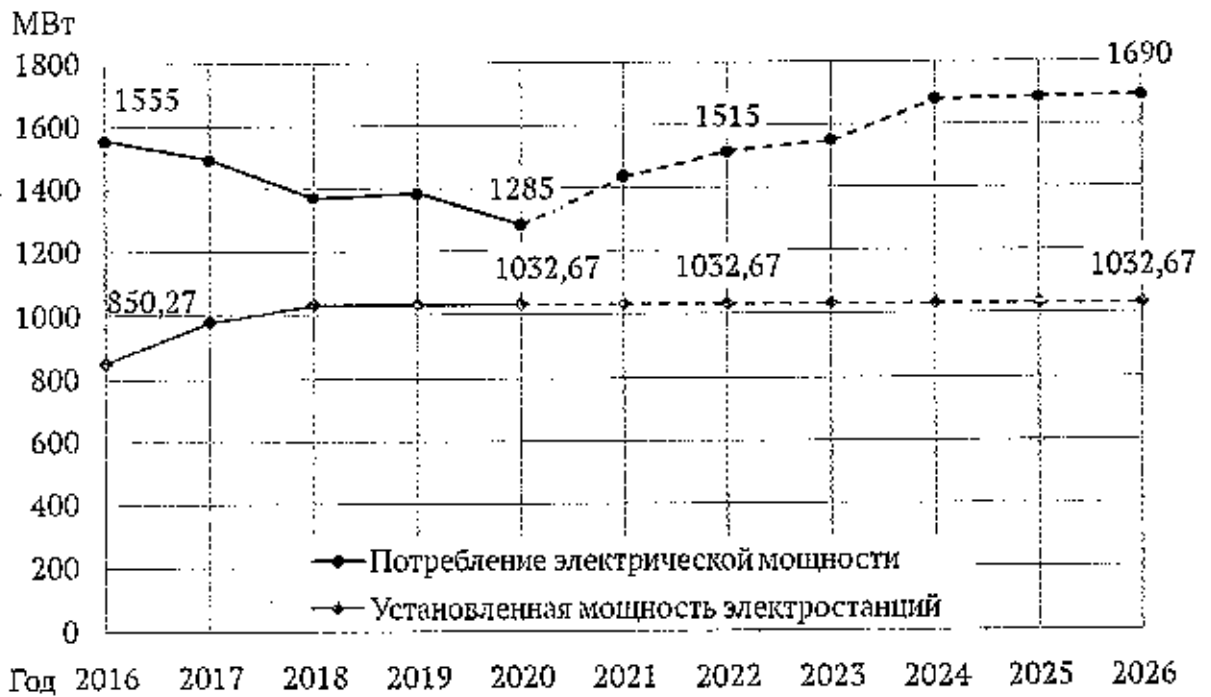


Схема 20. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО до 2026 года



Схема 21. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО до 2026 года

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на период 2021 – 2026 годов характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в том числе за счет ввода промышленного предприятия ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс».

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.

В рамках рассмотрения базового варианта развития ЭЭС ЯНАО до 2026 года учтены мероприятия по изменению генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЭЭС России. Ввод новых генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования отсутствует. Демонтаж генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования не выполняется.

4.3.2. Структура генерирующих мощностей.

В 2016 году введена в эксплуатацию и включена на параллельную работу с ЭЭС России Новоуренгойская ГТЭС установленной мощностью 120 МВт. Структура установленной мощности электростанций на ЭЭС ЯНАО на 2026 год приведена в таблице 34 и на схеме 22.

Таблица 34

Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2026 год, базовый прогноз, МВт

Показатель	Мощность
1	2
ПГУ	745,27
ГТУ	240,4
ПСУ	24
ГПГУ	23
Всего установленная мощность электростанций ЭЭС ЯНАО	1032,67

1	2	3	4	5	6	7	8
АО «Салехардэнерго» (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	75	75	75	75	75	75
	дизельное топливо	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
ООО «Северная ПЛЭС») (ПЭС Надым)	природный газ	68,5	68,5	68,5	68,5	68,5	68,5
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	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8
ООО «Газпром- добыча Уренгой» (ГТЭС Песцовая)	природный газ	22,4	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2

4.3.4. 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 2040 года (актуализация на 2021 год), утвержденной постановлением администрации МО город Салехард от 08 сентября 2020 года № 2347, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство котельной № 28/1 производительностью 15 Гкал/ч с последующей ликвидацией котельной № 28;

- строительство пиковой котельной на площадке ГТЭС Обдорск установленной мощностью 100 Гкал/ч с целью переключения тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельных № 10, 11, 13, 16, 21, с их последующей ликвидацией;

- строительство котельной ДЭС-2 для покрытия тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельных № 14, 22, с их последующей ликвидацией;

- техническое перевооружение пиковой котельной на территории ДЭС-1 с увеличением установленной мощности до 12,1 МВт (10,4 Гкал/ч);
- реконструкция котельной № 36 с увеличением установленной мощности до 57,73 Гкал/ч;
- техническое перевооружение котельной № 5 с увеличением установленной мощности до 20 МВт (17,2 Гкал/ч);
- техническое перевооружение котельной № 8 с увеличением установленной мощности до 30 Гкал/ч (35 МВт);
- техническое перевооружение котельной № 6 с увеличением установленной мощности до 8,6 Гкал/ч (10 МВт);
- техническое перевооружение котельной № 35 с увеличением установленной мощности до 60 Гкал/ч (69,78 Гкал/ч);
- строительство котельной № 12 мощностью 30 Гкал/ч (35 МВт);
- строительство котельной 128 для теплоснабжения потребителей в районе застройки квартала 01:34:04 (комплексное освоение территории);
- строительство котельной в микрорайоне Обдорский для теплоснабжения потребителей в районе застройки;
- строительство газовой блочно-модульной котельной (далее – БМК) установленной мощностью 1 МВт (0,86 Гкал/ч) в планировочном квартале 01:32:02 для теплоснабжения детского сада и магазина смешанных товаров.

МО город Новый Уренгой.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Новый Уренгой на перспективу до 2027 года, утвержденной постановлением администрации МО город Новый Уренгой от 22 декабря 2020 года № 579, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство новой БМК в микрорайоне Славянский, мощностью 25 Гкал/ч;
- техническое перевооружение котельной № 4 с увеличением мощности блока № 4/2 до 93,04 МВт (80 Гкал/ч), 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 16 октября 2020 года № П-1582, 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 БМК на 35 МВт в микрорайоне «10», в т.ч. затраты на проектно-изыскательские работы;
- строительство ЦТП 14 МВт (взамен котельной УТДС);
- строительство ЦТП 7 МВт (взамен ЦТП № 10);
- строительство ЦТП 18 МВт (взамен ЦТП № 27);
- строительство БМК 10 МВт (взамен котельных СУ-17, СУ-952);
- строительство БМК 8 МВт (взамен котельной МСАТП);
- строительство БМК 5 МВт (взамен котельной НГДУ ХН);

- строительство ЦТП 16 МВт (взамен ЦТП № 25);
- строительство ЦТП 14 МВт (взамен котельной УТДС);
- строительство ЦТП 6 МВт (взамен ЦТП № 8);
- строительство ЦТП 10 МВт (взамен ЦТП № 13);
- строительство ЦТП 5 МВт (взамен ЦТП № 22);
- строительство ЦТП 4 МВт (взамен ЦТП № 19);
- строительство ЦТП 7 МВт (взамен ЦТП № 26).

МО город Губкинский.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО город Губкинский на 2020 год и на перспективу до 2030 года (включительно), утвержденной постановлением администрации МО город Губкинский от 02 сентября 2019 года № 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 до 2032 года (корректировка), утвержденной постановлением администрации МО город Муравленко от 21 апреля 2020 года № 278, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство двух новых ЦТП в микрорайоне № 8.

МО город Лабытнанги.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО город Лабытнанги на 2020 год и на перспективу до 2034 года, утвержденной постановлением администрации МО город Лабытнанги от 30 июня 2020 года № 872, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция котельной N 8 Орбита с увеличением мощности на 15 Гкал/ч для покрытия нагрузок микрорайонов № 3 и № 3а;
- реконструкция котельной № 11 с увеличением установленной тепловой мощности до 28 Гкал/ч;
- строительство новой котельной № 13 в 2024 году в зоне действия старой котельной № 13;
- реконструкция котельной № 1 ДКВР с доведением ее установленной мощности до 88 Гкал/ч и установкой дополнительных водогрейных котлоагрегатов мощностью 30 Гкал/ч.

Красноселькупский район.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО село Красноселькуп, утвержденной постановлением администрации МО село Красноселькуп от 23 июня 2020 года № 67-ПС, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство газовой БМК мощностью 4 МВт в с. Красноселькуп.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Ратта на 2018 – 2030 годы, утвержденной постановлением администрации МО село Ратта от

31 мая 2019 года № 29-П, предусмотрено следующее мероприятие 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).

Муниципальный округ Надымский район ЯНАО.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Надым на 2014 год и на перспективу до 2028 года, утвержденной постановлением Администрации МО Надымский район от 29 апреля 2015 года № 216, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

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

Шурьшкарский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Мужевское, утвержденной постановлением администрации МО Мужевской от 19 октября 2020 года № 201, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство БМК установленной мощностью 20 МВт в с. Мужы;

- реконструкция котельной № 8 с увеличением производительности на 6 МВт;

- реконструкция ДЭС в с. Мужы с увеличением производительности на 3,4 МВт и оборудованием модуля пиковых водогрейных котлов.

Согласно схеме теплоснабжения МО Шурьшкарское на период до 2035 года, утвержденной постановлением Администрации МО Шурьшкарское от 12 августа 2020 года № 45, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

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

Согласно схеме теплоснабжения МО Лопхаринское на период 2035 года (актуализация на 2021 год), утвержденной постановлением Администрации МО Лопхаринское от 14 декабря 2020 года № 98, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

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

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО Горковское на период до 2035 года, утвержденной постановлением администрации МО

Горковское от 15 декабря 2020 года № 118, предусмотрены следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство котельной в с. Горки установленной мощностью 8 МВт.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО Овгортское на период до 2035 года, утвержденной постановлением администрации МО Овгортское от 01 июня 2020 года № 36, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство котельной расчетной мощностью 5 Гкал/ч;
- строительство котельной расчетной мощностью 0,2 Гкал/ч.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Питляр на 2014 год и на перспективу до 2028 года с актуализацией на 2019 год, утвержденной постановлением Администрации МО село Питляр от 21 января 2019 года № 03, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство котельной установленной мощностью 5 МВт.

Муниципальный округ Тазовский район ЯНАО.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО село Антипаюта на период 2021-2032 годов, утвержденной постановлением Администрации МО село Антипаюта от 02 июля 2020 года № 76, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительно-монтажные работы по установке 2 (двух) дополнительных котлоагрегатов суммарной мощностью не менее 2 Гкал/ч.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Гыда на период до 2033 года (актуализация), утвержденной постановлением Администрации МО село Гыда от 30 декабря 2019 года № 158, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- модернизация котельной № 1 с увеличением мощности путем замены котла КВЖ- 1,8 на котел мощностью 1,5 МВт;
- модернизация котельной № 2 с увеличением мощности путем замены котла ВК-21 на новый котел мощностью 2 МВт.

Согласно схеме теплоснабжения МО поселок Тазовский, утвержденной постановлением администрации МО поселок Тазовский от 16 декабря 2019 года № 302, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция котельной «Темпакс» с увеличением тепловой мощности на 6 МВт (2 котла по 3 МВт) и внедрением комплексной автоматизации;
- строительство котельной 25 МВт на территории котельной № 7 «Совхоз» с возможностью расширения до 40 МВт.

Муниципальный округ Пуровский район ЯНАО.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО Пуровское на 2020 год и на период до 2028 года, утвержденной постановлением администрации МО Пуровское от 27 февраля 2019 года № 25, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство БМК мощностью 5 МВт (4,3 Гкал/ч) в с. Сьвдарма;

- строительство 2-го блока котельной № 3 поселок 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 июня 2019 года № 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, 2 в поселке Пурпе;

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

- строительство новой котельной в поселке Пурпе с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 6, 8;

- строительство новой БМК в районе котельной № 9 в поселке Пурпе;

- строительство новой котельной в микрорайоне Ямальский-2 в поселке Пурпе;

- увеличение мощности новой котельной в районе котельной № 2 в поселке Пурпе.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО поселок Ханымей на 2020 года и на перспективу до 2030 года, утвержденной постановлением Администрации МО поселок Ханымей от 02 апреля 2019 года № 051, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- установка новых водогрейных котлов мощностью 10 Гкал/ч (3 единицы) и 5 Гкал/ч (2 единицы) в поселке 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 апреля 2018 года № 04-ПГ, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- строительство БМК на территории базы отдыха мощностью 3 Гкал/ч в деревне Харампур.

Приуральский район.

Согласно актуализированной на 2021 год схеме теплоснабжения МО Белоярское на 2014 год и на перспективу до 2037 года, утвержденной постановлением администрации МО Белоярское от 16 апреля 2020 года № 41, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство котельной в с. Белоярск установленной мощностью 17,5 Гкал/ч;

- строительство БМК в общественной застройке деревни Лаборовая установленной мощностью 2,1 Гкал/ч;

- строительство БМК в поселке Щучье установленной мощностью 2,58 Гкал/ч;

- строительство ДЭС с. Белоярск с системой когенерации мощностью 4,4 МВт.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО поселок Харп на 2020 год и на перспективу до 2035 года, утвержденной решением собрания депутатов 4 созыва МО гпг Харп от 04 июня 2020 года № 22, предусмотрено следующее мероприятие по развитию источников тепловой энергии:

- перевод парового котельного агрегата ДЕ-25/14 №3 в водогрейный режим».

МО Ямальский район.

Согласно актуализированной схем теплоснабжения МО Яр-Салинское на период с 2020 до 2036 года (актуализация на 2021 год), утвержденной постановлением Администрации МО Ямальский район от 04 декабря 2020года № 1123, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство ДЭС тепловой мощностью не менее 6 МВт с системой утилизации тепла в районе котельной № 3 по ул. Мира 38 с. Яр-Сале, в т.ч. ПИР;

- реконструкция системы утилизации тепла ДЭС 8,8 МВт, с. Яр-Сале, в т.ч. ПИР.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО село Сеяха на период с 2020 до 2036 года (актуализация на 2021 год), утвержденной постановлением Администрации МО Ямальский район от 04 декабря 2020 года № 1128, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция котельной № 1 «Паку» с увеличением мощности до 8 МВт;

- реконструкция котельной № 4 «Энергоцентр» с увеличением мощности на 6 МВт.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО село Салемал на период с 2020 до 2036 года (актуализация на 2021 год), утвержденной постановлением Администрации МО Ямальский район от 04 декабря 2020 года № 1125, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство новой котельной мощностью 6МВт;

- реконструкция котельной «КАТ 3,8Ж» с увеличением мощности.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения МО село Новый Порт на период с 2020 до 2036 года (актуализация на 2021 год), утвержденной постановлением Администрации МО Ямальский район от 04 декабря 2020 года № 1126, предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство ГПА тепло-энерго централи мощностью 4,5 МВт;

- строительство котельной 10 МВт.

4.4. Прогноз возможных объемов развития энергетики ЯНАО на основе ВИЭ и местных видов топлива.

4.4.1. Ветроэнергетика.

В соответствии со Схемой размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования ВИЭ на территории РФ, утвержденной приказом Минэнерго России от 29 июля 2011 года № 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 23.

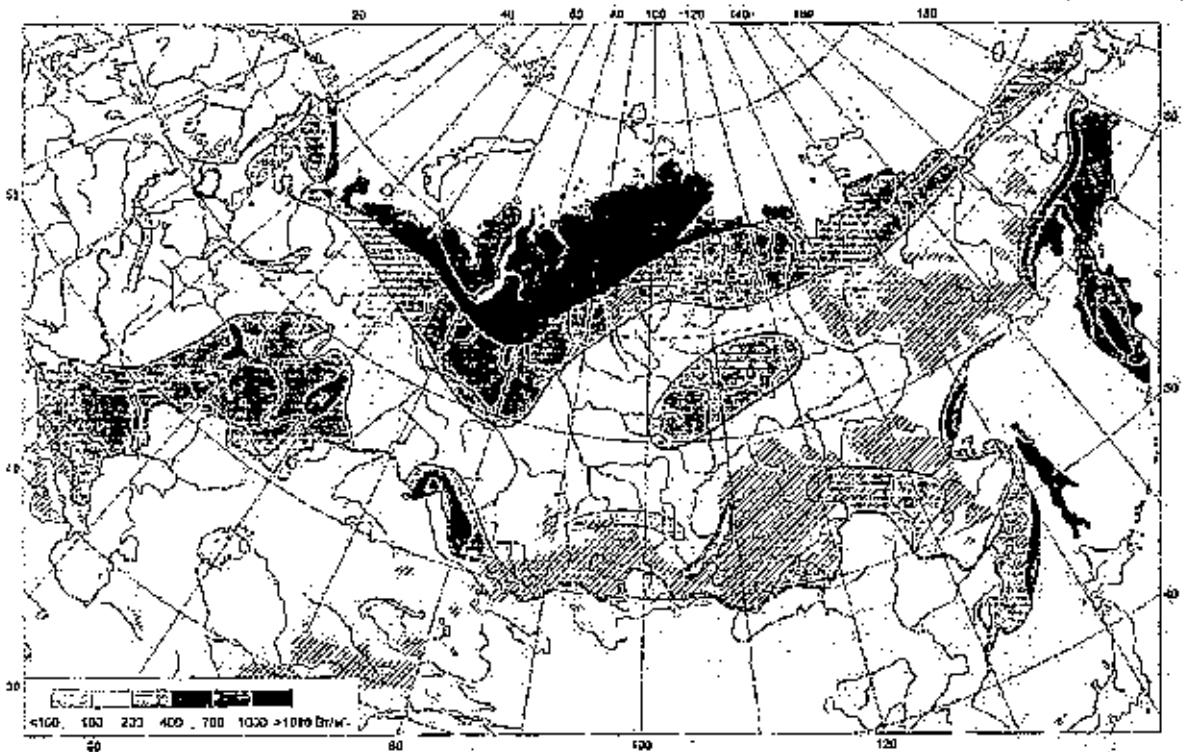


Схема 23. Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м²) на высоте 100 метров

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

Суммарная годовая выработка электрической энергии в указанных населенных пунктах – 59,2 млн кВт·ч, что составляет 8% от всей электрической энергии, вырабатываемой в изолированных энергосистемах. Общий объем потребляемого дизельного топлива составляет 15,5 тыс. тонн или 33% 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 сентября 2016 года № ВК-9484/09 для использования в арктических территориях рекомендованы ветроэлектрические установки следующих производителей: Vergnet (Франция), KomahaltecInc. (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 октября 2009 года № 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 электростанций, основанных на энергии приливов (приливные электростанции). Однако у данного типа электростанции присутствует существенный недостаток – изменяющаяся в течение суток мощность. Данный недостаток требует обязательной работы электростанции параллельно с энергосистемой либо резервирование электростанции работой иных электростанций и, как следствие, дополнительное сетевое строительство, что повышает стоимость возведения станции и ее инфраструктуры и снижает выгоду от дешевизны энергии, вырабатываемой станцией.

4.4.4. Солнечная энергетика.

Данный вид энергетике основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетике в ЯНАО определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, от погоды и времени суток и необходимости очистки панелей от снега

и пыли. На схеме 24 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории РФ.



Схема 24. 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 1700 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на схеме 25.



Схема 25. Карта продолжительности солнечного сияния

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

4.4.5. Биоэнергетика.

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

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2021 – 2026 годы, учитывающие перспективный прогноз электроэнергии (мощности), соответствующий СиПР ЭЭС.

Перспективный баланс электрической энергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2021–2026 годы приведен в таблицах 36 и 37.

Таблица 36

Перспективный баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО
на период 2021 – 2026 годов

Показатель	Единица измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7	8
Электропотребление	млн кВт·ч	10 150	10 750	11 050	11 750	11 995	12 050
Собственная выработка	млн кВт·ч	5 613	5 982	6 118	6 131	6 145	6 145
Среднегодовые темпы прироста электропотребления	%	8,5	5,9	2,8	6,3	2,1	0,5
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	млн кВт·ч	4 537	4 768	4 932	5 619	5 850	5 905

Таблица 37

Перспективный баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО
на период 2021 – 2026 годов, МВт

Показатель	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7

1	2	3	4	5	6	7
Потребление всего	1 435	1 515	1 550	1 680	1 685	1 690
Установленная мощность электростанций, всего	1 032,67	1 032,67	1 032,67	1 032,67	1 032,67	1 032,67
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57
ПЭС Надым	24	24	24	24	24	24
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)	402,3	482,3	517,3	647,3	652,3	657,3

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2021 – 2026 годы характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в основном за счет ввода промышленного предприятия ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс» (110 МВт) и технологического присоединения объектов АО «Тюменнефтегаз». Рост электропотребления покрывается за счет выработки действующих электростанций и перетоков мощности из ЭЭС ХМАО.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) на 2021 – 2026 годы сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо-перетоков из ЭЭС ХМАО.

4.6. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов.

4.6.1. Электрические расчеты режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2021 – 2026 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО при нормативных возмущениях в электрической сети 110–500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2021 – 2026 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

Согласно ГОСТР58670-2019 «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 и зимних минимальных нагрузок – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 41°C;

- режим зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок – при расчетной температуре воздуха согласно приложению А к ГОСТ Р 58670-2019 – 0°C;

- режим летних максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30°C;

- режим летних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 17°C.

Нормативные возмущения определены согласно требованиям к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденным приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630.

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

При формировании коэффициентов совмещения/вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы.

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.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на перспективу развития 2021 – 2026 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 38.

Перечень объектов электросетевого строительства на территории ЭЭС ЯНАО
до 2026 года

№ 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 110 кВ Роспан с ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха-1,2	2х11	2х10	2021	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»
2.	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с КВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное I, II цепь	2х1,394	2х16	2022	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
3.	Строительство ПС 110 кВ Русская с КВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская I, II цепь	2х68,633	2х80	2022	
4.	Строительство ЛЭП 220 кВ Исконная – Ермак ориентировочной протяженностью 134,6 км (1х134,6 км)	134,6		2024	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
5.	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява трансформаторной мощностью 500 МВА (2х250 МВА)		2х250	2024	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
6.	ЛЭП 220 кВ Ермак - Тасу Ява I, II цепь ориентировочной протяженностью 137,3 км (2х68,6 км) (перевод КВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак - Русская I, II цепь на номинальный класс напряжения 220 кВ с присоединением к РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ермак и	2х68,6		2024	«Тюменнефтегаз»

1	2	3	4	5	6
	ПС 220 кВ ТасуЯва)				
7.	Сооружение ЛЭП 110 кВ ТасуЯва – Русская I, II цепь	2x0,2		2024	
8.	Сооружение ПС 110 кВ ПК-1 с двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал - ПК1 - 1, 2	2x119	2x63	2022	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз»
9.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГТЭС – ЗГТЭС во вновь сооружаемые ячейки 110 кВ ПС 220 кВ Ермак (в соответствии с утвержденными ТУ на ТП)	2x18		2022	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Газпром добыча Ямбург»
10.	Строительство ПС 110 кВ Шакуровская с ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Салехард – Северное Сияние -1, 2 цепь	2x0,5	2x40	2022	технологическое присоединение энергопринимающих устройств НО «Фонд жилищного строительства Ямало-Ненецкого автономного округа»
11.	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
12.	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

1	2	3	4	5	6
					причин аварий 24.09.2019 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора
13.	Реализация мероприятий по исключению пляски проводов и грозотросов на I и II цепях ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург с отпайками	44,5	-	2020*	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

* Мероприятие выполнено в 2020 году (акт рабочей комиссии о приемке оборудования после индивидуального испытания для комплексного опробывания от 10 декабря 2020 года № ТР2000.VL.0029/1).

4.6.2. Анализ электроэнергетических режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2021 – 2026 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО при нормативных возмущениях в электрической сети 110–500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2021 – 2026 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

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.

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 - 2026 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 электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений;

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;

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 отключение нагрузки потребителей для ликвидации токовой перегрузки не требуется.

Мероприятия.

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

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Надым - Уренгой наблюдается в летних максимальных нагрузках 2021 года (при +30 С) 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 ДДТН (ДДТН/АДТН 573 А).

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

Действие АОПО 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).

4.6.3. Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по итогам расчетов и анализа перспективных электроэнергетических режимов.

Мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электроэнергетических режимов в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной

вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений отсутствуют.

4.6.4. Перспективные планы (по информации ИОГВ) по развитию 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:

1) Подключение энергорайона г. Лабитнанги и пгт Харп со следующими нагрузками:

- существующая нагрузка г. Лабитнанги и пгт Харп – 30 МВт;
- перспективная нагрузка г. Лабитнанги – 20 МВт.

2) 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 и подключение следующих объектов (подключение предварительно рассматривается на напряжении 35 кВ):

- ПС 220 кВ Ныда с установкой трансформаторов 2x10 МВА с максимальной нагрузкой 7,1 МВт (2022 год) с подключением шлейфовым заходом в ВЛ 220 кВ Надым–Уренгой (протяженность, марка и сечение провода определяется проектом);

- ПС 35/10 вблизи ж.д. станции Обская на участке Чум – Обская. По информации АО «Россети Тюмень» присоединение ПС 35 кВ Обская планируется к шинам 35 кВ вновь строящейся ПС 110 кВ Лабитнанги. Мощность вновь устанавливаемых трансформаторов – 2x6300 кВА, максимальная мощность энергопринимающих устройств – 5 800 кВт. Плановый срок строительства – 2025 год;

- на участке Пангоды – Новый Уренгой – Коротчаево предусматривается следующее электросетевое строительство ПС 110/35 кВ № 1 с прогнозной нагрузкой 3,6 МВт (2022 год) и РП 35 кВ с прогнозной нагрузкой 5,45 МВт (2022 год) вблизи ПС 110 кВ Опорная;

- в районе ж.д. станции Татаринцево планируется присоединение энергопринимающих устройств с нагрузкой 5,85 МВт.

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

Варианты 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 декабря 2004 года № 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».

В соответствии с информацией Филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» планируется вывод из эксплуатации ПС 110/35/6 кВ Головная с 01.11.2021.

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

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России, в рамках рассмотрения базового прогноза потребления мощности 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 2021 – 2026 годов.

В таблице 39 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110кВ и выше в 2021 – 2026 годах с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов. В таблице 39 для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов).

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС
ЯНАО на период 2021 – 2026 годов

Наименование	Единицы измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 – 2026 годы	Всего за период 2021 – 2026 годов
1	2	3	4	5	6	7	8
Базовый вариант развития							
ВЛ 500 кВ	км		-	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ	км		-	-	271,8	-	271,8
ВЛ 110 кВ	км	17,6	414,05	-	0,4	-	432,05
АТ 500/220 кВ	МВА		-	-	-	-	-
АТ 220/110 кВ	МВА		-	-	500	-	500
Т 110 кВ	МВА	20	318	-	-	-	338

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) МО город Лабытнанги;
- 2) МО Красноселькупский район:
 - село Красноселькуп;
- 3) МО муниципальный округ Надымский район ЯНАО:
 - село Ныда;
 - село Нори;
 - село Кутошьюган;
- 4) МО Приуральский район:
 - село Аксарка;
 - село Белоярск;
 - пгт Харп;
 - село Харсаим;
- 5) МО муниципальный округ Тазовский район ЯНАО:
 - село Газ-Сале;
 - поселок Тазовский;
- 6) МО 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. Харсайм, 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 неэффективен, 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 эффективности⁵;

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.

Данные предложения носят рекомендательный характер и требуют детальной проработки в рамках отдельной работы.

В связи с перспективным приростом нагрузок в городе Лабытнанги, а также в целях замещения неэффективной дизельной генерации, филиалом ПЭС «Лабытнанги» ПАО «Передвижная энергетика» ведется разработка технико-экономического обоснования по замещению дизельной генерации.

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»⁶, внесенного приказом Минстроя России от 06 октября 2014 года № 597/пр в Федеральный реестр сметных нормативов для мероприятий на объектах МЭС Урала;

- сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК»⁷ 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»⁸;

- данных о стоимости по объектам-аналогам.

⁵ Оценка финансовых последствий для участника, реализующего инвестиционный проект.

⁶ Сборник утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09 июля 2012 года № 385 (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 № 477).

⁷ Сборник утвержден приказом ОАО «Холдинг МРСК» от 20 сентября 2012 года № 488.

⁸ Сборник утвержден и введен в действие Федеральным центром ценообразования в строительстве и промышленности строительных материалов (Экспертное заключение № 01-020-04/10-2006 от 04 декабря 2006 года).

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 40.

Таблица 40

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 ⁹	4,81
Индексы изменения сметной стоимости СМР (к ФЕР-2001) ¹⁰	
Воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами	7,46
Прочие объекты	9,5
Пусконаладочные работы	40,91
Индекс изменения сметной стоимости проектно-изыскательских работ ¹¹	-

В стоимость строительства ВЛ включены затраты, учитывающие усложняющие условия строительства – затраты на вырубку и подготовку просеки, устройство лежневых дорог¹², 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 41.

⁹ Письмо Минстроя России от 20 февраля 2020 года № 6369-ИФ/09.

¹⁰ Письмо Минстроя России от 20 марта 2020 года № 10379-ИФ/09.

¹¹ Индексы на I квартал 2020 года на проектно-изыскательские работы Минстроем РФ не сообщены.

¹² Устройство лежневых дорог принималось условно на участке в размере 20% протяженности ВЛ свыше 20 км.

Таблица 41

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 II кв. 2021 года, млн руб. с НДС*
			цепность к км	МВА	Мвар						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
АО «Россети Тюмень»											
1.	Строительство ПС 110 кВ Роспан с ВЛ 110 кВ 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)	2х11	2х10		2021	2021	АО «Россети Тюмень»	технологическое присоединение АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»	88,04	944,4
2.	Строительство ПС 110 кВ Шакуровскаяс ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Салехард-Северное Сияние-1, 2 цепь		2х0,5	2х40		2022			технологическое присоединение энергопринимающих устройств НО «Фонд жилищного строительства ЯНАО»	466,33	570,84
АО «Тюменьнефтегаз»											
3.	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с КВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное I, II цепь		2х1,394	2х16		2022		АО «Тюменьнефтегаз»	технологическое присоединение АО «Тюменьнефтегаз»	600,24	734,79
4.	Строительство ПС 110 кВ Русская с КВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская I, II цепь		2х68,633	2х80		2022		АО «Тюменьнефтегаз»		2 741,85	3 355,98

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.	Строительство ЛЭП 220 кВ Исконная - Ермак ориентировочной протяженностью (1х134,6 км)		134,6			2024		АО «Тюменнефтегаз»	технологическое присоединение АО «Тюменнефтегаз»	нет данных	2 290,64
6.	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява трансформаторной мощностью 500 МВА (2х250 МВА)			2х250	2х25 (УШР) 4х25 (БСК)	2024		АО «Тюменнефтегаз»	технологическое присоединение и АО «Тюменнефтегаз»	нет данных	2 032,05
7.	ЛЭП 220 кВ Ермак - Тасу Ява I, II цепь ориентировочной протяженностью 137,3 км (2х68,6 км) (перевод КВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак - Русская I, II цепь на номинальный класс напряжения 220 кВ с присоединением к РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ермак и ПС 220 кВ Тасу Ява)		2х68,6			2024		АО «Тюменнефтегаз»		нет данных	2 615,09
8.	Сооружение ЛЭП 110 кВ Тасу Ява - Русская I, II цепь		2х0,2 ¹³			2024		АО «Тюменнефтегаз»		4,35	5,33
ООО «СевКомНефтегаз»											
9.	Сооружение ПС 110 кВ ПК-1 с двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал - ПК1 - 1,2		2х119	2х63		2022		ООО «СевКомНефтегаз»	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз»	2 671,32	3 269,77
ООО «Газпром энерго»											

¹³ Протяженность ВЛ 110 кВ требуется уточнить при проектировании.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГТЭС – ЗИТЭС во вновь сооружаемые ячейки 110 кВ ПС 220 кВ Ермак (в соответствии с утвержденными ТУ на ТП)		2x18			2022		ООО «Газпром энерго»	технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Газпром Добыча Ямбург»	284,34	348,02
Противоаварийные мероприятия											
11.	Реализация мероприятий по исключению пляски проводов и грозотросов на ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – Ямбургская ГТЭС с отпайкой на ПС ЯГП-2В	реконструкция ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС с отпайвлением на ПС ЯГП-2В (замена 264 опор, 65,5 км провода)	65,5			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	966,73
12.	Реализация мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 220 кВ Надым – Салехард № 1, 2 в условиях воздействия ветровых нагрузок и образования ГИО	проектирование «Реконструкция ВЛ 220 кВ Надым – Салехард – 1, 2 (комплекс поддерживающих мероприятий)»				2023		АО «Россети Тюмень»	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	нет данных	21,94

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13.	Реализация мероприятий по исключению замыки проводов и грозотросов на I и II цепях ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург с отпайками		44,5			2020**		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	414,33

* Для объектов, стоимость которых принята на основании СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы, ИПР ПАО «ФСК ЕЭС» (утвержденной приказом Минэнерго России № 34@ от 30 декабря 2020 года), ИПР АО «Тюменьэнерго» (утвержденной приказом Минэнерго России № 29@ от 28 декабря 2020 года), указана оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн руб. с НДС).

** Мероприятие выполнено в 2020 году (акт рабочей комиссии о приемке оборудования после индивидуального испытания для комплексного опробования от 10 декабря 2020 года № ТР2000.VL.0029/1).

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 – 2026 годы

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2022 – 2026 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 01.01.2021 электрические станции мощностью более 5 МВт;

- действующие по состоянию на 01.01.2021 года электрические сети 110 кВ и выше;

- электрические станции, электрические сети 110 кВ и выше, ввод которых запланирован в 2021 – 2026 годах, с выделением соответствующими условными обозначениями.

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2022 – 2026 годы.
 Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше ЯНАО

