



**ПРАВИТЕЛЬСТВО
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ**

РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 22 июля 2016 года № 398-рп

Ханты-Мансийск

**Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры
на период до 2021 года**

В соответствии с пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»:

Утвердить прилагаемую схему и программу развития электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период до 2021 года.

Настоящее распоряжение вступает в силу с 1 января 2017 года.

Первый заместитель
Губернатора Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры



Г.Ф.Бухтин

Приложение
к распоряжению Правительства
Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры
от 22 июля 2016 года № 398-рп

**Схема и программа
развития электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного
округа – Югры на период до 2021 года**

1. Введение

Схема и программа развития электроэнергетики (далее – СиПРЭ) Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (далее также – автономный округ) утверждается с целью обеспечения развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций и создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры для социально-экономического и экологически ответственного использования энергии и энергетических ресурсов в автономном округе.

Задачами СиПРЭ являются:

обеспечение надежного функционирования электрической сети номинальным классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы на территории автономного округа в долгосрочной перспективе;

обеспечение баланса между производством и потреблением электроэнергии и мощности в энергосистеме на территории автономного округа, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.

СиПРЭ сформирована на принципах:

применения новых технологических решений при формировании долгосрочных СиПРЭ;

скоординированности СиПРЭ и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

скоординированного развития магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

публичности и открытости государственных инвестиционных стратегий и решений.

СиПРЭ сформирована на основании:

Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016–2022 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 01.03.2016 № 147 (далее – СиПР ЕЭС России 2016-2022);

прогноза потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период по территории автономного округа, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС» и соответствующий СиПР ЕЭС России 2016-2022;

сведений о заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для энергосистемы на территории автономного округа, а также предложений сетевых организаций и уполномоченного органа исполнительной власти автономного округа по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории автономного округа;

инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, осуществляющих свою деятельность на территории автономного округа;

фактических нагрузок максимума и минимума летнего и зимнего контрольного замеров 2015 года.

СиПРЭ автономного округа разработана в соответствии с:

Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Дополнительно при разработке СиПРЭ автономного округа использовалась «Комплексная программа перспективного развития электрических сетей субъектов Российской Федерации Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа, Тюменской области напряжением 35 кВ и выше на пятилетний период (до 2020 года)».

Сокращения

А – ампер;

АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;

АТ – автотрансформатор;

АТГ – автотрансформаторная группа;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

В – выключатель;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии;

ВРП – валовой региональный продукт;

Гкал – гигакалория;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

д. – деревня;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
КЛ – кабельная линия;
КПД – коэффициент полезного действия;
ЛЭП – линия электропередачи;
МВА – мегавольтампер;
Мвар – мегавар;
МВт – мегаватт;
мкр – микрорайон;
млн – миллион;
млрд – миллиард;
МО – муниципальное образование;
м.р. – месторождение
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МЭС – магистральные электрические сети;
НДС – налог на добавленную стоимость;
ОАО – открытое акционерное общество;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
отп. – отпайка линии электропередачи;
ПГУ – парогазовая установка (электростанция);
пос. – поселок;
ПНС – подкачивающая насосная станция;
ПП – переключательный пункт;
ППУ – пенополиуретан;
ПС – подстанция;
ПСУ – паросиловая установка;
р. – река;
Р – реактор;
р.п. – рабочий поселок;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РП – распределительный пункт;
с. – село;
сек. – секция;
СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;
СНГ – Содружество Независимых Государств;
США – Соединенные Штаты Америки;
СШ – система шин;
Т – трансформатор;
ТГ – турбогенератор;
т у.т. – тонны условного топлива;
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;
ТЭС – теплоэлектростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ЦТП – центральный тепловой пункт;
ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;
ЭЭ – электроэнергия;

$I_{ддтн}$ – длительно допустимое значение токовой нагрузки в нормальной (ремонтной схеме);

$I_{адтн}$ – аварийно допустимое значение токовой нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях;

$I_{расч}$ – значение расчетной токовой нагрузки;

$I_{ном}$ – номинальный ток;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

$S_{ном}$ – номинальная мощность.

Общая характеристика Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Географические особенности региона

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра – субъект Российской Федерации, входит в состав Уральского федерального округа. Административный центр округа – город Ханты-Мансийск. Автономный округ расположен в срединной части России и Евразийского материка. С запада на восток территория региона простирается на 1400 км от восточных склонов Северного Урала почти до берегов р. Енисей; с севера на юг – на 900 км от Сибирских Увалов до Кондинской тайги. На севере округ граничит с Ямало-Ненецким автономным округом, на северо-западе – с Республикой Коми, на юго-западе – со Свердловской областью, на юге – с Тюменской областью, на юго-востоке – с Томской областью и Красноярским краем.

Большая часть территории автономного округа 397,15 тыс. кв. км (74,26 %) приравнена к районам Крайнего Севера, 137,65 тыс. кв. км (25,74 %) относятся к территории Крайнего Севера.

Автономный округ расположен в зоне таежных лесов и болот. Рельеф региона разнообразен, на его территории равнины, предгорья и горы. Высшие точки – гора Народная (1895 м) на Приполярном Урале, и гора Педы (1010 м) на Северном Урале.

В округе расположено около 300 тыс. озер, протекают две крупные реки: Обь, протяженностью 3650 км и ее приток Иртыш, длина которого 3580 км. Притоки этих рек также соизмеримы с крупными водными артериями. Реки округа имеют низкую скорость течения, характеризуются весенне-летними разливами и паводками. Треть территории округа занимают болота.

Климатические особенности региона

Климат округа, умеренный континентальный. Отличается резкой переменной погоды весной и осенью, перепадами температур в течение суток. Зимы продолжительные, снежные и холодные. Морозы могут установиться на несколько недель при температуре воздуха ниже минус 30 градусов. Лето короткое и теплое.

На формирование климата существенное влияние оказывают защищенность территории с запада Уральским хребтом и открытость территории с севера, способствующая проникновению холодных арктических масс, а также равнинный характер местности с большим количеством рек, озер и болот.

Административно-территориальное деление региона

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра разделен на 9 районов, 13 городов окружного значения, 23 поселка городского типа, 60 сельских поселений.

Общая площадь составляет 534,8 тыс. км².

За 50 лет численность населения в регионе достигла к 1 января 2015 года 1 612 076 человек. Распределение населения по территории автономного округа приведено в таблице 1.

Таблица 1. Населенные пункты, численность населения которых свыше 10 тысяч по состоянию на 01.01.2015

Оценка численности постоянного населения на 1 января 2015 г.	все население (человек)	в том числе:	
		городское	сельское
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	1612076	1485375	126701
Городской округ город Ханты-Мансийск	95353	95353	
г. Ханты-Мансийск	95353	95353	
Городской округ город Когалым	62328	62191	137
г. Когалым	62191	62191	
Городской округ город Лангепас	42956	42956	
г. Лангепас	42956	42956	
Городской округ город Мегион	56104	56104	
г. Мегион	49063	49063	
пгт. Высокий	7041	7041	
Городской округ город Нефтеюганск	125368	125368	
г. Нефтеюганск	125368	125368	
Городской округ город Нижневартовск	268456	268456	
г. Нижневартовск	268456	268456	
Городской округ город Нягань	56617	56617	
г. Нягань	56617	56617	
Городской округ город Покачи	17731	17731	
г. Покачи	17731	17731	
Городской округ город Пыть-Ях	41005	41005	
г. Пыть-Ях	41005	41005	
Городской округ город Радужный	42911	42911	
г. Радужный	42911	42911	
Городской округ город Сургут	340845	340845	
г. Сургут	340845	340845	
Городской округ город Урай	40361	40361	
г. Урай	40361	40361	
Городской округ город Югорск	36327	36327	
г. Югорск	36327	36327	
Белоярский муниципальный район	29683	20271	9412
Березовский муниципальный район	23862	15096	8766
Кондинский муниципальный район	32073	22335	9738
Нефтеюганский муниципальный район	44709	26168	18541
Нижневартовский муниципальный район	35779	28558	7221
Октябрьский муниципальный район	29567	15374	14193
Советский муниципальный район	48498	45307	3191
Сургутский муниципальный район	121816	86041	35775
Ханты-Мансийский муниципальный район	19727		19727

Структура экономики

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра является основным нефтегазоносным районом России и одним из крупнейших нефтедобывающих регионов мира, относится к регионам-донорам России и лидирует по ряду основных экономических показателей:

I место – по добыче нефти;

I место – по производству электроэнергии;

II место – по объему промышленного производства;

II место – по добыче газа;

II место – по поступлению налогов в бюджетную систему;

III место – по объему инвестиций в основной капитал.

Предварительные итоги за 2015 год характеризуют устойчивое социально-экономическое положение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Автономный округ входит в число субъектов-лидеров Российской Федерации с наилучшими демографическими показателями (по коэффициенту рождаемости 9 место, по коэффициенту естественного прироста населения 6 место).

В автономном округе проводится инвестиционная политика. Решена поставленная Президентом Российской Федерации задача по достижению 25,0 % доли инвестиций в ВРП, при этом инвестиции на душу населения в автономном округе в 5 раз превышают среднероссийский показатель.

Выходят на проектную мощность перспективные инфраструктурные и промышленные объекты. Среди них: Няганская ГРЭС, Южно-Приобский газоперерабатывающий завод, уникальный тепличный комплекс «Агрофирма» в д. Ярки Ханты-Мансийского района, введены в эксплуатацию энергоблоки Нижневартовской ГРЭС и Сургутской ГРЭС-2.

Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по полному кругу организаций-производителей промышленной продукции за январь-декабрь 2015 года – 3368,3 млрд рублей.

В структуре промышленного производства добыча полезных ископаемых занимает 81,7 %, обрабатывающее производство – 12,2 %, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 6,1 %.

Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами организаций-производителей по виду деятельности «Добыча полезных ископаемых» составил 2752,5 млрд рублей, индекс производства – 97,3 % к соответствующему периоду 2014 года.

В 2014 году в автономном округе добыто 250,2 млн тонн нефти и 32,2 млрд куб. метров газа.

Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг организаций-производителей по виду деятельности «Обрабатывающие производства» составил 409,9 млрд рублей, индекс производства – 101,0 % к соответствующему периоду 2014 года.

Наибольший удельный вес 83,3 % в структуре обрабатывающего сектора производства занимают организации по производству нефтепродуктов. В январе – декабре 2015 года:

на нефтеперерабатывающих предприятиях переработано 5,9 млн тонн нефти, снижение 0,9 %;

на газоперерабатывающих предприятиях – 24,6 млрд куб. м попутного нефтяного газа, рост 1,1 %;

на заводе стабилизации газового конденсата – 9,1 млн тонн газового конденсата, рост 6,2 %.

Переработка углеводородов в автономном округе осуществляется на 9 газоперерабатывающих комплексах и на заводе стабилизации газового конденсата, на 6 нефтеперерабатывающих предприятиях.

Основной объем дизельного топлива (75,2 %), бензина газового стабильного (93,2 %) и авиационного керосина (70,1 %) в автономном округе производит ООО «Нижневартовское нефтеперерабатывающее объединение».

Основной объем автомобильного бензина (72,8 %) производит установка первичной переработки нефти ТПП «Когалымнефтегаз».

Основная доля (68,4 %) в общем объеме переработки нефтяного газа приходится на Управление по переработке газа ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Белозерный ГПК», ООО «Нижневартовский ГПК».

Переработка газового конденсата осуществляется на Сургутском заводе стабилизации газового конденсата (ЗСГК), который остается лидером по объему производства светлых нефтепродуктов. На заводе увеличилось производство автомобильного бензина на 5,1 %, дизельного топлива на 2,7 %, сжиженного газа на 3,0 %, широкой фракции легких углеводородов 3,6 %.

Около 95,0 % автомобильного бензина, произведенного в автономном округе, приходится на Сургутский ЗСГК.

Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг организаций-производителей по виду деятельности «Производство и распределение электроэнергии газа и воды» составил 205,9 млрд рублей, индекс производства – 96,4 % к соответствующему периоду 2014 года.

Предприятиями электроэнергетики автономного округа, работающими синхронно с ЕЭС России в январе-декабре 2015 года выработано 88,23 млрд кВт ч, что на 1 % меньше, чем в соответствующем периоде 2014 года.

Основную долю выработки электроэнергии в автономном округе (87,1 %) обеспечивают Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС и Няганская ГРЭС общей установленной мощностью 12,24 тыс. МВт, 12,7 % вырабатывают электростанции промышленных предприятий, введенных в эксплуатацию на месторождениях нефтяных компаний, общей установленной мощностью 1,7 тыс. МВт.

Наибольшая доля в структуре электропотребления автономного округа приходится на промышленность – более 89,0 %.

Тепловой энергии в отчетном периоде произведено 20,7 млн Гкал, что на 7,6 % меньше, чем в соответствующем периоде 2014 года.

Основную долю в структуре потребления тепловой энергии составляет население – около 57,0 %.

Снижение производства электрической и тепловой энергии связано с аварийной остановкой энергоблока № 5 на Сургутской ГРЭС-2, а также обусловлено проведением мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Объем инвестиций в основной капитал по полному кругу предприятий за счет всех источников финансирования за январь-сентябрь 2015 года – 601,3 млрд рублей или 107,2 % к соответствующему периоду 2014 года.

В структуре инвестиций в основной капитал по видам экономической деятельности значительную долю занимают нефтегазодобывающие компании – 83,6 %, предприятия по производству и распределению электроэнергии газа и

воды – 2,2 %, предприятия транспорта и связи – 5,3 %, предприятия других отраслей – 8,9 %.

Основную долю по источникам финансирования занимают собственные средства предприятий – 85,3 %. Доля бюджетных средств в общем объеме инвестиций – 2,5 %.

Сформирован Реестр приоритетных инвестиционных проектов из 151 проекта.

Объем работ, выполненный собственными силами по виду экономической деятельности «строительство», за январь-декабрь 2015 года – 184,1 млрд рублей, или 85,4 % к соответствующему периоду 2014 года.

За январь-декабрь 2015 года введено 968,0 тыс. кв. м общей площади квартир или 86,8 % к соответствующему периоду 2014 года.

По оценке Департамента экономического развития автономного округа внешнеторговый оборот автономного округа в январе-декабре 2015 года уменьшился по отношению к соответствующему периоду 2014 года на 35,6 % и составил 13344,7 млн долларов США. Негативное влияние на объем внешнеторгового оборота оказывает уменьшение стоимостного объема экспорта, вызванное снижением цен на нефть на 47,5 % по сравнению с соответствующим периодом 2014 года.

Характерной чертой внешней торговли является положительное сальдо торгового баланса – 11664,9 млн долларов США. На страны дальнего зарубежья приходится 93,7 % от общего внешнеторгового оборота автономного округа, на страны СНГ – 6,3 %.

Автономный округ является экспортно-ориентированным регионом и в общем объеме внешнеторгового оборота на долю экспорта приходится 93,7 %, на долю импорта – 6,3 %. Коэффициент покрытия экспорта товарами импорта – 14,9 раз. Экспорт и импорт товаров и услуг в регионе за 2015 год сократились и составили 61,1 % и 65,5 % соответственно относительно 2014 года.

Во внешней торговле Уральского федерального округа на долю автономного округа по оценке Департамента экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры приходится около 50,0 % стоимостных объемов по экспорту продукции, по импорту – около 14,0 %, в общероссийском объеме экспорта – не более 4,0 %, объеме импорта – менее 1,0 %.

Экспорт товаров и услуг в январе-декабре 2015 года по отношению к соответствующему периоду 2014 года уменьшился на 38,9 % и составил 12504,8 млн долларов США, при этом 93,6 % вывозимых товаров поступало в страны дальнего зарубежья. Основные торговые партнеры по экспорту: Нидерланды, Германия, Польша и Китай.

Основные виды экспортируемых товаров:

топливо минеральное, нефть и продукты их перегонки, битуминозные вещества, воски минеральные;

древесина и изделия из нее, древесный уголь;

машины, оборудование и транспортные средства.

В отраслевой структуре экспорта преобладает сырая нефть – более 94,0 %.

Основные поставки нефти на экспорт осуществляет ОАО «Сургутнефтегаз», основные лесопромышленные предприятия-экспортеры объединяет ОАО «Югорский лесопромышленный холдинг».

Импорт товаров и услуг в январе-декабре 2015 года по отношению к соответствующему периоду 2014 года уменьшился на 34,5 % и составил 839,9 млн долларов США, при этом 95,3 % ввозимых товаров поступало из стран дальнего зарубежья. Основные торговые партнеры по импорту: США, Германия и Китай.

Основные товарные группы, ввозимые в автономный округ (в процентах от общего объема импорта):

машины, оборудование и транспортные средства – около 87,0 %;

металлы и изделия из них – около 8,5 %;

продукция химической промышленности – около 3,5 %.

На рисунке 1 представлена структура валового регионального продукта по отдельным видам производств за 2014 год. Большую долю в формировании валового регионального продукта составляет добыча полезных ископаемых, покрывая 67 % всего ВРП по отраслям на территории автономного округа. Значимую роль в накоплении ВРП региона играет деятельность в сферах транспорта и связи, строительства, операций с недвижимостью (по 6 %).

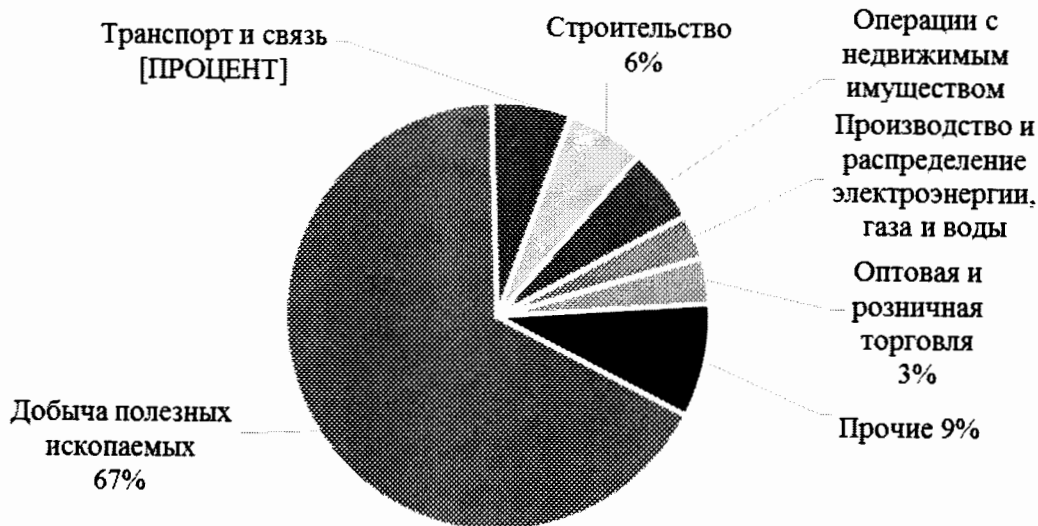


Рисунок 1. Структура ВРП по видам экономической деятельности автономного округа в 2014 году¹, %

Динамика ВРП и структура ВРП автономного округа за 2010–2014 годы приведены на рисунках 2 и 31.

¹ Статистические данные по ВРП за 2015 год отсутствуют

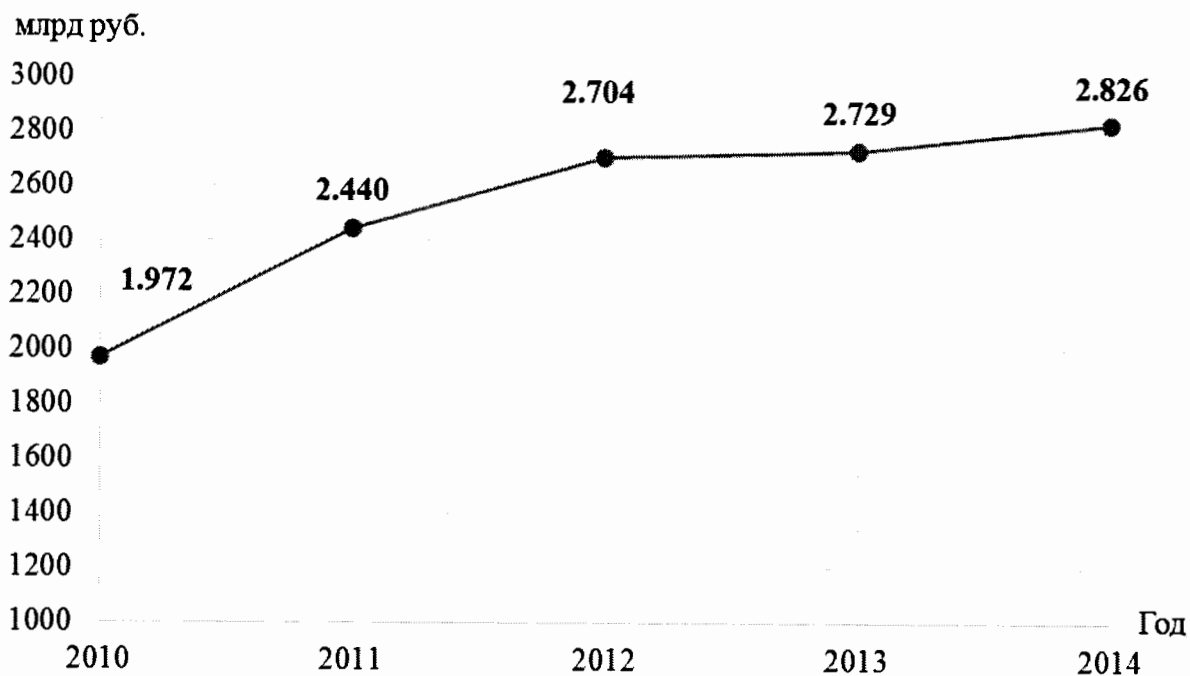


Рисунок 2. Динамика ВРП автономного округа в 2010–2014 годах

В 2015 году из производственных мощностей введены в действие:

- 2020 нефтяных скважин из эксплуатационного бурения;
- линии электропередачи напряжением 35-110 кВ – 852,5 км;
- трансформаторные понизительные подстанции напряжением 35 кВ и выше – 193,6 тыс. кВА;
- мощности по переработке газа – в объеме 900,0 млн м³;
- скважины нефтяные из разведочного бурения – 8 ед.;
- торговые предприятия на 31,8 тыс. м² торговой площади;
- коммунальные котельные – 0,5 Гкал/ч;
- тепловые сети – 4,4 км.

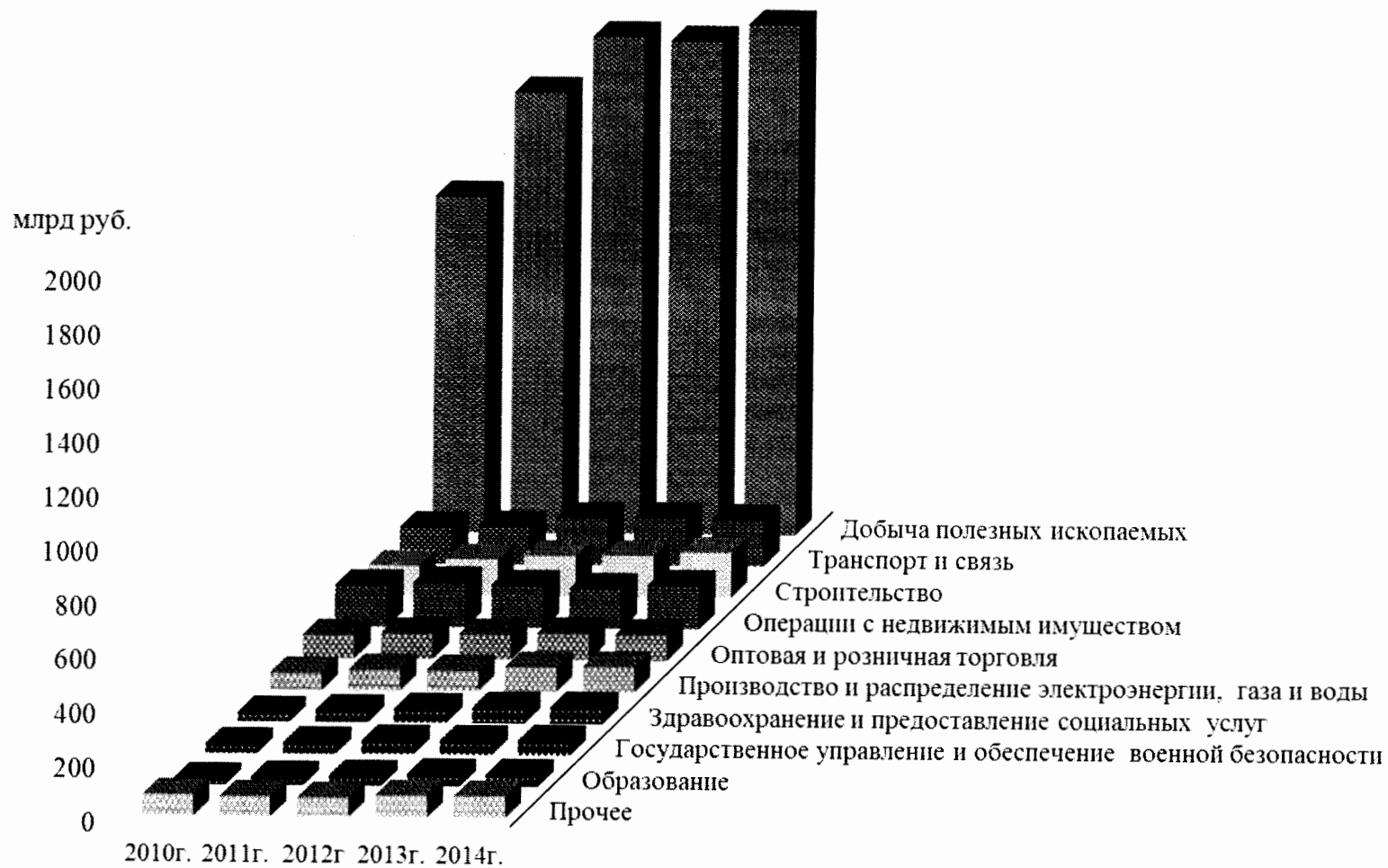


Рисунок 3. Структура ВРП автономного округа по видам экономической деятельности в 2010 – 2014 годах

Анализ состояния электроэнергетики автономного округа за 2010-2015 годы

Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей автономного округа

Электроэнергетическая система (далее – ЭЭС) автономного округа входит в состав Тюменской энергосистемы и имеет электрические связи с ЭЭС Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – ЯНАО) и Тюменской области, также имеется связь с энергосистемами Свердловской и Томской областей. В автономном округе имеются районы, питание которых осуществляется от источников электроэнергии, работающих изолированно от Единой энергетической системы России (далее – энергорайоны автономного округа, работающие изолированно от ЕЭС). ЭЭС автономного округа представлена электрическими сетями класса 500 кВ и ниже. Энергорайоны автономного округа, работающие изолированно от энергосистемы, представлены сетью 35 кВ и ниже и содержат большой объем распределенной генерации, базирующейся на автономных дизельных и газотурбинных электростанциях.

Электроэнергетическая система автономного округа

Передачу электрической энергии ЭЭС автономного округа осуществляют: в магистральном сетевом комплексе – филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири классом напряжения эксплуатируемого оборудования 0,4 кВ и выше. В эксплуатации находятся линии электропередачи классом напряжения 220–500 кВ и подстанции классом напряжения 220–500 кВ.

в распределительных сетях – АО «Тюменьэнерго» классом напряжения эксплуатируемого оборудования 0,4–220 кВ, а именно в эксплуатации АО «Тюменьэнерго» находится линии электропередачи и подстанции/распределительные пункты классом напряжения 0,4-6(10) кВ, 35-220 кВ.

при передаче и распределении электрической энергии задействованы электрические сети крупных потребителей ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и др.

Электроснабжение городов и населенных пунктов автономного округа обеспечивают 23 предприятия коммунальной энергетики, которые обслуживают линии электропередачи классом напряжения 0,4-35 кВ протяженностью порядка 16 тыс. км и более 5150 шт. трансформаторных подстанций классом напряжения 6(10) – 35 кВ.

Сбыт электрической энергии потребителям в автономном округе осуществляют следующие энергосбытовые компании:

ЗАО «ЕЭСнК» (ОАО «РН-Няганьнефтегаз», ОАО «ЭСК Черногорэнерго», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», ОАО «Нижневартовское нефтегазоперерабатывающее объединение», ОАО «РН-Нижневартовск», ОАО «Корпорация Югранефть», ООО «Совместное предприятие «Ваньеганнефть»);

МП «ГЭС» (г. Ханты-Мансийск);

«Тюменьэнергосбыт» - филиал ОАО «Энергосбытовая компания «Восток» (г. Сургут);

ООО «РН-Энерго» (ООО «РН-Юганскнефтегаз», ВНК «Томскнефть»);

ООО «НЭСКО» (г. Нижневартовск);

ООО «Русэнергоресурс» (ОАО «Сибнефтепровод»);
 ООО «Сургутэнергосбыт» (ОАО «Сургутнефтегаз»);
 ОАО «Тюменская энергосбытовая компания»;
 ООО «Транснефтьэнерго» (ООО «СамараТранснефтьСервис», ОАО «Сибнефтепровод» Нижневартовский район);
 ОАО «Межрегионэнергосбыт» (ООО «Няганьгазпереработка», ОАО «Южно-Балыкский ГПК», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Белозерный ГПК», ООО «Нижневартовский ГПК»);
 ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»);
 ОАО «Югорская территориальная энергетическая компания».

В ЭЭС автономного округа электроснабжение потребителей осуществляется от крупных электростанций (Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС, Няганская ГРЭС), осуществляющих параллельную работу с Тюменской энергосистемой.

ЭЭС автономного округа обеспечивает электроснабжение муниципальных районов и населенных пунктов, перечень которых приведен в таблице 2.

Таблица 2. Муниципальные образования, электроснабжение которых осуществляется от ЭЭС автономного округа

№	Муниципальные образования Ханты-Мансийского автономного округа – Югра
1	ГО город Когалым
2	ГО город Лангепас
3	ГО город Мегион
4	ГО город Нефтеюганск
5	ГО город Нижневартовск
6	ГО город Нягань
7	ГО город Покачи
8	ГО город Пыть-Ях
9	ГО город Сургут
10	ГО город Урай
11	ГО город Ханты-Мансийск
12	ГО город Югорск
13	ГО город Радужный
14	Белоярский район
15	Березовский район
16	Кондинский район
17	Нефтеюганский район
18	Нижневартовский район
19	Октябрьский район
20	Советский район
21	Сургутский район
22	Ханты-Мансийский район

Максимальное потребление мощности ЭЭС автономного округа в 2015 году составило 8 867 МВт. Потребление электроэнергии ЭЭС автономного округа в 2015 году составило 70 440 млн кВт·ч.

Энергорайоны автономного округа, работающие изолированно от ЭЭС

К энергорайонам автономного округа, работающим изолированно от ЭЭС, относятся:

Отдельные населенные пункты Березовского, Кондинского, Октябрьского, Белоярского, Нижневартовского, Сургутского и Ханты-Мансийского муниципальных районов. Максимум нагрузок в энергорайонах населенных пунктов в среднем составляет около 0,6 МВт.

Поселки при компрессорных станциях (далее – КС) магистральных газопроводов в Березовском муниципальном районе. Максимум нагрузки в энергорайоне населенных пунктов составляет 12 МВт.

Поселки при КС магистральных газопроводов других муниципальных районов.

Муниципальные районы и населенные пункты автономного округа, питание которых осуществляется от источников электроэнергии, работающих изолировано от ЕЭС России, приведены в таблице 3.

Таблица 3. Муниципальные районы и населенные пункты автономного округа с энергорайонами, работающими изолированно от ЕЭС

№	Муниципальные районы и населенные пункты автономного округа
	Березовский район, в том числе:
1	д. Теги
2	д. Устрем
3	д. Тутлейм
4	д. Анеева
5	д. Новинская
6	пос. Саранпауль
7	с. Сосьва
8	д. Ломбовож
9	д. Кимкьясуй
10	д. Сартынья
11	д. Хурумпауль
12	д. Щекурья
13	д. Ясунт
14	д. Верхненильдино
15	д. Патрасуй
16	пос. Приполярный
17	пос. Хулимсунт
18	с. Няксимволь
19	д. Нерохи
20	д. Усть-Манья
	Кондинский район, в том числе:
21	пос. Щугур
22	с. Карым
23	д. Никулкино
	Октябрьский район, в том числе:
24	д. Большой Атлым
25	пос. Горнореченск
26	пос. Карымкары
	Белоярский район, в том числе:
27	с. Ванзеват
28	с. Тугияны
29	д. Пашторы
30	д. Нумто
	Ханты-Мансийский район, в том числе:
31	п. Урманый
32	д. Сухоруково
33	с. Елизарово

34	п. Кедровый
35	п. Кирпичный
36	с. Нялинское
37	д. Согом
38	п. Лугофилинская
	Нижевартровский район, в том числе:
39	с. Корлики
40	д. Пустьюг
41	д. Сосновый Бор
42	д. Усть-Колекъеган
	Сургутский район, в том числе:
43	д. Тауровка

Отчетная динамика потребления электроэнергии в автономном округе за 2011–2015 годы и структура электропотребления по основным группам потребителей

В таблице 4 приведена динамика электропотребления ЭЭС автономного округа в период с 2011 по 2015 годы.

Таблица 4. Динамика электропотребления ЭЭС автономного округа за период 2011-2015 годы.

Наименование показателя	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Электропотребление, млн кВт·ч	65 157	65 761	68 993	70 635	70 440
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	+0,76	+0,93	+4,9	+2,38	-0,28

На рисунке 4 представлена отраслевая структура электропотребления по территории автономного округа.

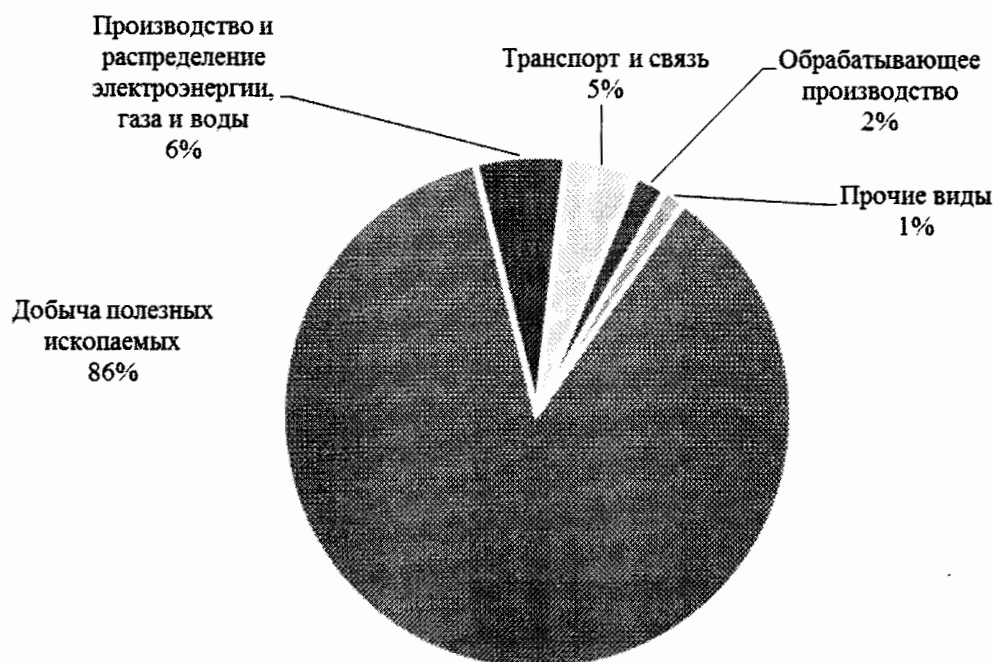


Рисунок 4. Структура электропотребления автономного округа

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности за 2011–2015 годы

Перечень крупных потребителей, находящихся в ЭЭС автономного округа, с указанием максимального потребления электроэнергии и мощности на период 2011–2015 годов приведен в таблицах 5 и 6 соответственно.

Таблица 5. Сведения об электропотреблении крупных потребителей ЭЭС автономного округа за период 2011–2015 годы, млн кВт·ч

№	Наименование потребителя	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	10917	11221	11370	11830	12023
2	АО «РН-Няганьнефтегаз»	972	1043	1356	1042	1088
3	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	9299	10016	10335	9429	10938
4	ОАО «Сургутнефтегаз»	11952	11869	11915	11686	11516
5	ООО «Башнефть-Добыча»	108	104	100	95	91
6	ООО «ЮрскНефть»	264	272	278	275	268
7	ООО «Белозерный ГПК»	1350	1435	1413	1391	1370
8	ООО «Нижневартовский ГПК»	1494	1482	1509	1519	1480
9	Сургутский ЗСК филиал ООО «Газпром переработка»	239	240	244	275	285
10	«Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	258	231	366	493	533
11	ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»	214	220	294	313	310
12	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	1232	1159	1197	879	879
13	ООО «Газпромнефть-Хантос»	760	859	946	1058	1130
14	ООО «Няганьгазпереработка»	419	511	530	549	525
15	ОАО «Самотлорнефтегаз»	5256	4881	5116	5915 ²	6104
16	АО «Корпорация «Югранефть»	-	-	-	79	78
17	СП «Ваньеганнефть»	348	309	314	323	-
18	ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	201	221	238	258	274
19	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	3466	3518	3702	3702	3584
20	ПАО «Варьеганнефтегаз»	458	451	428	436	418
21	ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	857	835	817	789	855
22	ОАО «Варьеганнефть»	411	404	402	405	-
23	ОАО «Черногорэнерго» (ОАО «РН- Нижневартовск»), ОАО «Корпорация Югранефть»), ООО «Совместное предприятие «Ваньеганнефть»	1 647	1 643	1 678	1 760	-

Таблица 6. Сведения о фактической потребляемой мощности крупными потребителями ЭЭС автономного округа за период 2011–2015 годы, МВт

№	Наименование потребителя	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	1359	1383	1399	1469	1496
2	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»	110	109	190	146	144
3	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	1117	1209	1252	1289	1294
4	ОАО «Сургутнефтегаз»	1405	1397	1418	1376	1360
5	ООО «Башнефть-Добыча»	13,6	13,1	12,5	14,2	13,6
6	ООО «ЮрскНефть»	31	32	33	33	38
7	ООО «Белозерный ГПК»	172	177	175	171	173
8	ООО «Нижневартовский ГПК»	187	189	190	194	180
9	Сургутский ЗСК филиал ООО «Газпром переработка» ПАО «Газпром»	29	30	33	35	35

² С учетом потребления ОАО «РН-Нижневартовск»

10	«Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	31	40	55	63	67
11	ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»	24	25	34	36	35
12	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	94	324	126	260	260
13	ООО «Газпромнефть-Хантос»	100	113	125	140	149
14	ООО «Няганьгазпереработка»	48	58	61	63	60
15	ОАО «Самотлорнефтегаз»	594	548	578	668	708
16	АО «Корпорация «Югранефть»	-	-	-	9	10
17	ООО «СП «Ваньеганнефть»	46	41	43	44	-
18	ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	23	25	27	30	28
19	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	419	406	425	431	444
20	ПАО «Варьеганнефтегаз»	58	56	53	50	52
21	ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	96	98	95	89	108
22	ОАО «Варьеганнефть»	49,3	48,4	48,2	48,5	-
23	ОАО «Черногорэнерго» (ОАО «РН-Нижневартовск», ОАО «Корпорация Югранефть», ООО «Совместное предприятие «Ваньеганнефть»	189,9	188,2	192,8	211,0	-

Наиболее крупными потребителями электрической мощности ЭЭС автономного округа являются потребители нефтегазовой промышленности:

Нижневартовский энергорайон:

ОАО «Самотлорнефтегаз»;

ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз»;

ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»;

ОАО «Белозерный ГПК» (ОАО «СибурТюменьГаз»);

ОАО «Нижневартовский ГПК» (ОАО «СибурТюменьГаз»);

ПАО «Варьеганнефтегаз»;

ОАО «Варьеганнефть».

Сургутский энергорайон:

ОАО «Сургутнефтегаз»;

предприятие по переработке газового конденсата и углеводородного сырья ООО «Газпром переработка» - «Сургутский ЗСК».

Нефтеюганский энергорайон: ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Когалымский энергорайон: ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Урайский энергорайон: ТПП «Урайнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»).

Няганский энергорайон (Энергокомплекс): ОАО «РН-Няганьнефтегаз».

На долю вышеуказанных компаний приходится порядка 70% потребления электрической мощности от общего потребления ЭЭС автономного округа. По объемам электропотребления лидируют 3 крупнейших нефтегазодобывающих предприятия региона – ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и ОАО «Сургутнефтегаз».

Динамика изменения максимума нагрузки за 2011–2015 годы

Данные по динамике изменения максимума потребления мощности ЭЭС автономного округа за период 2011–2015 годов приведены в таблице 7 и на рисунке 5.

Таблица 7. Динамика изменения максимума потребления мощности ЭЭС автономного округа за период 2011–2015 годов, МВт

Наименование	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Максимум потребления, в т.ч.:	8307	8420	8790	8 945	8 867
Нижневартовский	2321	2251	2229	2386	2358
Сургутский	2005	1997	1992	2034	1982
Нефтеюганский	2011	2131	2326	2350	2355
Когалымский	1112	1250	1374	1309	1271
Урайский	465	388	433	384	407
Няганский	393	403	436	482	494

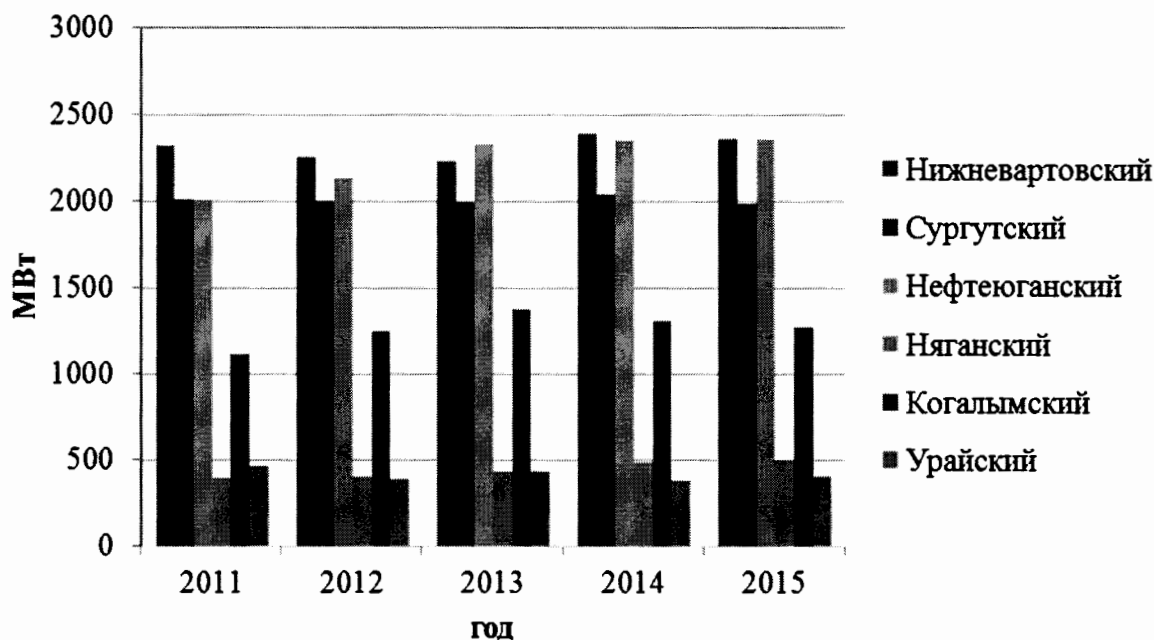


Рисунок 5. Динамика изменения максимума потребления мощности ЭЭС автономного округа за период 2011 – 2015 годы в графическом виде, МВт

Структура установленной электрической мощности на территории автономного округа за 2015 год

Большая часть вырабатываемой электроэнергии на территории ЭЭС автономного округа производится на тепловых электростанциях. Наиболее крупными являются Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС и Няганская ГРЭС. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС автономного округа по состоянию на 01.03.2016 составляет 13 887,014 МВт. Кроме того, на территории автономного округа размещено большое количество автономных источников электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией промышленные предприятия и территориально-изолированные энергосистемы муниципальных образований.

В период 2015 года и начала 2016 года (по 01.03.2016) было введено 193,6 МВт мощности на электростанциях ЭЭС автономного округа, в том числе:

перемаркировка блока №1 ПГУ на Няганской ГРЭС с увеличением установленной мощности на 32,3 МВт;

перемаркировка блоков №№1-6 на Сургутской ГРЭС-2 с увеличением установленной мощности на 60 МВт (увеличение мощности каждого блока на 10 МВт);

присоединение электростанций ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» ГТЭС Покачевского месторождения и ГТЭС Повховского месторождения установленной мощностью по 48 МВт каждая;

присоединение турбогенератора №3 электростанции ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» ГТЭС ДНС-3 установленной мощностью 5,3 МВт.

Установленная мощность объектов генерации ЭЭС автономного округа приведена в таблице 8.

Таблица 8. Установленная мощность объектов генерации ЭЭС автономного округа (по состоянию на 01.03.2016)

Наименование собственника	Установленная мощность, МВт
Сургутская ГРЭС-1 (ОАО «ОГК-2»)	3268,0
Сургутская ГРЭС-2 (ОАО «Э.ОН Россия»)	5657,1
Нижневартовская ГРЭС (ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»)	2013
Няганская ГРЭС (ОАО «Фортум» филиал Энергосистема «Западная Сибирь»)	1302,04
ОАО «Сургутнефтегаз» (27 ГТЭС, 85 тг.)	631,442
ООО «Газпромнефть - Хантос» (Южно-Приобская ГТЭС 96 МВт, ГПЭС КНС-2 10,5)	106,5
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	339
ОАО «Славнефть - Мегионнефтегаз» (2 ГТЭС, 5 тг.)	23,75
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (7 ГТЭС, 40 тг.)	306,582
ЗАО «ЛУКОЙЛ – АИК» (2 ГТЭС, 4 тг.)	21,2
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (Западно-Салымская ГТЭС)	60,0
ООО «ЮрскНефть» (ГТЭС Западно-Малобалыкского м.р.)	14,4
ОАО «Передвижная энергетика» (Казымская ГТЭС)	72,0
ОАО «РН-Няганьнефтегаз» (ГТЭС Каменная)	72,0
ВСЕГО	13887,014

Структура генерирующих мощностей автономного округа с разбивкой по собственникам приведена на рисунке 6.

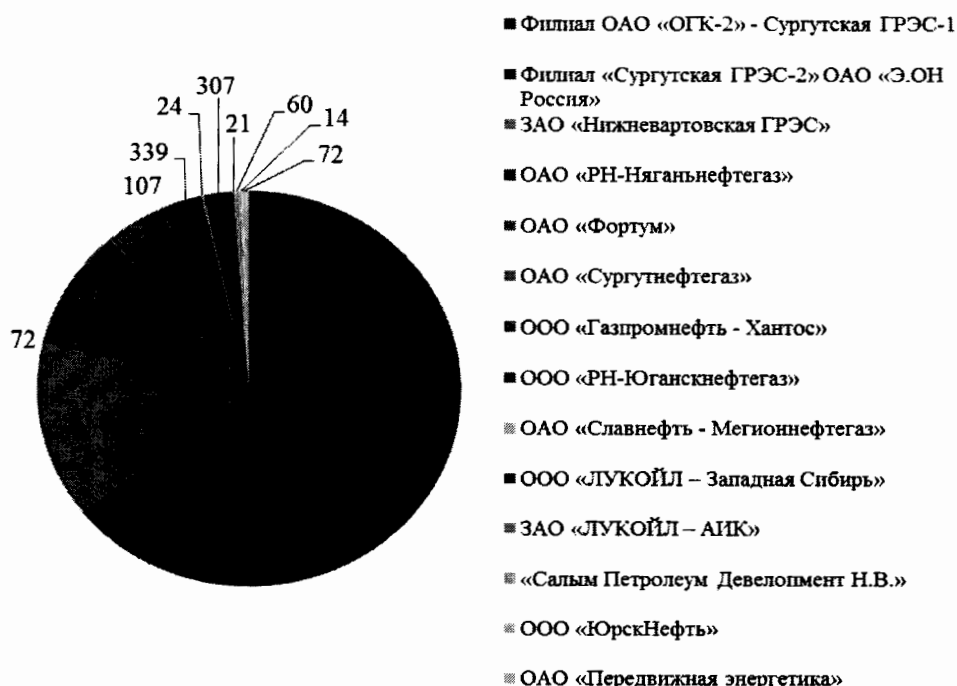


Рисунок 6. Структура установленной мощности электростанций ЭЭС автономного округа по собственникам, МВт

Состав существующих электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

В данном разделе приведен перечень существующих электростанций, расположенных в ЭЭС автономного округа, с указанием установленной мощности энергоблоков, типа генерирующего и турбинного оборудования.

Перечень электростанций, расположенных в ЭЭС автономного округа, приведен в таблице 9, перечень электростанций, расположенных в энергорайонах, работающих изолированно от энергосистемы приведен в таблице 10.

Таблица 9. Перечень существующих электростанций, расположенных в ЭЭС автономного округа, по состоянию на 01.03.2016

№	Станционный номер энергоблока	Установленная электрическая мощность, МВт	Состав оборудования		Год ввода в эксплуатацию
			Тип генератор	Тип турбины (электродвигателя)	
Сургутская ГРЭС-2 (Филиал «Сургутская ГРЭС-2» ОАО «Э.ОН Россия»)					
1	№1	810	ТВВ-800-2У3	К-810-240-5	1985
2	№2	810	ТВВ-800-2У3	К-810-240-5	1985
3	№3	810	ТВВ-800-2У3	К-810-240-5	1986
4	№4	810	ТВВ-800-2У3	К-810-240-5	1987
5	№5	810	ТВВ-800-2У3	К-810-240-5	1987
6	№6	810	ТВВ-800-2У3	К-810-240-5	1988
7	№7	396,9	290 Т783,390Н	D10 GE	2011
8	№8	400,2	290 Т783,390Н	D10 GE	2011
Всего			5657,1		
Сургутская ГРЭС-1 (ОАО «ОГК-2»)					
1	№1	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1973
2	№2	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1973
3	№3	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1973
4	№4	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1974
5	№5	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1975
6	№6	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1975
7	№7	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1977
8	№8	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1978
9	№9	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1978
10	№10	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1979
11	№11	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1979
12	№12	178	ТВВ-200-2АУ3	Т-178/210-130-1	1980
13	№13	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1981
14	№14	180	ТВВ-200-2АУ3	Т-180/210-130-1	1982
15	№15	180	ТВВ-200-2АУ3	Т-180/210-130-1	1982
16	№16	210	ТВВ-200-2АУ3	К-200-130-3	1983
Всего			3268		
Нижневартовская ГРЭС (ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»)					
1	№1	800	ТВВ-800-2ЕУ3	К-800-240-5	1993
2	№2	800	ТВВ-800-2ЕУ3	К-800-240-5	2003
3	№3	413	324Н 9А5	MS-9001FA (ГТУ) К-143,382-10,7 (ПТУ)	2014
Всего			2013		
Няганская ГРЭС (ОАО «Фортум» филиал Энергосистема «Западная Сибирь»)					
1	№1	453,2	SGen5-2000H	ПГУ: SGT5-4000F	2013
2	№2	424,24	SGen5-2000H	ПГУ: SGT5-4000F	2013
3	№3	424,6	SGen5-2000H	ПГУ: SGT5-4000F	2014
Всего			1302,04		

Электростанции ОАО «Сургутнефтегаз»					
ГТЭС «Конитлорская-1»					
1	№1	4	ГТГ-4-2Р УХЛЗ	Д-30КУ	2001
2	№2	4	ГТГ-4-2Р УЗЛЗ	Д-30КУ	2001
3	№3	4	ГТГ-4-2Р УЗЛЗ	Д-30КУ	2001
4	№4	4	ГТГ-4-2Р УЗЛЗ	Д-30КУ	2001
5	№5	4	ГТГ-4-2Р УЗЛЗ	Д-30КУ	2001
6	№6	4	ГТГ-4-2Р УЗЛЗ	Д-30КУ	2001
Всего		24			
ГТЭС «Конитлорская-2»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
Всего		24			
ГТЭС «Рускинская»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
Всего		24			
ГТЭС «Тянская»					
1	№1	6,5	CGS710N2240U	TORNADO-6,75	2001
2	№2	6,5	CGS710N2240U	TORNADO-6,75	2001
3	№3	6,5	CGS710N2240U	TORNADO-6,75	2012
Всего		19,5			
ГТЭС «Лукьявинская»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
Всего		36			
ГТЭС «Битгемская»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
Всего		36			
ГТЭС «Мурьяунская»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
Всего		24			
ГТЭС «Юкьяунская»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
Всего		36			
ГТЭС «Лянторская-1»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
Всего		24			
ГТЭС «Лянторская-2»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	ПС-90	2004
Всего		36			
ГТЭС «Западно-Камынская»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2006
Всего		24			
ГТЭС «Северо-Лабатьюганская»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2010
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2010
Всего		24			

ГТЭС «Тромъеганская»					
1	№1	6	ТК-6-2Р УХЛЗ	ГТД-6РМ	2006
2	№2	6	ТК-6-2Р УХЛЗ	ГТД-6РМ	2006
Всего		12			
ГТЭС «Западно-Чигоринская»					
1	№1	6	ТК-6-2Р УХЛЗ	ГТД-6РМ	2007
2	№2	6	ТК-6-2Р УХЛЗ	ГТД-6РМ	2007
Всего		12			
ГПЭС «Восточно-Еловая»					
1	№1	1,027	LSA52,2VL50-4P	JGS 320 GS-S.L Jenbacher	2006
2	№2	1,027	LSA52,2VL50-4P	JGS 320 GS-S.L Jenbacher	2006
3	№3	1,027	LSA52,2VL50-4P	JGS 320 GS-S.L Jenbacher	2006
4	№4	1,027	LSA52,2VL50-4P	JGS 320 GS-S.L Jenbacher	2006
5	№5	1,027	LSA52,2VL50-4P	JGS 320 GS-S.L Jenbacher	2008
6	№6	1,027	LSA52,2VL50-4P	JGS 320 GS-S.L Jenbacher	2008
Всего		6,162			
ГТЭС «Верхне-Надымского м/р»					
1	№1	6	ТК-6-2Р УХЛЗ	ГТД-6РМ	2007
2	№2	6	ТК-6-2Р УХЛЗ	ГТД-6РМ	2007
3	№3	6	ТК-6-2Р УХЛЗ	ГТД-6РМ	2007
4	№4	6	ТК-6-2Р УХЛЗ	ГТД-6РМ	2007
Всего		24			
ГПЭС-2 «Восточно-Сургутского м/р»					
1	№1	1,37	HV824C Stamford	QSV81G	2007
2	№2	1,37	HV824C Stamford	QSV81G	2007
3	№3	1,37	HV824C Stamford	QSV81G	2007
4	№4	1,37	HV824C Stamford	QSV81G	2007
5	№5	1,54	P804H Stamford	QSV91G	2010
6	№6	1,54	P804H Stamford	QSV91G	2010
Всего		8,56			
ГТЭС-1 «Рогожниковского м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2008
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2008
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2008
Всего		36			
ГТЭС-2 «Рогожниковского м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2010
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2010
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2010
Всего		36			
ГПЭС «Западно-Сахалинского м/р»					
1	№1	1,54	1540GQNA Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2008
2	№2	1,54	1540GQNA Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2008
3	№3	1,54	1540GQNA Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2008
4	№4	1,54	1540GQNA Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2008
Всего		6,16			
ГПЭС «Северо-Селияровская»					
1	№1	1,37	1370GQNA Энерго- П2740/6,3КН30	QSV81G	2009
2	№2	1,37	1370GQNA	QSV81G	2009

			Энерго- П2740/6,3КН30		
Всего		2,74			
ГПЭС «Ватлорская»					
1	№1	1,54	Р804R(61) Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2009
2	№2	1,54	Р804R(61) Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2009
3	№3	1,54	Р804R(61) Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2009
4	№4	1,54	Р804R(61) Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2009
Всего		6,16			
ГПЭС-3 «Яун-Лорского м/р»					
1	№1	1,54	HVSI804R2 Stamford Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2009
2	№2	1,54	HVSI804R2 Stamford Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2009
3	№3	1,54	HVSI804R2 Stamford Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2009
4	№4	1,54	HVSI804R2 Stamford Энерго- П6160/6,3КН30	QSV91G	2009
Всего		6,16			
ГТЭС-2 « ДНС-3 Северо-Лабатьюганская»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2010
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2010
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2010
Всего		36			
ГТЭС «ДНС-2 Вачимского м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2012
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2012
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2012
Всего		36			
ГТЭС «ДНС-3 Восточно-Сургутского м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2012
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2012
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2012
Всего		36			
ГТЭС «Федоровского месторождения м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2014
2	№2	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2014
3	№3	12	ТС-12-2Р УХЛЗ	НК-16СТ	2014
Всего		36			
Электростанции ООО «Газпромнефть - Хантос»					
ГТЭС «Южно-Приобская»					
1	№1	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ПС 90 ГП-1	2009
2	№2	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ПС 90 ГП-1	2009
3	№3	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ПС 90 ГП-1	2009

4	№4	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ПС 90 ГП-1	2009
5	№5	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ПС 90 ГП-1	2011
6	№6	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ПС 90 ГП-1	2011
7	№7	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ПС 90 ГП-1	2011
8	№8	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ПС 90 ГП-1	2011
Всего		96			
ГПЭС «КНС-2»					
1	№1	1,05	–	JGC 30 GC – S.L. «Jenbacher»	2008
2	№2	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
3	№3	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
4	№4	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
5	№5	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
6	№6	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
7	№7	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
8	№8	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
9	№9	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
10	№10	1,05	–	JGC 30 GC–S.L. «Jenbacher»	2008
Всего		10,5			
Электростанции ООО «РН-Юганскнефтегаз»					
ГТЭС «Приобская»					
1	№1	45	AMS-1250ALF	SGT-800	2010
2	№2	45	AMS-1250ALF	SGT-800	2010
3	№3	45	AMS-1250ALF	SGT-800	2010
4	№4	45	AMS-1250ALF	SGT-800	2013
5	№5	45	AMS-1250ALF	SGT-800	2012
6	№6	45	AMS-1250ALF	SGT-800	2012
7	№7	45	AMS-1250ALF	SGT-800	2010
Всего		315			
ГТЭС «Приразломная»					
1	№1	4	ТК-4-2РУХЛЗ	Д-30ЭУ-1	2002
2	№2	4	ТК-4-2РУХЛЗ	Д-30ЭУ-1	2002
3	№3	4	ТК-4-2РУХЛЗ	Д-30ЭУ-1	2002
4	№4	4	ТК-4-2РУХЛЗ	Д-30ЭУ-1	2002
5	№5	4	ТК-4-2РУХЛЗ	Д-30ЭУ-1	2002
6	№6	4	ТК-4-2РУХЛЗ	Д-30ЭУ-1	2002
Всего		24			
Электростанции ОАО «Славнефть - Мегионнефтегаз»					
ГТЭС «Покамасовская»					
1	№1	4,75	SAB, IDEAL Eklectric CO	Taurus 60S, Solar Turbine	2005
2	№2	4,75	SAB, IDEAL Eklectric CO	Taurus 60S, Solar Turbine	2005
Всего		9,5			
ГТЭС «Ново-Покурская»					
1	№1	4,75	SAB, IDEAL Eklectric CO	Taurus 60S, Solar Turbine	2005
2	№2	4,75	SAB, IDEAL Eklectric CO	Taurus 60S, Solar Turbine	2005
3	№3	4,75	SAB, IDEAL Eklectric CO	Taurus 60S, Solar Turbine	2005

Всего		14,25			
Электростанции ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»					
ГПЭС «Северо-Даниловское м/р»					
1	№1	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
2	№2	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
3	№3	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
4	№4	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
5	№5	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
6	№6	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
7	№7	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
8	№8	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
9	№9	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
10	№10	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
11	№11	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
12	№12	3,02	LSA 54 UL 95-4P	JGS 620 GS-S.L	2008
Всего		36,24			
ГПЭС «Восточно-Тулумское м/р»					
1	№1	1,057	LSA 52.2 VL50-4P	JGC 320GS-S.L	2008
2	№2	1,057	LSA 52.2 VL50-4P	JGC 320GS-S.L	2008
3	№3	1,057	LSA 52.2 VL50-4P	JGC 320GS-S.L	2008
4	№4	1,057	LSA 52.2 VL50-4P	JMC 320GS-S.L	2008
5	№5	1,057	LSA 52.2 VL50-4P	JMC 320GS-S.L	2008
6	№6	1,057	LSA 52.2 VL50-4P	JMC 320GS-S.L	2008
Всего		6,34			
ГТЭС «Каменного м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2011
2	№2	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2011
3	№3	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2011
4	№4	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2011
Всего		48			
ГТЭС-72 «Ватъеганского м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2008
2	№2	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2008
3	№3	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2008
4	№4	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2008
5	№5	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2008
6	№6	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2008
Всего		72			
ГТЭС «Тевлино-Рускинского м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2009
2	№2	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2009
3	№3	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2009
4	№4	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2009
Всего		48			
ГТЭС «Покачевского м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2013
2	№2	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2013
3	№3	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2013
4	№4	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2013
		48			
ГТЭС «Повховского м/р»					
1	№1	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2013
2	№2	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2013
3	№3	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2013
4	№4	12	ТС-12-2РУХЛЗ	ГТУ-12ПГ-2	2013
		48			
Электростанции ЗАО «ЛУКОЙЛ – АИК»					
ГТЭС «ДНС-3»					
1	№1	5,3	Brushless AC	Taurus 60S, Solar Turbine	2008

			Generetor (SAB), Ideal Electric		
2	№2	5,3	Brushless AC Generetor (SAB), Ideal Electric	Taurus 60S, Solar Turbine	2008
3	№3	5,3	Brushless AC Generetor (SAB), Ideal Electric	Taurus 60S, Solar Turbine	2016
ГТЭС «ДНС-2»					
1	№1	5,3	Brushless AC Generetor (SAB), Ideal Electric	Taurus 60S, Solar Turbine	2008
ГТЭС «Каменная» (ОАО «РН-Няганьнефтегаз»)					
1	№1	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2012
2	№2	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2012
3	№3	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2012
4	№4	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2013
5	№5	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2013
6	№6	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2013
7	№7	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2013
8	№8	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2013
9	№9	8	ГТГ-8-2РУХЛЗ	ГТД-8РМ	2013
Всего		72			
ГТЭС «Западно-Салымская» («Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)					
1	№1	15	AMS 900LH	Titan 130 (T130S GS)	2008
2	№2	15	AMS 900LH	Titan 130 (T130S GS)	2008
3	№3	15	AMS 900LH	Titan 130 (T130S GS)	2008
4	№4	15	AMS 900LH	Titan 130 (T130S GS)	2009
Всего		60			
ГТЭС «Западно-Малобалыкского м/р» (ООО «Западно-Малобалыкское»)					
1	№1	1,8	LSA 53 M65/ 4p	OP16-3A	2009
2	№2	1,8	LSA 53 M65/ 4p	OP16-3A	2009
3	№3	1,8	LSA 53 M65/ 4p	OP16-3A	2009
4	№4	1,8	LSA 53 M65/ 4p	OP16-3A	2009
5	№5	1,8	LSA 53 M65/ 4p	OP16-3A	2009
6	№6	1,8	LSA 53 M65/ 4p	OP16-3A	2009
7	№7	1,8	LSA 53 M65/ 4p	OP16-3A	2009
8	№8	1,8	LSA 53 M65/ 4p	OP16-3A	2009
Всего		14,4			
ПЭС «Казым» (ПАО «Передвижная энергетика»)					
1	№1	12	T-12-2ЭУЗ	ДЦ59Л	1989
2	№2	12	T-12-2ЭУЗ	ДЦ59Л	1986
3	№2	12	T-12-2ЭУЗ	ДА14Л	1993
4	№4	12	T-12-2ЭУЗ	ДЦ59Л	1987
5	№5	12	T-12-2ЭУЗ	ДЦ59Л	1987
6	№6	12	T-12-2ЭУЗ	ДА14Л	2005
Всего		72			

Таблица 10. Информация о текущем состоянии генерирующих мощностей в населенных пунктах автономного округа, находящихся в работающих изолированно от ЕЭС энергорайона автономного округа

№ п/п	Район	Наименование населенного пункта	Фактическая нагрузка МВт	Перспективная нагрузка в период до 2018 года, МВт	Тип, марка оборудования (указать: Основной, резервный)	Установленная мощность МВт	Полезная мощность МВт	Техническое состояние			
								Год выпуска	Установленный моторесурс (час)	Фактически отработано (час)	% износа
1	Березовский	с. Няксимволь	0.408	0.550	Volvo Penta TAD1343GE (основной)	0.320	0.272	2011	30000	19428	65
					Volvo Penta TAD1343GE (резервный)	0.320	0.272	2011	30000	19350	65
					Volvo Penta TAD532GE (резервный)	0.100	0.085	2011	30000	7110	24
		с. Саранпауль	2.493	4.353	Cummins C1400D5 (основной)	1.000	0.850	2010	20000	852	4
					Cummins C1400D5 (основной)	1.000	0.850	2010	20000	1984	10
					Cummins C1400D5 (основной)	1.000	0.850	2011	20000	1979	10
					Cummins C1400D5 (основной)	1.000	0.850	2014	20000	5071	25
					Cummins C1400D5 (резервный)	1.000	0.850	2014	20000	3798	19
					Cummins C1100 (основной)	0.823	0.699	2013	20000	15812	79
		с. Сосьва	0.790	2.457	Mitsubishi (резервный)	1.008	0.856	2014	20000	707	4
					АД-100, ЯМЗ-238 (основной)	0.100	0.085	2011	20000	2810	14
					АД-100, ЯМЗ-238 (основной)	0.100	0.085	2003	20000	10160	51
		с. Ломбовож	0.067	0.219	АД-100, ЯМЗ-238 (резервный)	0.100	0.085	1998	20000	21012	105
					АД-110, (основной)	0.110	0.093	2007	20000	10765	54
					АД-60, (резервный)	0.060	0.051	2007	20000	13340	67
		д. Кимкьясуй	0.025	0.163	Cummins C38D5 (основной)	0.028	0.023	2011	12000	9279	77
					Cummins C38D5 (резервный)	0.028	0.023	2012	12000	11206	93
		д. Саргынья	0.022	0.029	АД-60, ЯМЗ-236(основной)	0.060	0.051	2007	20000	16041	80
					АД-60, ЯМЗ-236 (основной)	0.060	0.051	2002	20000	18283	91
					АД-30, А-41 (резервный)	0.030	0.025	1998	14000	14256	102
Cummins C38D5 (резервный)	0.028				0.023	2012	12000	15720	131		
д. Анеева	0.042	0.087	Volvo Penta TAD1344GE (резервный)	0.320	0.272	2013	30000	13899	46		
			Vovlo Penta TAD1344GE (основной)	0.320	0.272	2013	30000	17099	57		
			Vovlo Penta TAD1344GE (основной)	0.320	0.272	2013	30000	15992	53		
2	Ханты-Мансийский	с. Елизарово	0.460	0.823	Cummins C1400D5 (основной)	1.000	0.850	2010	20000	22508	113
					Cummins C1400D5 (резервный)	1.000	0.850	2011	20000	17050	85
					Cummins C1100D5 (резервный)	0.823	0.699	2014	20000	11179	56
		п. Кедровый	1.058	1.491	KY Cento T-150 (основной)	0.150	0.127	2014	20000	11756	59
					KY Cento T-150 (основной)	0.150	0.127	2014	20000	5083	25
					KY Cento T-150 (резервный)	0.150	0.127	2009	20000	19352	97
					АД-120, Volvo (резервный)	0.120	0.102	2012	30000	9326	31
					АД-100, Volvo (резервный)	0.100	0.085	2012	30000	3200	11
					АД-100, Volvo (резервный)	0.100	0.085	2012	30000	6086	20
д. Согом	0.345	0.759	АД-100, Volvo (резервный)	0.100	0.085	2012	30000	6086	20		

		п. Урманый	0.650	1.014	АД-600, Doosan (основной)	0.600	0.510	2015	20000	839	4
					АД-600, Doosan (основной)	0.600	0.510	2015	20000	1620	8
					АД-600, Doosan (резервный)	0.600	0.510	2015	20000	1776	9
					Cummins C1100D5 (резервный)	0.823	0.699	2014	20000	552	3
		п. Кирпичный	0.520	0.650	Cummins C500D5eo (основной)	0.360	0.306	2012	20000	19716	99
					Cummins C500D5eo (основной)	0.360	0.306	2012	20000	19127	96
					Cummins C500D5eo (резервный)	0.360	0.306	2012	20000	20260	101
					Cummins C300 (резервный)	0.240	0.204	2008	20000	28082	140
					АД-100, ЯМЗ-238 (резервный)	0.100	0.085	2006	20000	23419	117
					Cummins AKSA (основной)	0.400	0.340	2008	20000	14789	74
3	Октябрьский	с. Большой-Атлым	0.250	0.436	Cummins C300 (резервный)	0.240	0.204	2008	20000	28082	140
					АД-100, ЯМЗ-238 (резервный)	0.100	0.085	2006	20000	23419	117
					Cummins AKSA (основной)	0.400	0.340	2008	20000	14789	74
		п. Горнореченск	0.197	0.391	АД-200, ЯМЗ-7514 (резервный)	0.200	0.170	2007	20000	10991	55
					АД-250, ТМЗ-8435 (резервный)	0.250	0.212	2009	20000	13188	66
					АД-200, Volvo (основной)	0.200	0.170	2011	30000	10303	34
4	Нижневартовский	с. Корлики	0.525	0.699	Volvo Penta TAD1343GE (основной)	0.320	0.272	2011	30000	21628	72
					Volvo Penta TAD1343GE (основной)	0.320	0.272	2011	30000	19950	67
					Volvo Penta TAD1643GE (основной)	0.500	0.425	2014	30000	3858	13
					Volvo Penta TAD1643GE (основной)	0.500	0.425	2014	30000	4318	14
		д. Сосновый бор	0.017	0.025	АД-60, ЯМЗ-236 (резервный)	0.060	0.051	2001	20000	23028	115
					Cummins C38D5 (основной)	0.028	0.023	2012	12000	12350	103
		д. Усть-Колекьеган	0.016	0.025	Cummins C38D5 (основной)	0.028	0.023	2012	12000	6803	57
					Perkins P30P1 (резервный)	0.024	0.020	2007	20000	16078	80
					Volvo Penta TAD532GE (резервный)	0.100	0.085	2013	20000	9906	50
					Volvo Penta TAD733GE (основной)	0.160	0.136	2013	20000	10179	51
5	Белоярский	п. Ванзеват	0.312	0.500	Volvo Penta TAD734GE (основной)	0.200	0.170	2013	20000	10190	51
					АД-60, Д-246.4 (резервный)	0.060	0.051	2011	12000	14424	120
					Cummins C38D5 (основной)	0.028	0.023	2012	12000	3460	29
		с. Тугияны	0.028	0.104	Cummins C38D5 (основной)	0.028	0.023	2012	12000	7748	65
					Cummins C38D5 (резервный)	0.028	0.023	2012	12000	11942	100
		п. Пашторы	0.016	0.137	АД-30, Д-243 (резервный)	0.030	0.025	2013	12000	12350	103
					Cummins C38D5 (основной)	0.028	0.023	2012	12000	8253	69
		д. Нумто	0.015	0.130	АД-60, Д-246.4 (основной)	0.030	0.025	2008	12000	14216	118
					АД-250, ТМЗ-8435.10 (основной)	0.250	0.212	2009	20000	8164	41
					АД-250, ТМЗ-8435.10 (основной)	0.250	0.212	2009	20000	20245	101
АД-250, ТМЗ-8435.10 (основной)	0.250				0.212	2009	20000	19539	98		
Perkins P400P2 (резервный)	0.320				0.272	2007	20000	33272	166		
Perkins P400P2 (резервный)	0.320				0.272	2007	20000	31196	156		
6	Кондинский	д. Шугур	0.411	0.669	АД-100, ЯМЗ-238 (основной)	0.100	0.085	2003	12000	7398	62
					Cummins C38D5 (резервный)	0.028	0.023	2012	12000	12506	104
					Yamaha, EDL20000TE (резервный)	0.012	0.010	2008	12000	16791	140
					Cummins C33D5 (основной)	0.024	0.020	2012	12000	6803	57
					АД-30 Т400-1РП, Д-243 (основной)	0.030	0.025	2009	12000	9112	76
		д. Карым	0.041	0.050	Lamborghini (резервный)	0.012	0.010	2006	12000	14880	124
					АД-30 Т400-1РП, Д-243 (основной)	0.030	0.025	2009	12000	9112	76
					Lamborghini (резервный)	0.012	0.010	2006	12000	14880	124
7	Сургутский	д. Таурова	0.015	0.020	АД-30 Т400-1РП, Д-243 (основной)	0.030	0.025	2009	12000	9112	76
					Lamborghini (резервный)	0.012	0.010	2006	12000	14880	124

Наиболее крупными энергоисточниками в энергорайонах автономного округа, работающих изолированно от энергосистемы, являются:

газотурбинная электростанция в пос. Хулимсунт установленной электрической мощностью 15 МВт;

газотурбинная электростанция в пос. Приполярный установленной электрической мощностью 20 МВт.

Электроснабжение остальных населенных пунктов осуществляется дизельными электростанциями (наиболее крупная электростанция с установленной электрической мощностью 2,64 МВт расположена в пос. Саранпауль).

Суммарная установленная электрическая мощность электростанций, расположенных в энергорайонах, работающих изолированно от ЕЭС достигает 59,58 МВт.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В таблице 11 приведена выработка электрической энергии электростанциями ЭЭС автономного округа за 2011-2015 годы. Выработка электроэнергии электростанциями ЭЭС автономного округа в 2015 году относительно 2014 года сократилась на 1 % и составила 88 230 млн кВт ч.

Таблица 11. Выработка электрической энергии электростанциями Ханты-Мансийского автономного округа - Югры за период 2011-2015 годы, млн кВт ч

Наименование	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Выработка электростанций, всего	81 717,6*	80 921,9*	86 610,4*	89 141,2*	88 230,1*
Сургутская ГРЭС-1 (ОАО «ОГК-2»)	23 766,1	23 057,0	21906,8	21 617,6	20 825,4
Сургутская ГРЭС-2 (ОАО «Э.ОН Россия»)	38 881,2	39 966,7	39850,4	37 885,9	32 836,0
Нижневартовская ГРЭС (ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»)	12 462,1	10 869,3	11 909,6	11 947,6	13 930,1
Няганская ГРЭС (ОАО «Фортум» филиал Энергосистема «Западная Сибирь»)	-	-	2 626,1	6 455,2	9 299,8
ПЭС Казым (ОАО «Передвижная энергетика»)	325,9	326,1	140,1	143,9	159,1
ОАО «Сургутнефтегаз»	4 033,6	4 291,3	4 896	5 167,1	5 241,5
Приобская ГТЭС (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)	1 521,1	1 696,3	2 311,0	2 435,7	2 385,8
Южно-Приобская ГТЭС (ООО «Газпромнефть-Хантос»)	727,6	715,2	767,1	740,5	749,4
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	-	-	1 289,4	1 333,1	1 342,4
ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	-	-	128,9	159,6	149,4
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	-	-	105,6	102,8	130,0
ГТЭС Западно-Малобалыкского м.р. (ООО «ЮрскНефть»)	-	-	52,32	57,0	44,7
ППЭС КНС-2 (ООО «Газпромнефть-Хантос»)	-	-	68,4	67,1	61,6
ГТЭС Приразломная (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)	-	-	143,4	138,2	92,0
ГТЭС Западно-Салымская (НФК «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)	-	-	415,3	471,3	511,2
ГТЭС Каменная (ОАО «РН-Няганьнефтегаз»)	-	-	-	418,6	471,4

* в период 2011-2015 годы в суммарной выработке учитывались не все электростанции промышленных предприятий автономного округа, работающие параллельно с ЕЭС России.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанции и видам собственности приведена на рисунке 7.

Доля фактической выработки электроэнергии крупными ТЭС автономного округа за 2015 год составила 87% от всего объема выработки электроэнергии по ЭЭС автономного округа, 13% общей выработки электроэнергии в энергокомплексе ЭЭС автономного округа осуществляется электростанциями предприятий нефтегазовой промышленности.

Доля установленной электрической мощности крупных ТЭС автономного округа на 01.03.2016 года составила 87,8% от установленной электрической мощности всех электростанций ЭЭС автономного округа. Доля установленной электрической мощности всех электростанций потребителей – 12,2%.

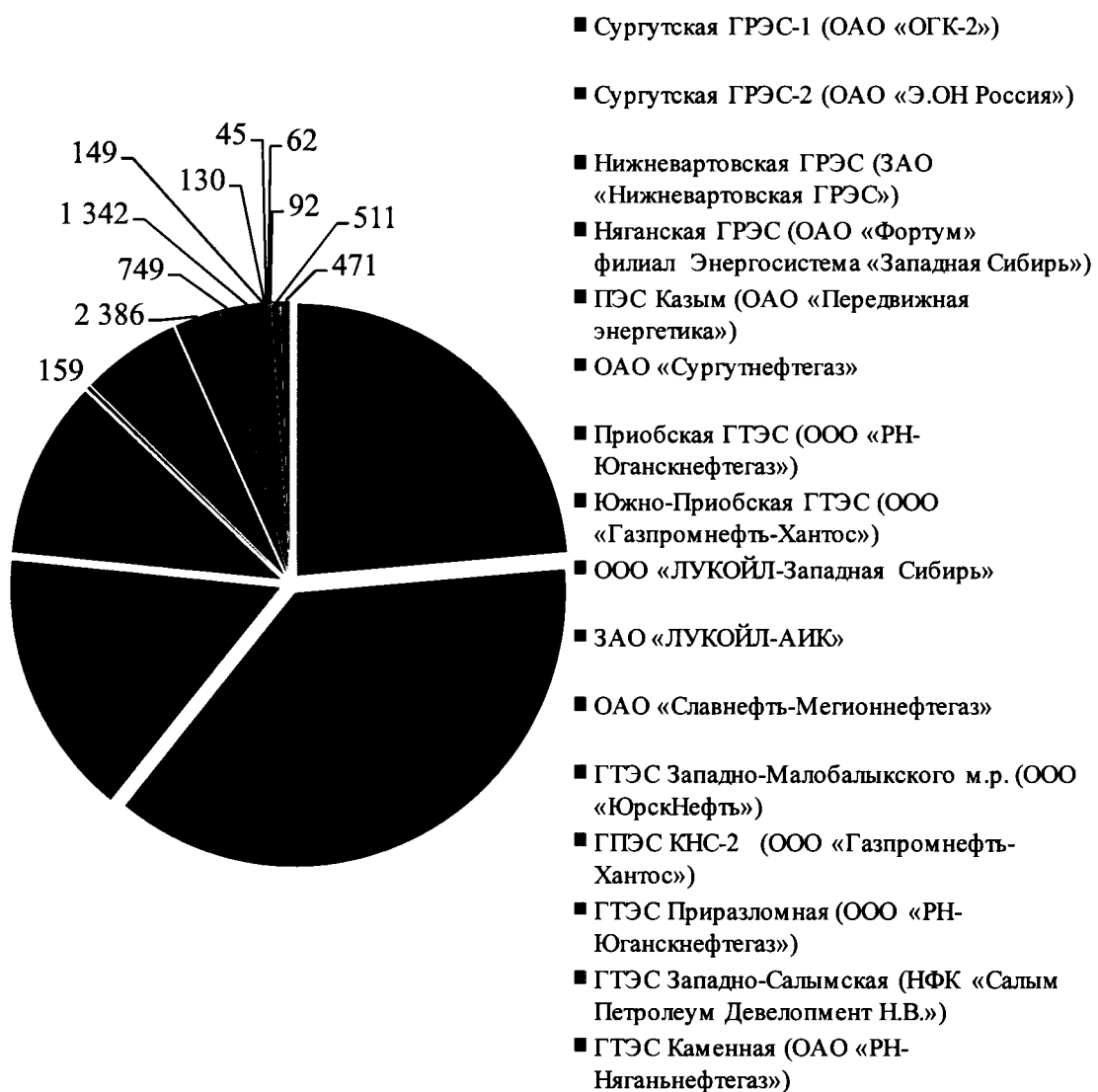


Рисунок 7. Структура выработки электроэнергии по типам электростанции и видам собственности, млн кВт ч

Характеристика балансов электрической энергии и мощности за 2011–2015 годы

ЭЭС автономного округа является избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. В таблице 12 приведен фактический баланс электроэнергии на территории автономного округа в период с 2011 по 2015 годы.

Таблица 12. Фактический баланс электроэнергии на территории автономного округа в период с 2011 по 2015 годы

Наименование показателя	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Электропотребление, млн кВт·ч	65 157,2	65 761,4	68 993,16	70 634,8	70 440,4
Собственная выработка, млн кВт·ч	81 812,5	81 097,5	86 610,9	89 142,2	88 230,1
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	+0,76	+0,93	+4,9	+2,38	-0,28
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	-16 655,3	-15 336,1	-17 617,8	-18 507,4	-17 789,7

Фактический баланс мощности по территории ЭЭС автономного округа в период с 2011 по 2015 годы приведен в таблице 13.

Таблица 13. Фактический баланс мощности ЭЭС автономного округа в период с 2011 по 2015 годы, МВт

Наименование	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Нагрузка электростанций, всего	9 320,8*	10 766,2*	11 785,8*	10 964,9*	10 213,2*
Сургутская ГРЭС-1 (ОАО «ОГК-2»)	3 054,5	2 898,6	2 829,6	2 577,9	2 960,2
Сургутская ГРЭС-2 (ОАО «Э.ОН Россия»)	3 958,3	5 459,5	5 399,5	3 902,5	2 672,3
Нижневартовская ГРЭС (ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»)	1 560,3	1 560,2	1 596,1	1 977,4	2 015,1
Няганская ГРЭС (ОАО «Фортум» филиал Энергосистема «Западная Сибирь»)	-	-	842,4	1 140,1	1 279,4
ПЭС Казым (ОАО «Передвижная энергетика»)	43,0	44,8	17,0	21,7	22,0
ОАО «Сургутнефтегаз»	435,7	497,1	541,4	620,4	571,5
Приобская ГТЭС (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)	185,3	234,2	231,7	298,1	274,5
Южно-Приобская ГТЭС (ООО «Газпромнефть-Хантос»)	83,7	71,8	84,0	96,8	84,3
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	-	-	122,7	163,4	163,1
ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	-	-	15,6	15,0	16,0
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	-	-	12,5	12,5	13,0
ГТЭС Западно-Малобалыкского м.р. (ООО «ЮрскНефть»)	-	-	7,6	4,5	5,0
ГПЭС КНС-2 (ООО «Газпромнефть-Хантос»)	-	-	7,5	7,5	8,0
ГТЭС Приразломная (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)	-	-	15,2	15,0	10,7
ГТЭС Западно-Салымская (НФК «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)	-	-	63,0	62,8	63,0
ГТЭС Каменная (ОАО «РН-Няганьнефтегаз»)	-	-	-	49,3	55,1
Потребление всего	8 307,0	8 420,0	8 790,0	8 945,0	8 867,0
Сальдо перетоков («+» дефицит - получение; «-» избыток - выдача)	-1 013,8	-2 346,2	-2 955,8	-2 019,9	-1 346,2

* в период 2011-2015 годов в суммарной выработке учитывались не все электростанции промышленных предприятий автономного округа, работающие параллельно с ЕЭС России.

Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

Плановые значения показателя надежности рассчитываются по данным территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии в автономном округе, с учетом требований Методических указаний, утвержденных приказом Минэнерго России от 14.10.2013 № 718.

Данные для расчета плановых значений показателя надежности предоставили следующие территориальные сетевые организации:

- АО «Тюменьэнерго»;
- ПАО «Горэлектросеть»;
- Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго;
- ОАО «ЮТЭК-Региональные сети»;
- ООО «РН-Юганскнефтегаз»;
- ОАО «Сургутнефтегаз».

Плановые значения показателя надежности, рассчитанные по данным территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии в автономном округе, представлены в таблице 14.

Таблица 14. Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии в автономном округе

Наименование территориальной сетевой организации	Плановые значения показателя надежности					
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
АО «Тюменьэнерго»	0,0304	0,0299	–	–	–	–
ПАО «Горэлектросеть»	0,0148	0,0146	–	–	–	–
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго	0,0204	0,0194	0,0184	0,0174	–	–
ОАО «ЮТЭК-Региональные сети»	0,0019	0,0018	0,0017	0,0016	–	–
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	0,0119	0,0117	0,0115	0,0114	–	–
ОАО «Сургутнефтегаз»	0,0536	0,0510	0,0484	0,0459	–	–

В результате анализа данных, приведенных в таблице 14, установлено, что в каждой из территориальных сетевых организаций наблюдается динамика улучшения значений показателей надежности и качества оказываемых услуг на перспективу.

Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше

Основу электрической сети ЭЭС автономного округа образуют электрические сети напряжением 500 и 220 кВ. Сети напряжением 110 кВ предназначены для электроснабжения основных потребителей – объектов добычи, транспорта и переработки углеводородов, а также населения и других потребителей хозяйственного комплекса автономного округа.

На территории округа находятся:

- 11 электрических подстанций с высшим напряжением 500 кВ;
- 59 электрических подстанций с высшим напряжением 220 кВ;

398 электрических подстанций с высшим напряжением 110 кВ.

Суммарная трансформаторная мощность подстанций:

500 кВ – 15 981,2 МВА;

220 кВ – 11 967,0 МВА;

110 кВ – 22 305 МВА.

Суммарная протяженность линий электропередачи по напряжениям:

500 кВ – 3 126 км;

220 кВ – 2 790 км;

110 кВ – 15 030 км.

Сводные данные по существующим подстанциям ЭЭС автономного округа приведены в таблице 15.

Полный перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, с указанием принадлежности представлен в приложении 1.

Таблица 15. Сводные данные по существующим подстанциям ЭЭС автономного округа

Наименование показателя	Количество ПС, шт.	Количество Т/АТ, шт.	Мощность ПС, МВА
ВСЕГО	3457	938	66780
По номинальному напряжению			
500 кВ	11	23	15981
220 кВ	59	130	11967
110 кВ	398	785	22305
35 кВ	406	–	10284
6(10) кВ	2582	–	6243

Сводные данные по существующим ЛЭП ЭЭС автономного округа приведены в таблице 16.

Таблица 16. Сводные данные о количестве и протяженности ЛЭП ЭЭС автономного округа

Наименование показателя	Количество ЛЭП, шт.	Длина, км
ВСЕГО	542	53034
По номинальному напряжению		
500 кВ	29	3126
220 кВ	112	2790
110 кВ	401	15030
35 кВ	–	7089
6(10) кВ	–	24999

Основные внешние электрические связи ЭЭС автономного округа

ЭЭС автономного округа является частью Тюменской энергосистемы. Электрические связи ЭЭС автономного округа с соседними энергорайонами Тюменской энергосистемы, а также других энергосистем представлены ниже.

Ноябрьский энергорайон ЯНАО:

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская;

ВЛ 500 кВ Холмогорская – Кирилловская;

ВЛ 220 кВ Холмогорская – Кирилловская;

ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым;

ВЛ 220 кВ Северный Варьеган – Вынгапур;

ВЛ 220 кВ Зима – Вынгапур.

Северный энергорайон ЯНАО:

ВЛ 110 кВ Белоярская – Надым.

Тобольский энергорайон Тюменской области:

ВЛ 500 кВ Демьянская – Пыть-Ях;

ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная;

ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях;

ВЛ 500 кВ Демьянская – Луговая;

ВЛ 220 кВ Демьянская – Болчары;

ВЛ 220 кВ Демьянская – Чеснок;

ВЛ 110 кВ Снежная – Эвихон;

ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская – 1,2.

Тюменский энергорайон Тюменской области:

ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая.

Свердловская энергосистема:

ВЛ 110 кВ Картопя – Атымья – 1, 2;

ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда – 2;

ВЛ 110 кВ МДФ - Тавда.

Томская энергосистема:

ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская – 1,2 ц.

Объемы и структура топливного баланса электростанций на территории автономного округа в последнем году

Объемы и структура топливного баланса электростанций автономного округа в 2015 году следующие.

Сургутская ГРЭС- 2:

6 % – попутный нефтяной газ; объем потребления – 525,5 млн м³;

94 % – природный газ; объем потребления – 7802,7 млн м³.

Сургутская ГРЭС-1:

40 % – попутный нефтяной газ; объем потребления – 2293 млн м³;

60 % – природный газ; объем потребления – 3440,46 млн м³.

Нижневартовская ГРЭС:

100% – попутный нефтяной газ; объем потребления – 3 399,4 млн м³.

Няганская ГРЭС:

Основным и резервным топливом для энергоблоков Няганской ГРЭС является природный газ. Фактический объем природного газа, потребленного Няганской ГРЭС в 2015 году, составил 1637,8 млн м³.

Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики автономного округа

6 Схема электроснабжения потребителей ЭЭС автономного округа состоит из энергорайонов:

Нефтеюганский;

Нижневартовский;

Когалымский;

Сургутский;

Урайский;

Няганский.

На рисунке 8 показана схема фактического баланса электрических нагрузок ЭЭС автономного округа с разбивкой по энергорайонам на собственный максимум Тюменской энергосистемы 2015 года, зафиксированный 16 января 2015 года.

Сургутский и Няганский энергорайоны являются избыточными по мощности, в связи с чем наблюдается переток мощности из указанных энергорайонов в смежные дефицитные по мощности энергорайоны.

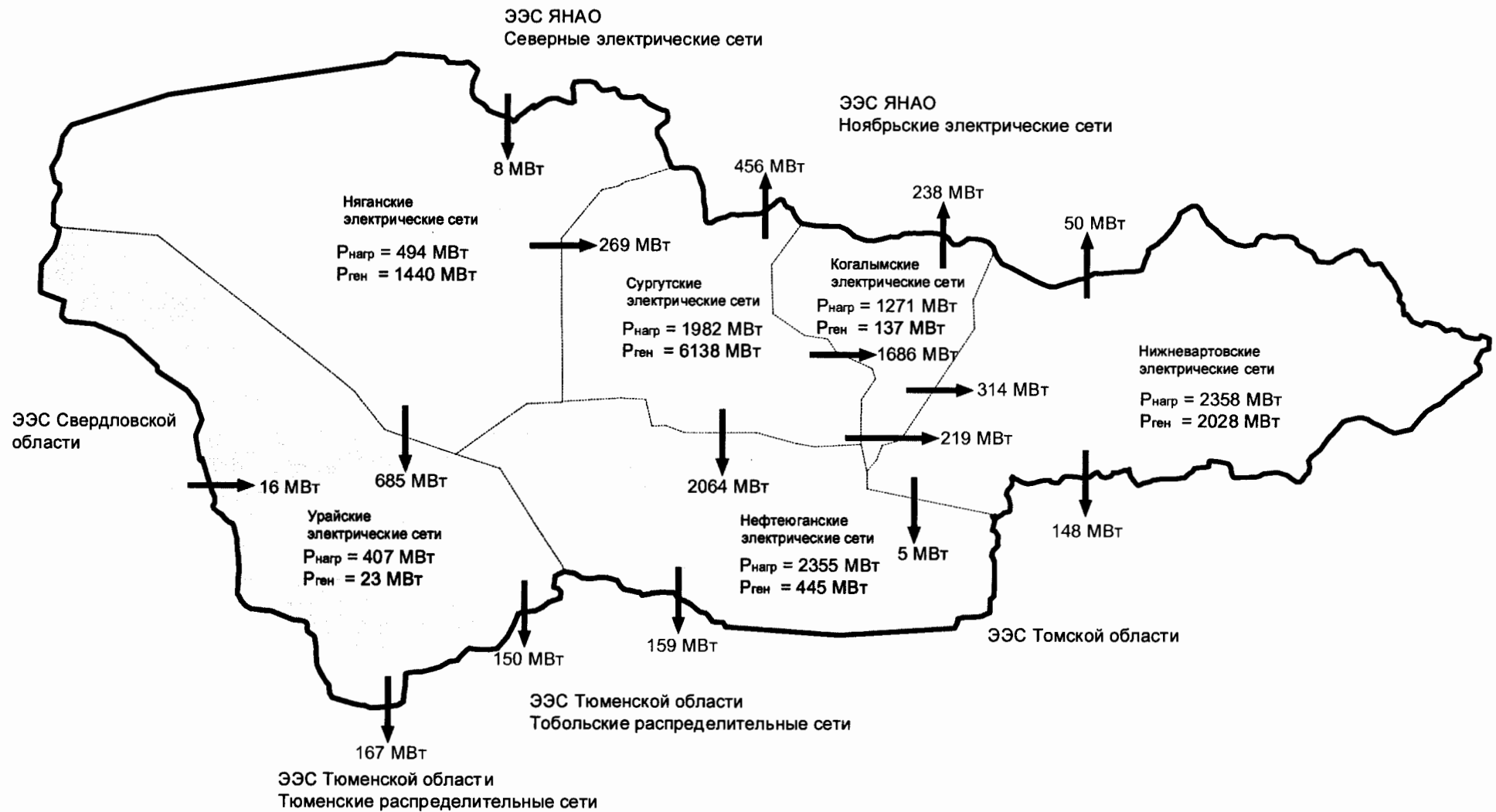


Рисунок 8. Схема фактического баланса электрических нагрузок ЭЭС автономного округа с разбивкой по энергорайонам на собственный максимум Тюменской энергосистемы 2015 года

Нефтеюганский энергорайон

Нефтеюганский энергорайон территориально соответствует зоне деятельности одноименного филиала электрических сетей АО «Тюменьэнерго», а также находится в зоне ответственности Центрального ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири (рисунок 9), в который входят:

часть Сургутского муниципального района автономного округа (южнее р. Обь);

Нефтеюганский муниципальный район;

Юго-восточная часть Ханты-Мансийского муниципального района;

городские округа: г. Нефтеюганск, г. Ханты-Мансийск и г. Пыть-Ях.



Рисунок 9. Карта-схема Нефтеюганских электрических сетей ЭЭС автономного округа

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности Нефтеюганского энергорайона являются:

нефтегазодобывающие компании: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Хантос» и ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»;

нефтеперекачивающие и компрессорные станции (НПС и КС) магистральных нефте- и газопроводов;

предприятие по переработке попутного нефтяного газа ОАО «СибурТюменьГаз» - ОАО «Южно-Балыкский ГПК»;

коммунальная бытовая нагрузка городов.

В 2015 году максимум потребления мощности Нефтеюганского энергорайона в собственный максимум потребления мощности потребителей Тюменской энергосистемы составил 2355 МВт.

Нефтеюганский энергорайон является дефицитным. Покрытие дефицита мощности осуществляется в основном от Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 по сети 500 кВ и по сети 220 кВ по ВЛ 220 кВ Полоцкая – Шубинская, Сомкинская – Ленинская и Пересвет – Шубинская. В Нефтеюганском энергорайоне имеются электростанции промышленных предприятий, наиболее крупными из которых являются Приобская ГТЭС и Южно-Приобская ГТЭС, установленной мощностью 315 и 96 МВт соответственно.

На территории Нефтеюганского энергорайона размещаются 2 ПС 500 кВ, 12 ПС 220 кВ, 79 ПС 110 кВ и 3 ПП 110 кВ.

Основными питающими подстанциями Нефтеюганского энергорайона являются ПС 500 кВ Пыть-Ях и ПС 500 кВ Магистральная, через которые осуществляется передача мощности в сети 220 кВ Нефтеюганского энергорайона с последующим распределением по электрическим сетям 110 кВ.

На ПС 500 кВ Пыть-Ях установлено 3×АТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА каждая и 3 АТ 220/110 кВ номинальной мощностью 125 МВА каждый. На ПС 500 кВ Магистральная установлено 2×АТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА каждая и 2 АТ 220/110 кВ номинальной мощностью 125 МВА каждый.

Электроснабжение Нефтеюганского энергорайона энергосистемы Тюменской области осуществляется по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная;
- ВЛ 500 кВ Сомкинская – Магистральная;
- ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная;
- ВЛ 500 кВ Демьянская – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях;
- ВЛ 220 кВ Полоцкая – Шубинская;
- ВЛ 220 кВ Пересвет – Шубинская;
- ВЛ 220 кВ Сомкинская – Ленинская;
- ВЛ 220 кВ Демьянская – Снежная 1 и 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7;
- ВЛ 110 кВ Восточный – Кирьяновская – 2;
- ВЛ 110 кВ Восточный – Ореховская.

Описание выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, приведено в разделе 5.5.1.

Нижневартовский энергорайон

Нижневартовский энергорайон территориально соответствует зоне деятельности одноименного филиала электрических сетей АО «Тюменьэнерго», а также находится в зоне ответственности Восточного ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири (рисунок 10), в который входят:

Нижневартовский муниципальный район, расположенный в восточной части автономного округа, за исключением городских округов Покачи и Лангепас с прилегающими территориями в западной его части.

городские округа: г. Нижневартовск, г. Мегион и г. Радужный.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности Нижневартовского энергорайона являются:

нефтедобывающие компании: ОАО «РН-Нижневартовск», ОАО «Корпорация Юганефть», ООО «Совместное предприятие «Ваньеганефть», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»; предприятия по переработке попутного нефтяного газа ОАО «СибурТюменьГаз», в который входят:

ОАО «Нижневартовский ГПК»;
 ОАО «Белозерный ГПК»;
 коммунальная бытовая нагрузка городов.

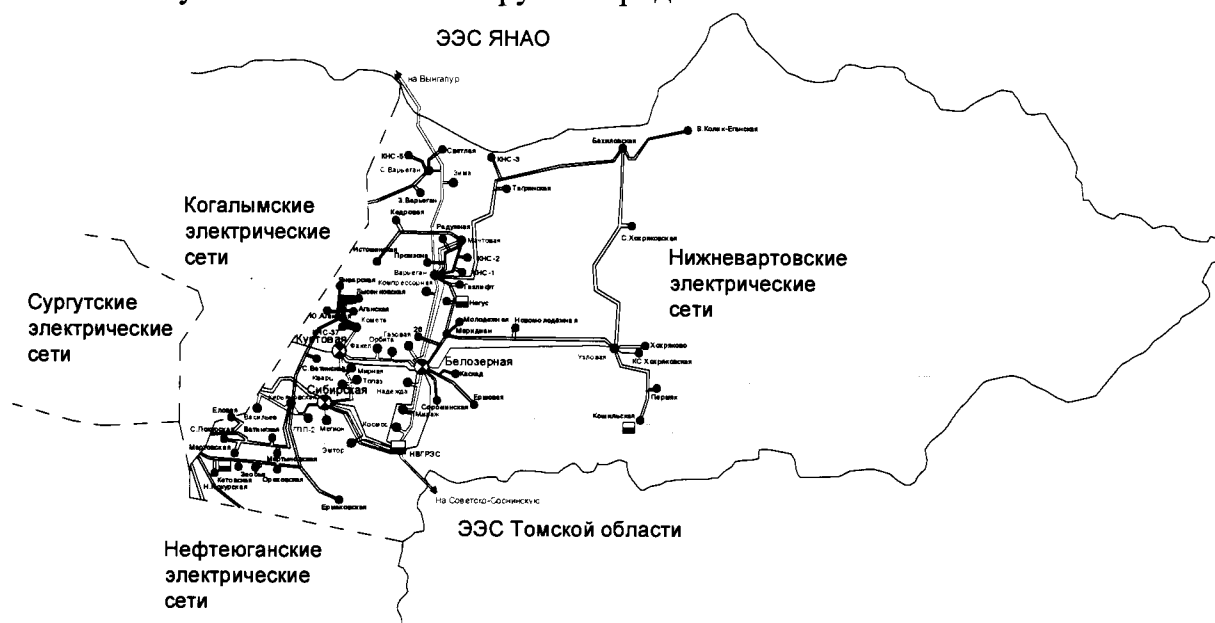


Рисунок 10. Карта-схема Нижневартовских электрических сетей ЭЭС автономного округа

В 2015 году максимум потребления мощности Нижневартовского энергорайона в собственный максимум потребления мощности потребителей Тюменской энергосистемы составил 2358 МВт.

Основным источником электроснабжения потребителей Нижневартовского энергорайона является Нижневартовская ГРЭС установленной мощностью 2013 МВт. Нижневартовская ГРЭС была построена для электроснабжения потребителей Нижневартовского нефтедобывающего района, является источником теплоснабжения для п. Излучинска, а также промышленных потребителей.

На нефтегазовых месторождениях Нижневартовского энергорайона эксплуатируются газотурбинные и газопоршневые электростанции нефтяных компаний, в том числе:

Покамасовская ГТЭС установленной мощностью 9,5 МВт;

Ново-Покурская ГТЭС установленной мощностью 14,25 МВт;

ГТЭС, работающие изолировано, а именно: ГТЭС Ван-Еганского месторождения, Кошильская ГТЭС и ГТС ВКЕ.

Нижневартовский энергорайон является дефицитным. Покрытие дефицита осуществляется от Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 по сетям 220-500 кВ:

ВЛ 500 кВ Кустовая – Трачуковская;

ВЛ 500 кВ Сибирская – Трачуковская;

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Сибирская;

ВЛ 220 кВ Трачуковская – Кирияновская;

ВЛ 220 кВ Васильев – ГПП-2.

По электрическим сетям 220 кВ Нижневартовского энергорайона осуществляется передача мощности в Ноябрьский и Когалымский энергорайоны от ПС 500 кВ Белозерная и ПС 500 кВ Сибирская по следующим ВЛ 220 кВ:

ВЛ 220 кВ Зима – Вынгапур;
 ВЛ 220 кВ Сев. Варьеган – Вынгапур.

Основными питающими подстанциями Нижневартовского энергорайона являются ПС 500 кВ Белозерная, ПС 500 кВ Сибирская и ПС 500 кВ Кустовая, через которые осуществляется передача мощности в сети 220 кВ Нижневартовского энергорайона с последующим распределением по электрическим сетям 110 кВ.

На ПС 500 кВ Белозерная установлено 3×АТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА каждая и 3 АТ 220/110 кВ номинальной мощностью 125 МВА каждый. На ПС 500 кВ Сибирская установлено 2×АТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА каждая. На ПС 500 кВ Кустовая установлено 2×АТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА каждая.

На территории Нижневартовского энергоузла размещаются 3 электрические ПС 500 кВ, 20 ПС 220 кВ и 113 ПС 110 кВ.

Распределительная сеть 110 кВ Нижневартовского энергорайона функционирует преимущественно с двухсторонним питанием, опираясь на шины 110 кВ ПС 220 кВ и ПС 500/220/110 кВ Белозерная.

Электрические связи Нижневартовского энергорайона с прилегающими энергорайонами Тюменской энергосистемы осуществляются по следующим линиям электропередачи.

Когалымский энергорайон:

ВЛ 500 кВ Трачуковская – Сибирская;
 ВЛ 500 кВ Кустовая – Трачуковская;
 ВЛ 220 кВ Трачуковская – Кирьяновская;
 ВЛ 220 кВ Трачуковская – Васильев;
 ВЛ 110 кВ Васильев – Урьевская -1,2;
 ВЛ 110 кВ Кирьяновская – Ореховская;
 ВЛ 110 кВ Кирьяновская – ПП Восточный.

Ноябрьский энергорайон:

ВЛ 220 кВ Северный Варьеган – Вынгапур;
 ВЛ 220 кВ Зима – Вынгапур.

Сургутский энергорайон:

ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Сибирская.

Передача мощности Нижневартовской ГРЭС в Томскую энергосистему осуществляется по двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская – 1,2 ц.

Электрическая сеть 110 кВ Нижневартовского энергорайона функционирует преимущественно с двухсторонним питанием, опираясь на шины 110 кВ подстанций 220 кВ и ПС 500/220/110 кВ Белозерная.

Описание выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, приведено в разделе 5.5.1.

Когалымский энергорайон

Когалымский энергорайон территориально соответствует зоне деятельности одноименного филиала электрических сетей АО «Тюменьэнерго», а также находится в зоне ответственности Центрального ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири (рисунок 11), в который входят:

территория между р. Тромъеган и р. Аган в северной части Сургутского муниципального района автономного округа севернее р. Оби;

городские округа: г. Когалым, г. Покачи, г. Лангепас.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности Когалымского энергорайона являются:

нефтедобывающая компания ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»;

НПС и КС магистральных нефте- и газопроводов;

предприятие по переработке попутного нефтяного газа ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – ОАО «Локосовский ГПЗ»;

коммунальная бытовая нагрузка городов.



Рисунок 11. Карта-схема Когалымских электрических сетей ЭЭС автономного округа

В 2015 году максимум потребления мощности Когалымского энергорайона в собственный максимум потребления мощности потребителей Тюменской энергосистемы составил 1271 МВт.

Когалымский энергорайон является дефицитным. Основными питающими подстанциями Когалымского энергорайона являются ПС 500 кВ Кирилловская и ПС 500 кВ Трачуковская, через которые осуществляется передача мощности в сети 220 кВ Когалымского энергорайона с последующим распределением по электрическим сетям 110 кВ.

На ПС 500 кВ Кирилловская установлено 6хАТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 167 МВА каждая и 4 АТ 220/110 кВ номинальной мощностью 125 МВА каждый. На ПС 500 кВ Трачуковская установлено 9хАТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 167 МВА каждая.

Электроснабжение Когалымского энергорайона энергосистемы Тюменской области осуществляется по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Трачуковская;

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Трачуковская;

ВЛ 500 кВ Кустовая – Трачуковская;

ВЛ 500 кВ Сибирская – Трачуковская;

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Кирилловская;

ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская;
 ВЛ 220 кВ Трачуковская – Кирьяновская;
 ВЛ 220 кВ Трачуковская – Васильев;
 ВЛ 220 кВ Имилор – Кирилловская;
 ВЛ 220 кВ В.Моховая – Кирилловская;
 ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – КС-3-1,2;
 ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым;
 ВЛ 220 кВ Холмогорская – Кирилловская;
 ВЛ 110 кВ Урьевская – Васильев-1,2;
 ВЛ 110 кВ Сарымская – Сова-1,2;
 ВЛ 110 кВ В.Моховая – Слава;
 ВЛ 110 кВ С.Варьеган – Таврическая-1,2.

Через электрические сети 500-220 кВ Когалымского энергорайона осуществляется транзит мощности в дефицитные Ноябрьский и Нижневартовский энергорайоны.

Описание выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, приведено в разделе 5.5.1.

Сургутский энергорайон

Сургутский энергорайон территориально соответствует зоне деятельности одноименного филиала электрических сетей АО «Тюменьэнерго», а также находится в зоне ответственности Центрального ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири (рисунок 12), в который входят:

часть территории Сургутского муниципального района (севернее р. Оби), за исключением территории между реками Тромъеган и Аган и городского округа г. Когалым;

часть Белоярского муниципального района (восточнее пос. Юильск);
 городской округ – г. Сургут.

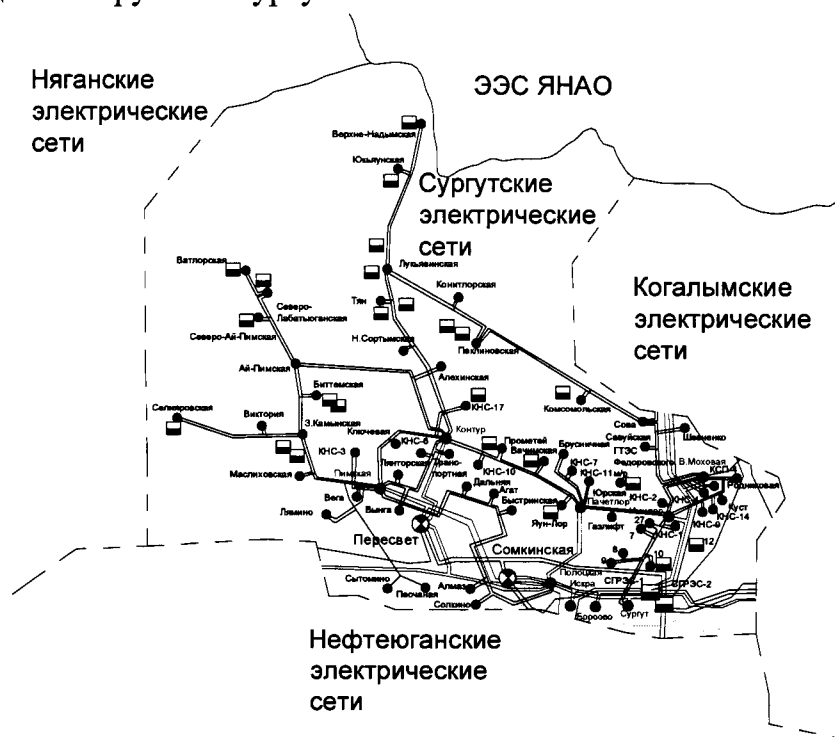


Рисунок 12. Карта-схема Сургутских электрических сетей ЭЭС автономного округа

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности Сургутского энергорайона являются:

- нефтедобывающая компания ОАО «Сургутнефтегаз»;
- предприятие по переработке газового конденсата и углеводородного сырья ООО «Газпром переработка» – «Сургутский ЗСК»;
- коммунальная бытовая нагрузка городов.

В 2015 году максимум потребления мощности Сургутского энергорайона в собственный максимум потребления мощности Тюменской энергосистемы составил 1982 МВт.

Основными источниками электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона являются Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2 установленной мощностью 3268 МВт и 5657,1 МВт соответственно и собственные электростанции ОАО «Сургутнефтегаз».

Электроснабжение потребителей Сургутского энергорайона осуществляется по следующим сетевым объектам 220-500 кВ:

- 1, 2 АТГ 500/220 кВ ПС Пересвет;
- 1, 2, 3 АТГ 500/220 кВ ПС Сомкинская;
- ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Барсово;
- ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Сургут;
- ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Полоцкая.

Электрические связи Сургутского энергорайона с прилегающими энергорайонами Тюменской энергосистемы осуществляются по следующим линиям электропередачи.

Нижневартовский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Сибирская.

Ноябрьский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская.

Когалымский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – КС-3 – 1,2;
- ВЛ 220 кВ Имилор – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым;
- ВЛ 110 кВ Сова – Сарымская – 1, 2;
- ВЛ 110 кВ Восточно-Моховая – Слава.

Нефтеюганский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная;
- ВЛ 500 кВ Сомкинская – Магистральная;
- ВЛ 220 кВ Пересвет – Шубинская;
- ВЛ 220 кВ Полоцкая – Шубинская;
- ВЛ 220 кВ Сомкинская – Ленинская.

Няганский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Пересвет – Ильково.

Подстанции 220 кВ Сургутского энергорайона объединены распределительной сетью 110 кВ, представленной преимущественно двухцепными ЛЭП, за исключением участка 2 двухцепных ЛЭП 110 кВ Сургут – Барсово, выполненного на четырехцепных опорах (4×7,03 км), и одноцепных линий 110 кВ на подстанции Лямино, Сытомино и Песчаная.

Описание выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, приведено в разделе 5.5.1.

Урайский энергорайон

Урайский энергорайон территориально соответствует зоне деятельности одноименного филиала электрических сетей АО «Тюменьэнерго», а также находится в зоне ответственности Южного ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири (рисунок 13), в который входят:

Кондинский и Советский муниципальные районы автономного округа;
часть Ханты-Мансийского муниципального района (южнее и западнее от пос. Согом);

городские округа: г. Урай, г. Югорск.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности в Урайском энергорайоне являются:

нефтедобывающая компания ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»;

НПС и КС магистральных нефте- и газопроводов;

коммунальная бытовая нагрузка городов.

В 2015 году максимум потребления мощности Урайского энергорайона в собственный максимум потребления мощности Тюменской энергосистемы составил 407 МВт.

Основным источником электроснабжения потребителей Урайского энергорайона является Няганская ГРЭС (Няганский энергорайон) установленной мощностью 1302,04 МВт и собственные электростанции ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

На нефтегазовых месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» эксплуатируются газопоршневые электростанции:

Северо-Даниловская ГПЭС установленной мощностью 36,24 МВт;

ГПЭС Восточно-Толумского м.р. установленной мощностью 6,3 МВт.

ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда.

Существующая схема распределительной сети 110 кВ преимущественно представлена двухцепными линиями электропередачи, объединяющими подстанции 220 кВ.

Характерной особенностью Урайского энергорайона, обусловленной географическим положением, является прохождение по его территории основных магистральных нефтепроводов и газопроводов из Западно-Сибирского нефтегазового комплекса в центральную часть России.

В южной части энергорайона проходят трассы магистральных нефтепроводов Сургут – Полоцк, Холмогоры – Клин, в меридиональном направлении пересекает территорию энергорайона нефтепровод Красноленинский Свод – Шаим – Тюмень. Центрами электроснабжения потребителей магистральных нефтепроводов являются подстанции 220/10 кВ Ильичевка, Катыш и подстанции 220/110 кВ Сотник и Ягодная, связанные двухцепной ЛЭП 110 кВ.

Подстанция 220 кВ Картопля является центром электроснабжения потребителей магистральных газопроводов системы Уренгой – Ямбург – Центр, потребителей магистрального железнодорожного транспорта, коммунально-бытовых потребителей городов Югорск и Советский и поселков Агириш, Алябьево, Мансийский, Таежный и Юбилейный, а также потребителей лесной и деревообрабатывающей промышленности.

Описание выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений приведено в разделе 5.5.1.

Няганский энергорайон

Няганский энергорайон территориально соответствует зоне деятельности филиала электрических сетей АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс, а также находится в зоне ответственности Южного ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири (рисунок 14), в который входят территории МО города Нягани, Октябрьского, Белоярского, Березовского районов, части Советского, части Ханты-Мансийского муниципального района севернее пос. Красноленинский и части Шурышкарского района ЯНАО с общей площадью одна третья часть территории округа.

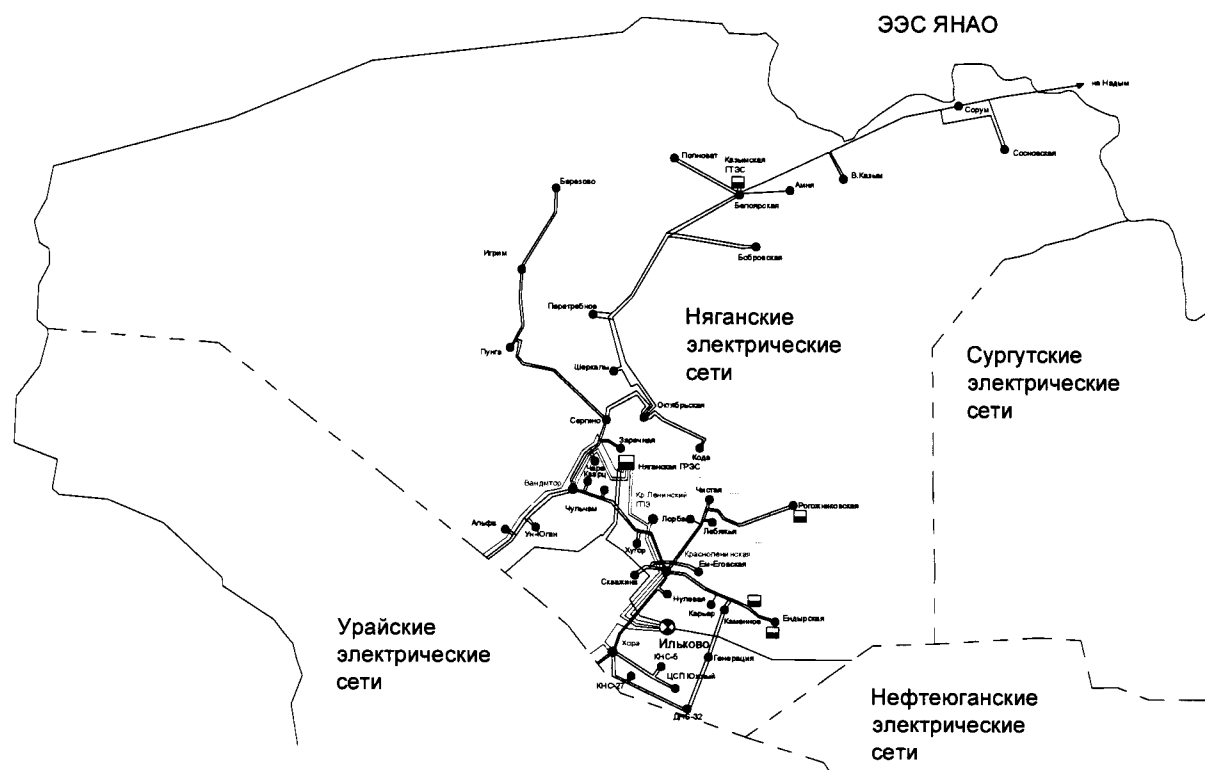


Рисунок 14. Карта-схема филиала Энергокомплекс ЭЭС автономного округа

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности в Няганском энергорайоне являются:

нефтедобывающая компания ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО НК «Роснефть»;

КС магистральных газопроводов;

предприятие по переработке попутного нефтяного газа – ОАО «Няганьгазпереработка»;

коммунальная бытовая нагрузка городов.

В 2015 году максимум потребления мощности Няганского энергорайона в собственный максимум потребления мощности Тюменской энергосистемы составил 494 МВт.

Основным источником электроснабжения потребителей Няганского энергорайона является Няганская ГРЭС установленной мощностью 1302,04 МВт и собственные электростанции ОАО «Сургутнефтегаз». Электроснабжение потребителей Белоярского района обеспечивается Казымской ГТЭС (ОАО «Передвижная энергетика»).

На нефтегазовых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируются газотурбинные электростанции:

Рогожниковская ГТЭС-1 установленной мощностью 36 МВт;

Рогожниковская ГТЭС-2 установленной мощностью 36 МВт.

Газотурбинная электростанция ОАО «Передвижная энергетика»:

Казымская ГТЭС установленной мощностью 72 МВт.

Газотурбинная электростанция ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в районе Каменного месторождения:

ГТЭС «Каменного м/р» установленной мощностью 48 МВт.

Газотурбинная электростанция ОАО «РН-Няганьнефтегаз» в районе Каменного месторождения:

ГТЭС «Каменная» установленной мощностью 72 МВт.

Няганский энергорайон является избыточным. Выдача избытка мощности осуществляется от Няганской ГРЭС по ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Луговая, ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Ильково, ВЛ 220 кВ Новая – Хора и ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопля.

Основными питающими подстанциями Няганского энергорайона являются ПС 500 кВ Ильково, ПС 220 кВ Красноленинская и ПС 220 кВ Вандмтор, через которые осуществляется передача мощности в сети 110 кВ Няганского энергорайона. На ПС 500 кВ Ильково установлено 2×АТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА каждая. На ПС 220 кВ Красноленинская и ПС 220 кВ Вандмтор установлено по два АТ 220/110 кВ номинальной мощностью 125 МВА и 200 МВА соответственно.

Электрические связи Няганского энергорайона с прилегающими энергорайонами Тюменской энергосистемы осуществляются по следующим линиям электропередачи.

Урайский энергорайон:

ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Луговая;

ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопля;

ВЛ 220 кВ Хора – Новая;

ВЛ 110 кВ связывающие ПС Новая и ПС Хора;

ВЛ 110 кВ Картопля – Вандмтор 1, 2.

Сургутский энергорайон:

ВЛ 500 кВ Ильково – Пересвет.

Северный энергорайон:

ВЛ 110 кВ Белоярская – Надым.

Описание выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений приведено в разделе 5.5.1.

Направления развития электроэнергетики автономного округа

Цели и задачи развития электроэнергетики автономного округа

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2020 года и на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства автономного округа от 22 марта 2013 года № 101-рп, важной целью развития электроэнергетики в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре является преодоление энергетических барьеров экономического роста за счет оптимального соотношения усилий по наращиванию энергетического потенциала и снижения потребности в дополнительных энергоресурсах за счет энергосбережения.

Приоритеты развития электроэнергетики определяются расширением и перевооружением крупных существующих электростанций, строительством новых базовых электростанций в дефицитных энергорайонах и переводом на централизованное электроснабжение большей части населенных пунктов автономного округа. Для территорий, где по экономическим соображениям нерационально строительство крупных электростанций и линий электропередач, приоритетным является внедрение инновационных технологий производства

электроэнергии на основе ветрогенерации и биотоплива, а также с использованием сжиженного природного и попутного нефтяного газа.

Поэтапная реализация приоритетных направлений развития электроэнергетики позволит стабилизировать обеспечение электропотребителей округа и сократить себестоимость электроэнергии, снизить тарифы для предприятий и населения, будет способствовать развитию производственной инфраструктуры.

В соответствии с государственной программой автономного округа «Развитие жилищно-коммунального комплекса и повышение энергетической эффективности в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре на 2016 – 2020 годы» утверждены следующие подпрограммы:

«Обеспечение потребителей надежным и качественным электроснабжением», направленная на развитие и модернизацию электроэнергетической отрасли автономного округа.

«Повышение энергоэффективности в отраслях экономики», направленная на развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности, предполагающая реализацию мероприятий, направленных на уменьшение потребления энергетических ресурсов в различных отраслях экономики, бюджетной сфере и жилищно-коммунальном комплексе автономного округа для обеспечения снижения энергоемкости валового регионального продукта.

«Обеспечение реализации государственной программы», направленная на организацию деятельности по исполнению государственной программы, предполагающая реализацию мероприятий обеспечивающего характера, которые направлены на научное обоснование принимаемых решений по развитию электроэнергетики и повышение энергоэффективности в автономном округе.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности

Прогноз электропотребления и мощности по территории автономного округа на период 2016–2021 годы сформирован на основании данных базового варианта долгосрочного прогноза согласно СиПР ЕЭС России 2016–2022 и представлен в таблице 17.

Таблица 17. Прогноз электропотребления и мощности по территории автономного округа на период 2016–2021 годы

Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Электропотребление автономного округа, млн кВт·ч	70 743	71 203	71 648	71 743	72 105	72 645
в т.ч. Когалымский энергорайон	10104	10130	9902	9940	10005	10061
Нефтеюганский энергорайон	19290	19544	19742	19815	20011	20513
Нижневартовский энергорайон	18582	18678	19032	18891	18946	18944
Няганьский энергорайон	3897	3946	4011	4073	4079	4074
Сургутский энергорайон	15665	15707	15754	15813	15846	15837
Урайский энергорайон	3205	3198	3207	3211	3218	3216
Максимум нагрузки, МВт	9 097	9 130	9 152	9 160	9 210	9 307
в т.ч. Когалымский энергорайон	1299	1299	1269	1269	1278	1289
Нефтеюганский энергорайон	2481	2506	2530	2530	2556	2628
Нижневартовский энергорайон	2390	2395	2409	2412	2420	2427
Няганьский энергорайон	501	506	514	520	521	522
Сургутский энергорайон	2014	2014	2019	2019	2024	2029
Урайский энергорайон	412	410	411	410	411	412
Минимум нагрузки, МВт	8 596	8 630	8 650	8 655	8 703	8 796
в т.ч. Когалымский энергорайон	1228	1228	1199	1198	1207	1220

Нефтеюганский энергорайон	2347	2372	2395	2395	2419	2461
Нижневартовский энергорайон	2259	2264	2278	2280	2288	2305
Няганьский энергорайон	473	478	485	490	491	495
Сургутский энергорайон	1900	1900	1905	1904	1909	1923
Урайский энергорайон	389	388	388	388	389	392

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС автономного округа на 2011-2015 годы (факт) и 2016-2021 годы представлены на рисунках 15 и 16 соответственно.

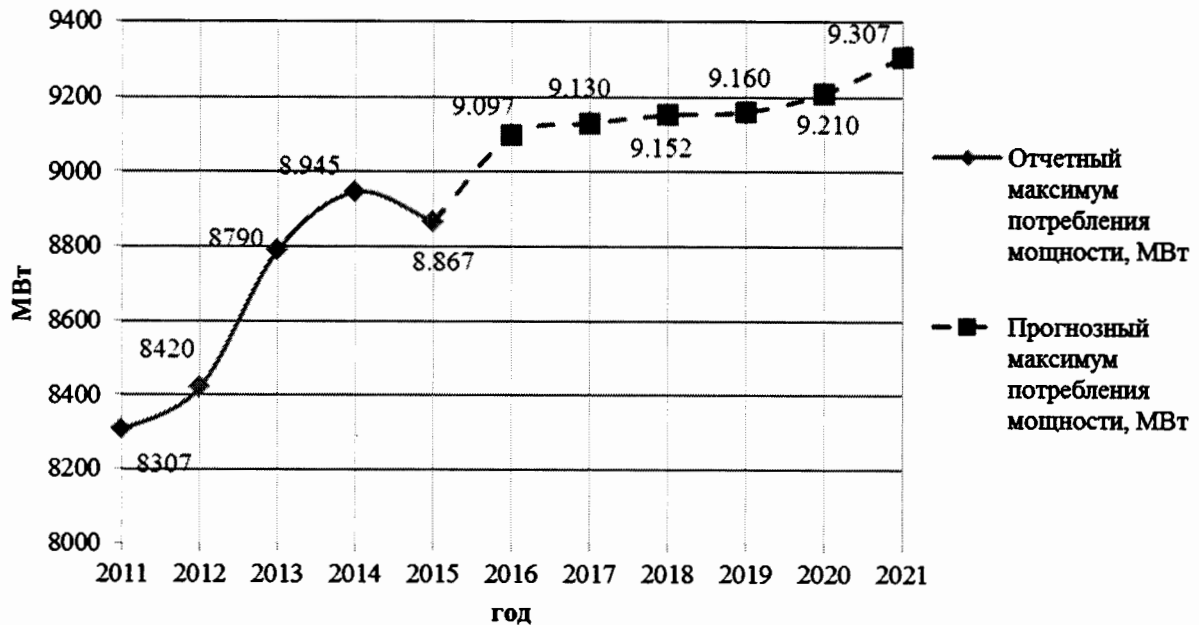


Рисунок 15. График отчетных и прогнозных данных максимума потребления мощности ЭЭС автономного округа на 2011-2015 годы (факт) и 2016-2021 годы, МВт

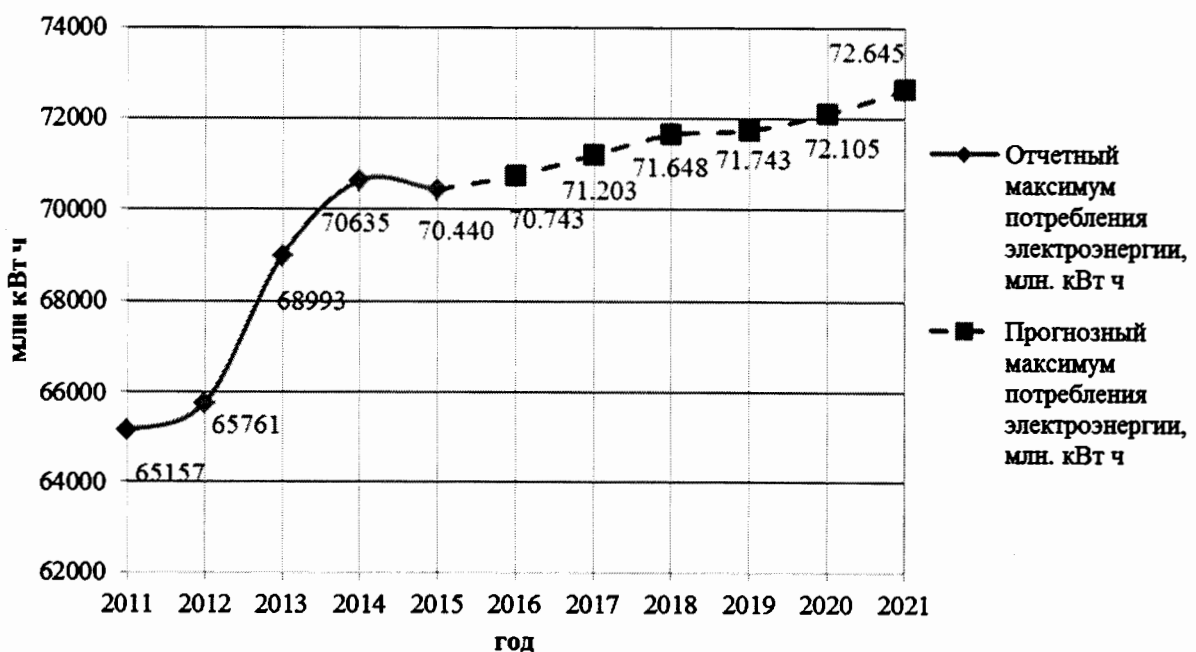


Рисунок 16. Динамика изменения потребления электроэнергии ЭЭС

автономного округа на 2011–2015 годы (факт) и 2016–2021 годы, млн кВт·ч

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии по энергорайонам ЭЭС автономного округа на 2016–2021 годы представлены на рисунках 17 и 18 соответственно.

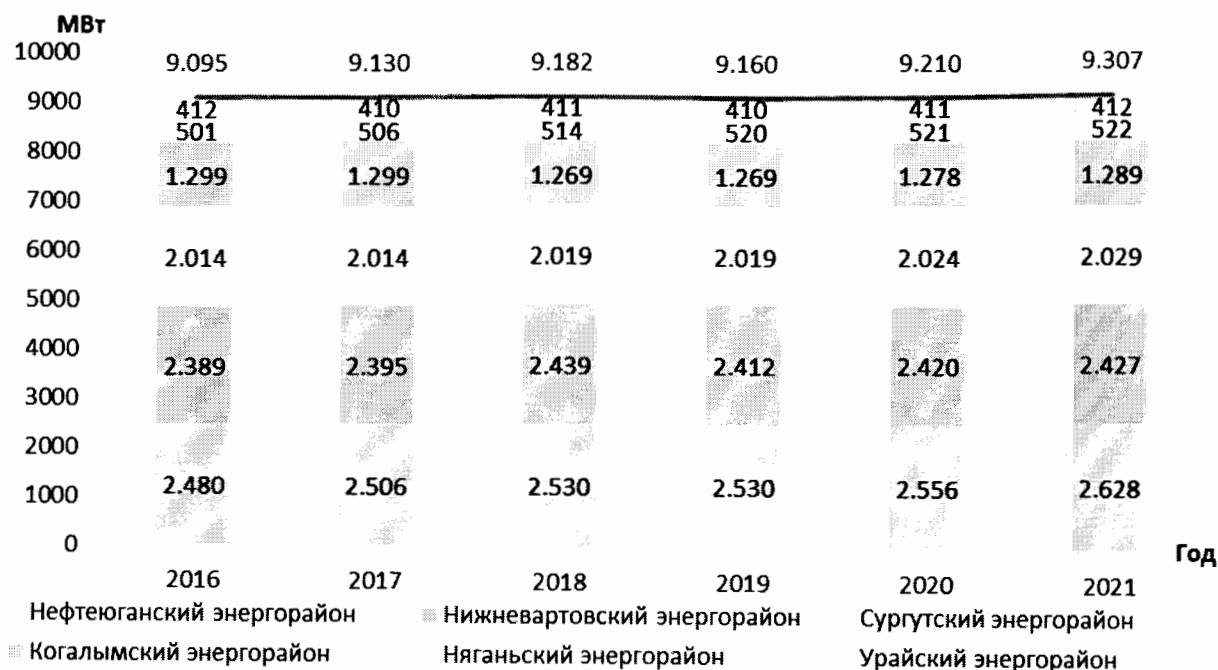


Рисунок 17. Динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам автономного округа на 2016–2021 годы, МВт



Рисунок 18. Динамика изменения потребления электроэнергии по энергорайонам автономного округа на 2016–2021 годы, млн кВт·ч

Данные о прогнозном потреблении электроэнергии (мощности) крупными потребителями на период до 2021 года приведены в таблице 18.

На рисунках 19 и 20 приведена структура прогнозного потребления электрической энергии и мощности крупными потребителями (более 50 МВт) на период до 2021 года.

Прирост нагрузки в ЭЭС автономного округа по прогнозу, соответствующему СиПР ЕЭС России 2016–2022, на период до 2021 года составляет 440 МВт. Среднегодовой прирост нагрузки по Ханты-Мансийскому автономному округу ожидается величиной 0,8–0,9%.

Основной рост потребления электрической мощности ЭЭС автономного округа на рассматриваемый перспективный период 2016–2021 годы намечается в Нефтеюганском энергорайоне. Основной рост электропотребления Нефтеюганского энергорайона обусловлен разработкой и увеличением нефтедобычи и электропотребления нефтяных м/р ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Таблица 18. Прогноз потребления электроэнергии (мощности) крупными потребителями на территории автономного округа на период до 2021 года

Наименование	ПОКАЗАТЕЛЬ		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
	Наименование	Единицы измерения						
филиал Сургутский ЗСК ООО «Газпром переработка»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	286	293	293	293	336	424
	Макс. Потребления мощности	МВт	35	35	35	35	38	48
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	217	221	234	239	241	241
	Макс. Потребления мощности	МВт	40	41	31	32	32	32
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	879	879	879	879	879	879
	Макс. Потребления мощности	МВт	260	260	260	260	260	260
ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	10776	10675	10511	10453	10414	10386
	Макс. Потребления мощности	МВт	1271	1261	1267	1258	1254	1250
ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	280	284	288	282	285	286
	Макс. Потребления мощности	МВт	30	31	31	31	32	32
АО «РН-Няганьнефтегаз»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	1123	1202	1263	1333	1371	1447
	Макс. Потребления мощности	МВт	149	164	177	186	191	200
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	12203	12606	13047	13561	13879	14258
	Макс. Потребления мощности	МВт	1480	1524	1580	1632	1679	1719
ОАО «Самотлорнефтегаз»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	5915	5932	5900	5852	5810	5787
	Макс. Потребления мощности	МВт	673	674	672	667	662	657
ООО «Белозерный газоперерабатывающий комплекс»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	1358	1460	1450	1450	1450	1450
	Макс. Потребления мощности	МВт	169	176	176	176	176	176
ООО «Нижневартовский ГПК»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	1 487	1 389	1380	1338	1334	1338
	Макс. Потребления мощности	МВт	192	169	168	163	163	163
ООО «Няганьгазпереработка»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	549	549	549	666	670	670
	Макс. Потребления мощности	МВт	63	63	63	75	75	75
Южно-Балыкский ГПЗ - филиал АО «СибурТюменьГаз»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	529	523	523	523	523	523
	Макс. Потребления мощности	МВт	60	63	63	63	63	63
ОАО «Сургутнефтегаз»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	11695	11706	11718	11730	11741	11753
	Макс. Потребления мощности	МВт	1392	1394	1395	1397	1398	1401
ООО «Газпромнефть-Хантос»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	1307	1439	1439	1439	1439	1439
	Макс. Потребления мощности	МВт	173	190	190	190	190	190
ООО «Башнефть-Добыча»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	83	80	78	76	75	73
	Макс. Потребления мощности	МВт	11,8	11,5	11,2	10,9	10,6	10,4
ОАО «НАК «АКИ-ОТЫР»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	28	29	29	29	30	30
	Макс. Потребления мощности	МВт	3	3	3	3	3	3
ПАО «Варьеганнефть»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	411	409	414	437	437	437
	Макс. Потребления мощности	МВт	47	47	47	50	50	50
ОАО «Негуснефть»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	71	71	71	71	71	71
	Макс. Потребления мощности	МВт	8	8	8	8	8	8

ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	304	310	320	320	320	320
	Макс. Потребления мощности	МВт	35	35	37	37	36	37
ООО «ЮрскНефть»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	273	269	240	240	240	240
	Макс. Потребления мощности	МВт	33,7	34	31,5	31,5	31,5	31,5
ОАО «Славнефть-Мегионефтегаз»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	3585	3608	3656	3942	4205	4265
	Макс. Потребления мощности	МВт	423	421	427	459	491	498
ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	780	778	739	722	722	722
	Макс. Потребления мощности	МВт	89	89	84	82	82	82
ОАО «Черногорэнерго» (ОАО «РН- Нижевартовск», ОАО «Корпорация Югранефть», ООО «Совместное предприятие «Ваньеганнефть»	Потребление эл/энергии	млн кВт ч	1 930	1 930	1 930	1 930	1 930	1 930
	Макс. Потребления мощности	МВт	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4

Примечание: информация о прогнозом потреблении электроэнергии и мощности в соответствии с предоставленными данными от крупных потребителей.

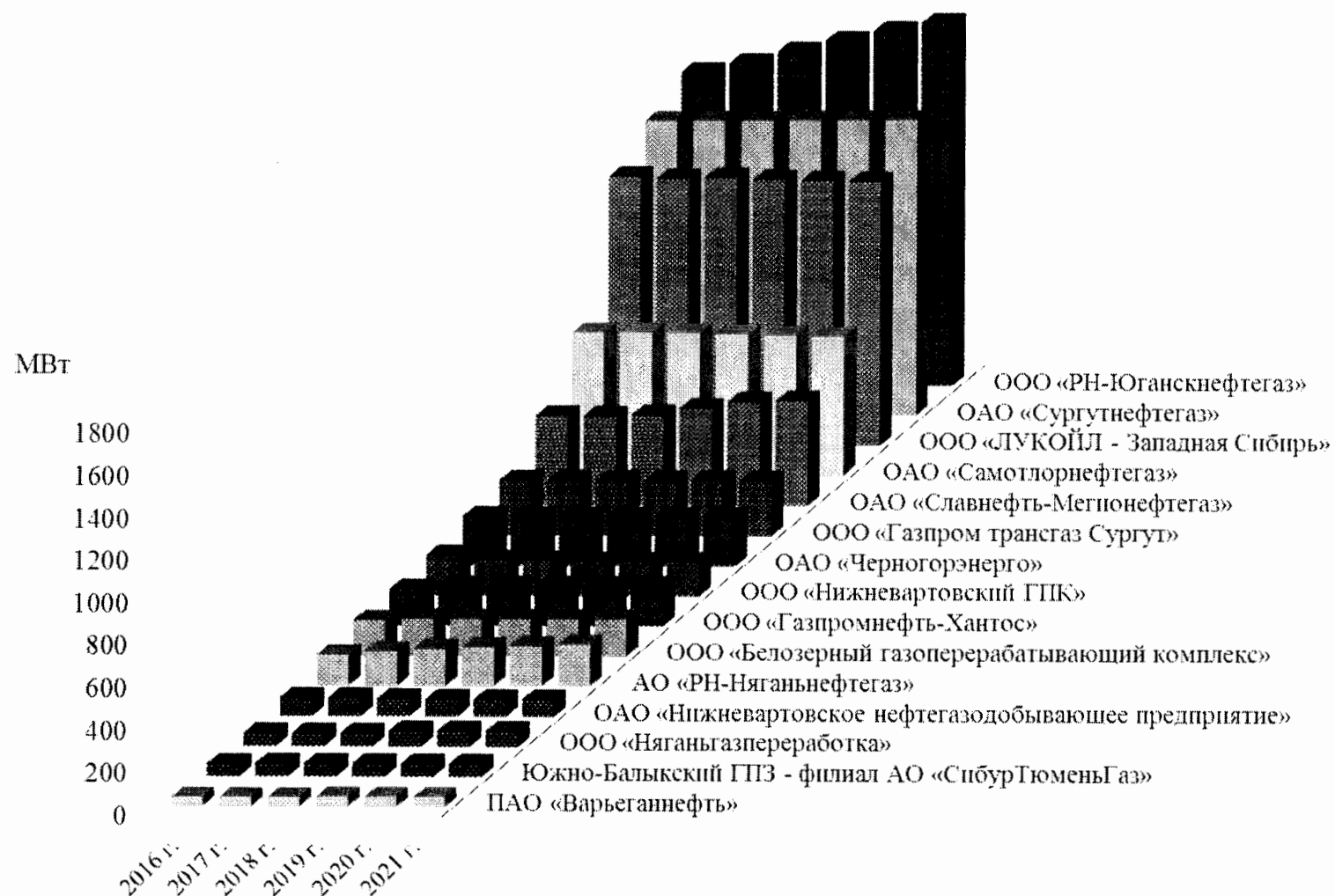


Рисунок 19. Структура потребления электрической мощности крупными потребителями на территории автономного округа на период до 2021 года

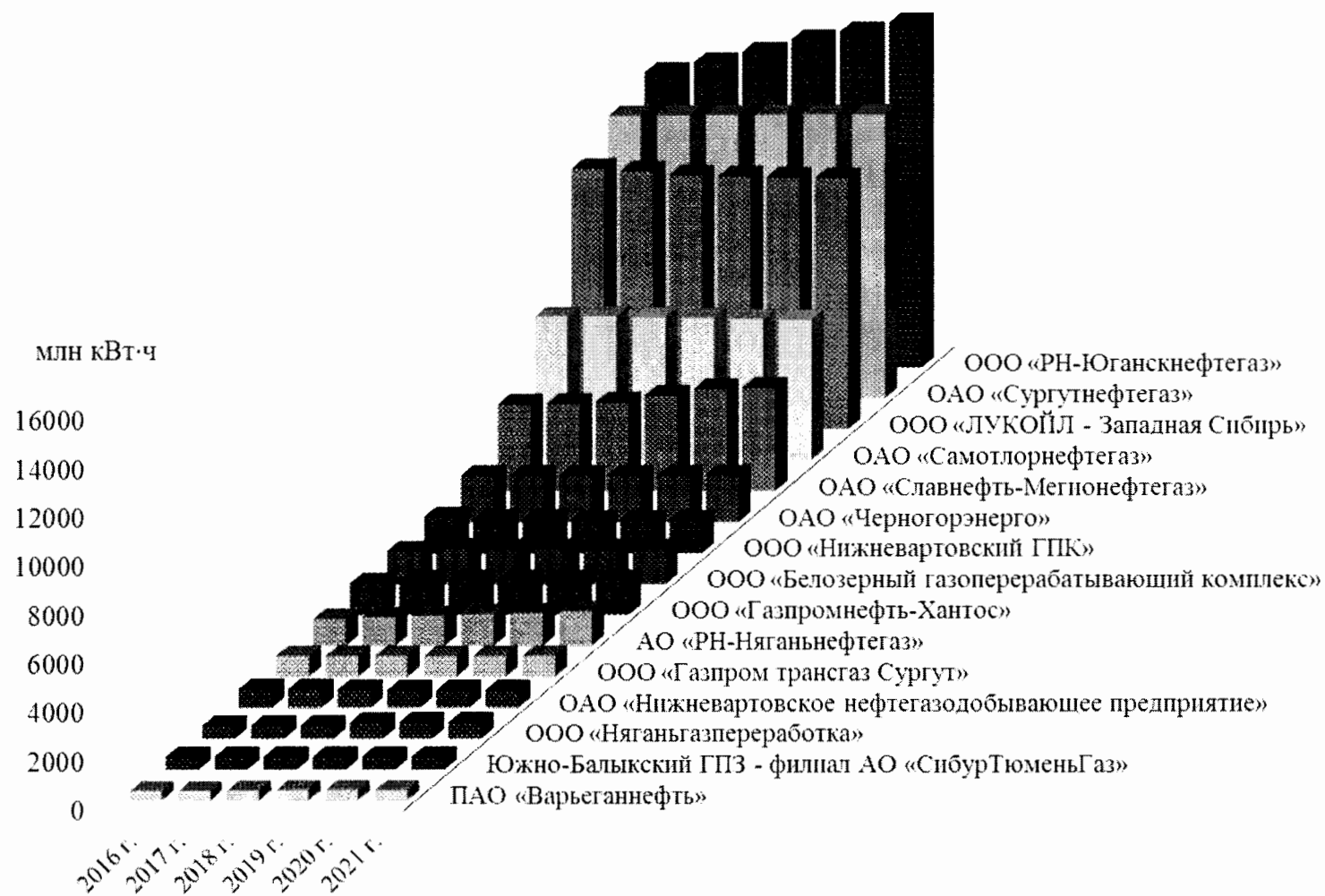


Рисунок 20. Структура потребления электрической энергии крупными потребителями на территории автономного округа на период до 2021 года

Перечень основных перспективных потребителей

В ЭЭС автономного округа в рассматриваемый период 2016-2021 годы основная часть планируемой к вводу электрической нагрузки в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение приходится на увеличение потребляемой мощности существующих крупных потребителей, задействованных в сфере нефтегазодобывающей отрасли. В таблице 19 приведены данные об планируемых к вводу электрических нагрузках, заявленная мощность которых согласно заключенным договорам на технологическое присоединение превышает 10 000 кВт.

Таблица 19. Планируемая к вводу электрическая нагрузка с указанием заявленной мощности согласно заключенным договорам на технологическое присоединение

№	Наименование крупного потребителя	Район (расположение энергопринимающего устройства)	Наименование центра питания	Заявляемая максимальная мощность по договорам на технологическое присоединение, кВт
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Омбинское месторождение нефти	ПС 110/35/6 кВ Омбинская-2 (вновь вводимая)	39 000
		Угутское месторождение нефти	ПС 110/35/6 кВ Тайга-2 (вновь вводимая)	38 000
		Малобалыкское месторождение нефти	ПС 110/35/6 кВ Сибирь	36 000
		Омбинского месторождение нефти	ПС 110/35/6 кВ Юганская	23 050
		Омбинское месторождение нефти	ПС 110/35/6 кВ Бекметьевская	17 100
		Кусты скважин Встречного, Ефремовского месторождений	ПС 110/35/6 кВ КНС-20	14 700
		Северо-Салымское месторождение	ПС 110/35/6 кВ Водозабор	13 000
		Приразломное месторождение нефти	ПС 110/35/6 кВ Евсеенковская	10 800
2	ООО «ЛУКОЙЛ – ЭНЕРГОСЕТИ»	Кечимовское месторождение нефти	ПС 110/35/10 Кечимовская	21 400
		Кечимовское месторождение нефти	ПС 110/35/10 кВ Новые Покачи	12 500
3	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	Нижневартовский район	ПС 110 кВ УПГ-1 (вновь вводимая) ³	13 200
		Сургутский район	ПС 110/35/6 кВ Зенит	11 000
4	АО «Самотлорнефтегаз»	Самотлорское месторождение нефти	ПС 110 кВ КНС-39 (вновь вводимая)	0*

*на вновь вводимую ПС 110 кВ КНС-39 планируется перевод существующих нагрузок с ПС 110 кВ КНС-27 и ПС 110 кВ КНС-5А в объеме 32,5 МВт

³ Ввод ПС 110 кВ УПГ-1 осуществляется с последующим демонтажем ПС 110 кВ Локосово.

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

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС автономного округа на период 2016–2021 годы, учитывающие перспективный прогноз электроэнергии (мощности) ЭЭС автономного округа на период 2016–2021 годы, соответствующие СиПР ЕЭС России 2016–2022.

Также при составлении баланса электроэнергии и мощности учитывается изменение установленной мощности генерирующего оборудования на территории ЭЭС автономного округа в соответствии с мероприятиями по демонтажу, вводу, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЕЭС России 2016–2022.

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) приведен в таблицах 20, 21 и на рисунках 21 и 22.

Таблица 20. Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС автономного округа на период 2016–2021 годы, млн кВт·ч

Наименование показателя	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Электропотребление, млн кВт·ч	70 743	71 203	71 648	71 743	72 105	72 645
Собственная выработка, млн кВт·ч	84 646	86 686	87 491	88 245	89 024	89 734
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	0,43	0,65	0,62	0,13	0,50	0,75
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	-13 903	-15 483	-15 843	-16 502	-16 919	-17 089

Таблица 21. Перспективный баланс мощности ЭЭС автономного округа на период 2016–2021 годы, МВт

Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Потребление мощности, всего	9 097	9 130	9 152	9 160	9 210	9 307
Установленная мощность, всего	13986,994	14023,34	14023,34	14023,34	14023,34	14023,34
Сургутская ГРЭС-1 (ОАО «ОГК-2»)	3 268	3 268	3 268	3 268	3 268	3 268
Сургутская ГРЭС-2 (ОАО «Э.ОН Россия»)	5 657,1	5 657,1	5 657,1	5 657,1	5 657,1	5 657,1
Нижневартовская ГРЭС (ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»)	2 013	2 013	2 013	2 013	2 013	2 013
Няганская ГРЭС (ОАО «Фортум» филиал Энергосистема «Западная Сибирь»)	1330,84	1359,24	1359,24	1359,24	1359,24	1359,24
ОАО «Сургутнефтегаз» (27 ГТЭС, 85 тг)	631,442	639,442	639,442	639,442	639,442	639,442
ООО «Газпромнефть - Хантос» (Южно-Приобская ГТЭС 96 МВт)	96	96	96	96	96	96

ООО «Газпромнефть - Хантос» (ГПЭС КНС-2 10,5 МВт)	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	339	339	339	339	339	339
ОАО «Славнефть - Мегионнефтегаз» (2 ГТЭС, 5 тт)	24	24	24	24	24	24
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (7 ГТЭС, 40 тт)	306,528	306,528	306,528	306,528	306,528	306,528
ЗАО «ЛУКОЙЛ – АИК» (ГТЭС ДНС-3 15,9 МВт)	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
ЗАО «ЛУКОЙЛ – АИК» (ГТЭС ДНС-2 5,3 МВт)	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
ГТЭС Западно-Салымская (НФК «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)	60	60	60	60	60	60
ГТЭС Западно-Малобалыкского м.р. (ООО «ЮрскНефть»)	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
ПЭС Казым (ОАО «Передвижная энергетика»)	72	72	72	72	72	72
ОАО «РН-Няганьнефтегаз» (ГТЭС Каменная)	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Ван-Еганского м.р. (ООО «СП «Ваньеганнефть»)	36,4	36,4	36,4	36,4	36,4	36,4
Резерв+ремонт (среднестатистический показатель),	2 476	2 488	2 488	2 488	2 488	2 488
в т.ч. на электростанциях крупных потребителей	320	332	332	332	332	332
Нагрузка станций, всего	11 190,994	11 203,34	11 203,34	11 203,34	11 203,34	11 203,34
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	-2 093,994	-2073,34	-2051,34	-2043,34	-1 993,34	-1 896,34

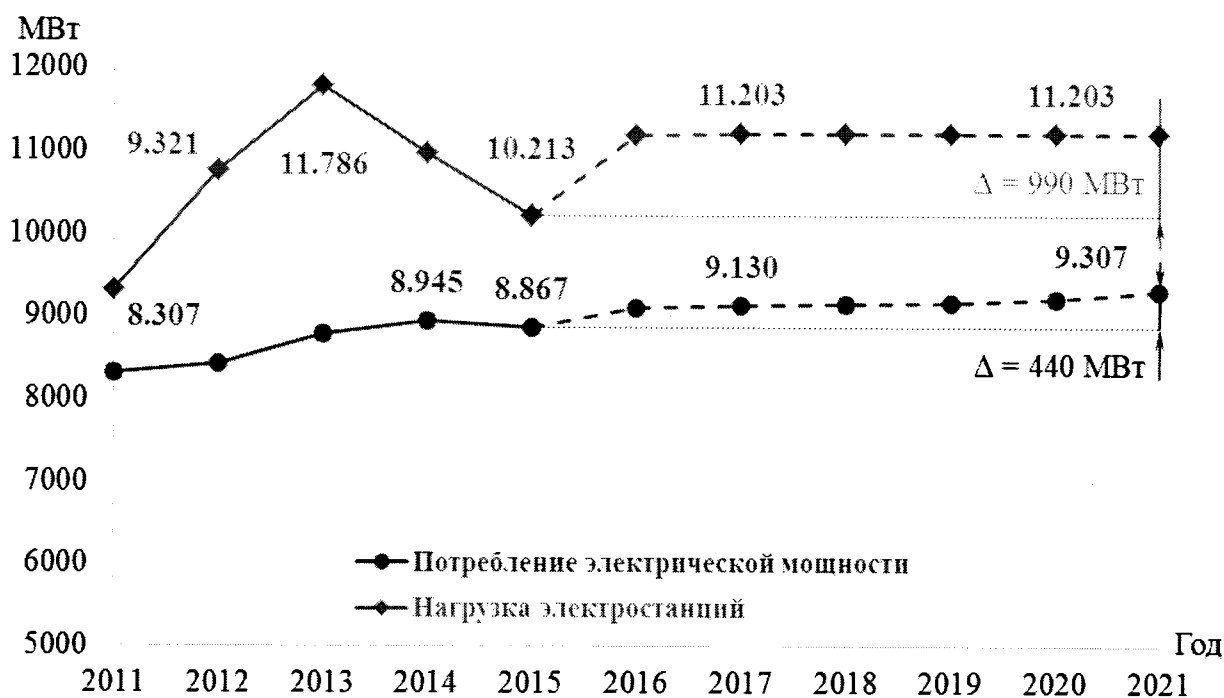


Рисунок 21. Баланс электрической мощности автономного округа до 2021 года.

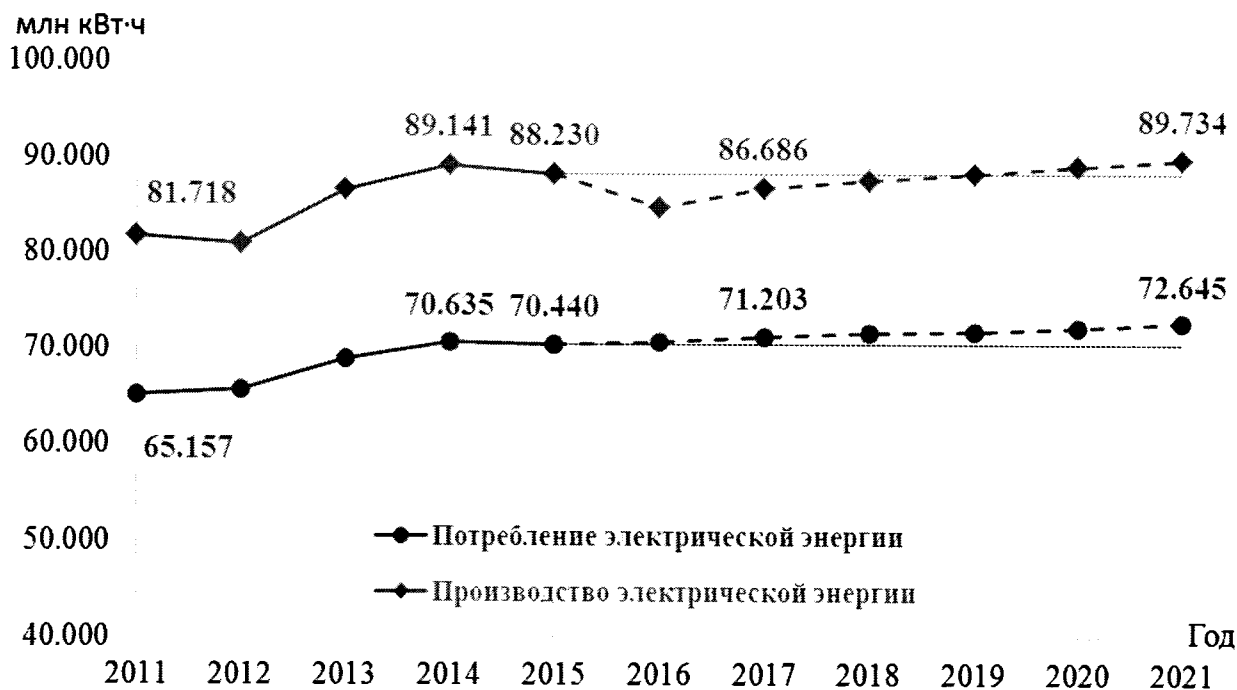


Рисунок 22. Баланс электрической энергии автономного округа до 2021 года.

Несмотря на увеличение максимумов нагрузки потребителей в ЭЭС автономного округа перспективный баланс электроэнергии (мощности) на период 2016–2021 годов характеризуется как избыточный. Рост потребления планируется в основном за счет увеличения потребления мощности крупными потребителями.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) на период 2016–2021 годов сохраняется избыточным.

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях автономного округа

Развитие генерирующих мощностей в энергосистеме автономного округа, работающей параллельно с ЕЭС России

Согласно СиПР ЕЭС России на 2016–2022 в период 2016–2021 годы по ЕЭС автономного округа изменение состава генерирующего оборудования в соответствии с мероприятиями с высокой вероятностью реализации не планируется.

Развитие генерирующих мощностей в энергорайонах автономного округа, работающих изолированно от ЕЭС России

Акционерное общество «Югорская генерирующая компания» (далее – АО «Компания ЮГ») осуществляет деятельность в энергорайонах автономного округа, работающих изолированно от ЕЭС России.

Основным видом деятельности АО «Компания ЮГ» является выработка (производство) электрической энергии в зоне децентрализованного энергоснабжения автономного округа, содержание и обслуживание дизельных электростанций, выполнение мероприятий, связанных с приобретением и доставкой дизельного топлива. АО «Компания ЮГ» включена в реестр хозяйствующих субъектов, в отношении которых осуществляется государственное регулирование тарифов в сфере поставки электрической и тепловой энергии. В зону децентрализованного энергоснабжения входят семь районов: Нижневартовский, Белоярский, Ханты-Мансийский, Октябрьский, Кондинский, Березовский, Сургутский.

Кроме этого в п. Согом, Ханты-Мансийского района дополнительно в режиме комбинированной выработки, осуществляется выработка и отпуск тепловой энергии бюджетным потребителям.

В рамках осуществления основной деятельности предприятием разработан проект инвестиционной программы на 2017-2021 гг., согласно которому предусмотрены инвестиции в объекты энергетического хозяйства.

Ключевые проекты, предусмотренные инвестиционной программой направлены на обеспечение растущего потребления электрической энергии в децентрализованной зоне.

В настоящее время средний износ дизельных электростанций в населенных пунктах составляет 67%. В ряде населенных пунктов остро стоит проблема с существующими парками ГСМ, техническое состояние резервуаров угрожает нанести вред экологии, к тому же большинство резервуарных парков расположены в водоохранной зоне и в паводковый период рискуют быть затоплены. Износ емкостного парка составляет 100%.

Первоочередными инвестиционными проектами, необходимыми для осуществления реализации в 2017 году являются:

1. Белоярский район (строительство новых ДЭС):
 - с. Тугияны – 0,22 МВт, на сумму 12,32 млн руб.;
 - д. Пашторы – 0,22 МВт, на сумму 12,32 млн руб.;
 - д. Нумто – 0,22 МВт, на сумму 12,32 млн руб.
2. Березовский район (строительство новой ДЭС):

пос. Сосьва – 2,4 МВт, на сумму 124,31 млн руб.;

пос. Саранпауль – на сумму 51,49 млн руб. (строительство парка ГСМ).

3. Ханты-Мансийский район (строительство парков ГСМ):

пос. Кедровый – на сумму 28,87 млн руб.;

пос. Урманый – на сумму 16,69 млн руб.

Перечень инвестиционных проектов, необходимых для осуществления реализации в 2018 году:

1. Белоярский район (реконструкция существующей ДЭС):

с. Ванзеват – 0,96 МВт, на сумму 24,60 млн руб.

2. Березовский район (реконструкция и строительство существующих ДЭС):

д. Сартынья – 0,12 МВт, на сумму 8,84 млн руб. (реконструкция);

с. Няксимволь – 1,08 МВт, на сумму 38,92 млн руб. (реконструкция);

с. Ломбовож – 0,4 МВт, на сумму 13,17 млн руб. (строительство);

д. Кимкьясуй – 0,4 МВт, на сумму 13,17 млн руб. (строительство).

Перечень инвестиционных проектов необходимых для осуществления реализации в 2019 году:

1. Ханты-Мансийский район (строительство и реконструкция):

пос. Кирпичный – 0,84 МВт, на сумму 28,66 млн руб. (строительство);

с. Елизарово – 1,44 МВт, на сумму 42,99 млн руб. (реконструкция).

2. Березовский район:

д. Анеева – 0,26 МВт, на сумму 7,38 млн руб. (реконструкция).

3. Нижневартовский район:

д. Сосновый Бор – 0,15 МВт, на сумму 11,41 млн руб. (строительство).

4. Кондинский район – 1,44 МВт, на сумму 43,78 млн руб. (строительство).

Кроме того, за время реализации инвестиционной программы в рамках нового строительства и расширения будет:

построена ремонтная база в с. Саранпауль, Березовского района с целью оперативного и эффективного проведения ремонта и технического обслуживания оборудования ДЭС Березовского района;

приобретено 4 ед. специализированной техники и автотранспорта на сумму 1,96 млн руб., с целью оперативного и эффективного обслуживания электросетевого оборудования ДЭС Березовского района.

При составлении программы приоритеты отдавались объектам дизельных электростанций, эксплуатируемых на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, где в настоящее время в оперативном режиме необходима установка дополнительных источников энергоснабжения.

Объем финансирования мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой, составляет 517,80 млн. руб. с НДС, что соответствует 438,81 млн. руб. без НДС.

Основным источником финансирования инвестиционной программы АО «Компания Юг» предлагает определить прибыль, направляемую на инвестиции, которая включается в регулируемые государством тарифы, в том числе по годам реализации инвестиционной программы:

в 2017 году - 260,40 млн. руб. с НДС (220,68 млн. руб. без НДС);

в 2018 году - 123,20 млн. руб. с НДС (104,41 млн. руб. без НДС);

в 2019 году - 134,20 млн. руб. с НДС (113,73 млн. руб. без НДС).

Учитывая, что объем необходимой валовой выручки АО «Компания Юг» определен РСТ Югры при формировании тарифов на 2016 год в размере 737,270 млн. руб., доля расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли от необходимой валовой выручки, с учетом дифференциации по муниципальным районам, составит от 13,3% до 112%.

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли организации не могут превышать 12 процентов необходимой валовой выручки.

Следует отметить, что включение в расчет тарифов на электрическую энергию капитальных вложений из прибыли в размере 438,81 млн. руб. без НДС приведет к дополнительному включению и налога на прибыль, который оценивается в размере 87,8 млн. руб., что требует сравнительного анализа источников финансирования инвестиционной программы.

В связи с чем возможная величина расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли с учетом налога на прибыль, при условии ежегодного изменения цен на электрическую энергию, в соответствии с основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов, разработанным Минэкономразвития России в апреле 2016 года (далее – Прогноз), за период 2017-2019 годы без учета НДС составит 213,17 млн. руб., в том числе налог на прибыль - 42,63 млн. руб. (расчет прилагается).

Таким образом, объем финансирования инвестиционной программы в размере 268,27 млн. руб. без НДС не будет обеспечен тарифным источником.

Также необходимо отметить, что включение инвестиционной составляющей в тарифы на электрическую энергию на 2017-2019 годы в размере 438,81 млн. руб. без НДС приведет к росту тарифов на электрическую энергию от 116% до 232%.

Согласно основным параметрам Прогноза рост цен на электрическую энергию на розничном рынке определен:

2017 год – 107,1%;

2018 год – 105,9%;

2019 год – 105,6%.

При этом включение расходов на финансирование инвестиционной программы даже в размере 213,17 млн. руб. приведет к росту тарифов:

в 2017 году – 120%;

в 2018 году – 106%;

в 2019 году – 118%, что в свою очередь приведет к увеличению расходных потребностей бюджета автономного округа, а также бюджетов муниципальных образований на возмещение недополученных доходов организациям, осуществляющим реализацию электрической энергии потребителям в децентрализованной зоне электроснабжения автономного округа.

Состав инвестиционных проектов по районам следующий:

Белоярский район. В инвестиционную программу на 2017-2018 гг. включено 4 инвестиционных проекта по строительству ДЭС, в том числе:

- ДЭС пос. Ванзеват с проектной мощностью 0,96 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 189 кВт: – 4-х квартирного жилого дома 40 кВт, базовой станции сотовой связи 6 кВт, блок-контейнера 15 кВт, пожарного депо 25 кВт и Школа-детский сад 103 кВт.

- ДЭС п. Тугияны с проектной мощностью 0,22 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 64 кВт: – базовой станции сотовой связи 6 кВт, установкой холодильных установок 12 кВт, 2-х жилых дома 15 кВт, пожарного депо 23 кВт, ФАП 5 кВт и блок контейнера 3 кВт.

- ДЭС д. Пашторы с проектной мощностью 0,22 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 112 кВт: – 2-х земельных участков 8 кВт, заготовительный пункт 25 кВт, 2 жилых дома 15 кВт, частные холодильные установки 30 кВт, пожарное депо 23 кВт, ФАП 5 кВт и строительство базовой станции сотовой связи 6 кВт.

- ДЭС д. Нумто с проектной мощностью 0,06 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 109 кВт: административного здания 20 кВт, 10 жилых дома 62 кВт, деревенский клуб 10 кВт, часовня 7 кВт, заготовительный пункт 6 кВт и строительство базовой станции сотовой связи 4 кВт.

Кроме этого, согласно обращению администрации Березовского района, планируется перевод ДЭС п. Тугияны, Пашторы и Нумто на круглосуточный режим работы, в связи с вводом в эксплуатацию построенных пожарного депо, для осуществления пожарной безопасности населенного пункта и вводом в эксплуатацию станции сотовой связи.

Общий объем финансирования по Белоярскому району в течение рассматриваемого периода запланирован в сумме 61,56 млн рублей.

Ханты-Мансийский район. В инвестиционную программу на 2017-2019 гг. включено 4 инвестиционных проекта по строительству емкостного парка для хранения ГСМ в п. Кедровый, п. Урманый, строительство газопоршневой электростанции в п. Кирпичный и реконструкцией существующей ДЭС в п. Елизарово, а именно:

пос. Кедровый, п. Урманый завоз дизельного топлива осуществляется в летнюю навигацию, водным путем. Техническое состояние существующего парка ГСМ характеризуется как неудовлетворительное. Паспорта на резервуары отсутствуют, в эксплуатации используются более 20 лет. В связи с ростом нагрузок и заявок на технологическое присоединение, возникает потребность в увеличении емкостного парка. Строительство нового емкостного парка в составе РГС 14 ед. 130м³ для п. Кедровый и РГС 7ед. 130м³ для п. Урманый, в том числе система сквозного учета движения запасов нефтепродуктов позволит исключить дефицит топлива при эксплуатации ДЭС.

ГПЭС пос. Кирпичный с проектной мощностью 0,84 МВт. Новое строительство, интенсивное развитие местной инфраструктуры, ввод новых

объектов социального назначения не наблюдается. Однако для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения населенного пункта потребуются обновление существующего оборудования, так как при заданном режиме работы, в 2018 году потребуются проведение капитального ремонта или замена на оборудование с аналогичными характеристиками. Принимая во внимание тот факт, что в 2015 году завершены работы по газификации п. Кирпичный, в экономических целях целесообразнее будет установить генераторные установки, работающие на природном газу.

ДЭС с. Елизарово с проектной мощностью 1,44 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 364 кВт: – строительство канализационной очистной станции (КОС) 141 кВт, стройплощадки 15 кВт, пожарное депо 50 кВт, жилого сектора 123 кВт, магазин 10 кВт, базовая станция сотовой связи 10 кВт и общественной бани 15 кВт.

Общий объем финансирования по Ханты-Мансийскому району в течение рассматриваемого периода запланирован в сумме 117,21 млн рублей.

Березовский район. В инвестиционную программу на 2017-2019 гг. включено 9 инвестиционных проектов по строительству емкостного парка ГСМ, строительство и реконструкция существующих ДЭС, строительство ремонтной базы и приобретение автотранспорта для Саранпаульского участка, в том числе:

ДЭС пос. Сосьва с проектной мощностью 2,44 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 1668 кВт: – строительство жилого сектора 62 кВт, стройплощадок 65 кВт, блок-контейнер 30 кВт, интернат на 100 мест и детский сад на 45 мест 232 кВт, 3-х этажное здание средней общеобразовательной школы с теплым переходом в здание интернат 650 кВт, магазин хозяйственных товаров 20 кВт, базовая станция сотовой связи 6 кВт, автономный модуль (морг) 10 кВт;

с. Саранпауль завоз дизельного топлива осуществляется в летнюю навигацию, водным путем. Техническое состояние существующего парка ГСМ характеризуется как неудовлетворительное, расположен в водоохраной зоне, техническая документация, калибровочные таблицы на резервуары отсутствуют, в эксплуатации используются более 20 лет. Кроме того наблюдается ежегодный рост потребления электрической энергии на 10-15%, для чего также необходимо увеличение парка хранения ГСМ. Строительство нового емкостного парка в составе РГС 27ед. 130м³, в том числе система сквозного учета движения запасов нефтепродуктов позволит исключить дефицит топлива при эксплуатации ДЭС;

с. Саранпауль приобретение специализированного автотранспорта (автомобиль УАЗ-Фермер, моторная лодка «Салют»), предназначенного для оперативного и эффективного обслуживания ДЭС АО «Компания ЮГ» Саранпаульского участка, таких как с. Ломбовож, д. Анеева, д. Кимкьясуй, п. Сосьва, д. Сартынья;

д. Сартынья с проектной мощностью 0,12 МВт. Новое строительство, интенсивное развитие местной инфраструктуры, ввод новых объектов социального назначения не наблюдается. Однако для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения населенного пункта потребуются обновление существующего оборудования, так как при заданном режиме работы, в 2018

году потребуются проведение капитального ремонта или замена на оборудование с аналогичными характеристиками;

ДЭС с. Няксимволь с проектной мощностью 1,08 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 176 кВт: реконструкция здания поселковой больницы под детский сад 56 кВт, установки двух блок контейнера 30 кВт, ФАП 30 кВт, строительство жилого сектора 50 кВт, установки автономного модуля (морг) 10 кВт;

ДЭС с. Ломбовож с проектной мощностью 0,4 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 152 кВт: строительство ФАП 30 кВт, магазин 3 кВт, жилого сектора 50 кВт, здания сборно-разборного типа для стоянки пожарной техники 53 кВт, автономный модуль (морг) 10 кВт, базовая станция сотовой связи 6 кВт

ДЭС д. Кимкьясуй с проектной мощностью 0,4 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 138 кВт: строительство ФАП 30 кВт, жилого сектора 23 кВт, здания сборно-разборного типа для стоянки пожарной техники 70 кВт, автономный модуль (морг) 15 кВт;

ДЭС д. Анеева с проектной мощностью 0,26 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 45 кВт: строительство ФАП 30 кВт и здания сборно-разборного типа для стоянки пожарной техники 14 кВт;

с. Саранпауль, строительство ремонтной базы, с целью оперативного и эффективного проведения ремонта и технического обслуживания оборудования ДЭС.

Общий объем финансирования по Березовскому району в течение рассматриваемого периода запланирован в сумме 283,77 млн рублей.

Нижневартовский район. В инвестиционную программу на 2017-2019 гг. включено 3 инвестиционных проекта по строительству ДЭС, в том числе:

ДЭС пос. Сосновый Бор с проектной мощностью 0,15 МВт, Новое строительство, интенсивное развитие местной инфраструктуры, ввод новых объектов социального назначения не наблюдается. Однако для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения населенного пункта потребуются обновление существующего оборудования, так как при заданном режиме работы, в 2019 году потребуются проведение капитального ремонта или замена на оборудование с аналогичными характеристиками.

Общий объем финансирования по Нижневартовскому району в течение рассматриваемого периода запланирован в сумме 11,41 млн рублей.

Кондинский район. В инвестиционную программу на 2017-2019 гг. включено 2 инвестиционных проекта по строительству ДЭС, в том числе:

ДЭС д. Шугур с проектной мощностью 1,44 МВт, что обусловлено необходимостью покрытия дефицита мощности населенного пункта, в связи со строительством новых объектов с суммарной присоединяемой мощностью 213 кВт: автономный модуль (морг) 15 кВт, строительство жилого сектора 47 кВт,

магазин-мини пекарня 15 кВт, ФАП 21 кВт, строительство заготовительных пунктов с холодильной камерой 25 кВт, строительство пунктов по приему дикоросов 20 кВт, строительство сельского дома культуры 40 кВт, нежилое помещение в здании конторы 10 кВт, здание пекарни 10 кВт и строительной площадки 10 кВт.

Общий объем финансирования по Кондинскому району в течение рассматриваемого периода запланирован в сумме 43,78 млн рублей.

Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов

С целью формирования перечня планируемых к вводу электросетевых объектов в работе проведены расчеты электроэнергетических режимов для отчетного и прогнозного периода в нормальной и ремонтных схемах электрической сети при нормативных возмущениях в указанных схемах.

На основании проведенных исследований:

проанализирована достаточность мероприятий по развитию электрической сети 220 кВ и выше, предусмотренных СиПР ЕЭС России 2016-2022;

сформирован перечень схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для электрической сети 110 кВ и выше;

разработаны мероприятия по ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений.

Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС автономного округа

В настоящем разделе проведены расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС автономного округа для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС автономного округа для нормальной и основных ремонтных схем. Расчеты установившихся режимов электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС автономного округа проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

Электрические нагрузки на ПС 110 кВ и выше ЭЭС автономного округа приняты в соответствии с летним и зимним контрольными замерами 2015 года.

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня. При выполнении расчетов и анализа электрических режимов температура воздуха для зимнего периода принята минус 5⁰ С, для летнего периода – плюс 25⁰ С.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

Учитывая, что загрузка автотрансформаторного оборудования в зимний период значительно превышает загрузку в летний период, рекомендуется ремонты автотрансформаторного оборудования выполнять в летний период.

Следует отметить, что в эксплуатации при проведении плановых ремонтов электросетевого оборудования выбирается наиболее благоприятные условия для проведения ремонтов элементов сети, а также большинство плановых ремонтов на территории ЭЭС автономного округа сопровождается превентивной

подготовкой ремонтных схем для снижения рисков выхода параметров режима из области допустимых значений в ПАР в ремонтной схеме.

В нормальной схеме электрической сети ЭЭС автономного округа во всех рассматриваемых электрических режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузок на период 2015 года параметры режима находятся в области допустимых значений.

Нефтеюганский энергорайон

По результатам анализа текущего состояния ЭЭС автономного округа на зимний и летний максимумы и минимумы нагрузок потребителей 2015 года в Нефтеюганском энергорайоне при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети выявлено превышение допустимой токовой нагрузки (далее – ДТН) следующих элементов сети:

- 1,2 АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Ленинская;
- 3,4 АТ 220/110 кВ на ПС 500 кВ Магистральная;
- 4,5,6 АТ 220/110 кВ на ПС 500 кВ Пыть-Ях;
- 1,2 АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Кратер;
- ВЛ 110 кВ Правдинская – Пойковская.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети дополнительно выявлена возможность превышения ДТН следующих элементов сети:

- 1,2 АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Магистральная;
- ВЛ 110 кВ Кратер – Средний Балык – 1,2;
- ВЛ 110 кВ Пыть-Ях – Лосинка – 1,2.

Нижневартовский энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов, при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Нижневартовском энергорайоне, параметры режима находятся в области допустимых значений.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети, с учетом проведения схемно-режимных мероприятий, параметры режима находятся в области допустимых значений.

Когалымский энергорайон

По результатам анализа текущего состояния ЭЭС автономного округа на зимний и летний максимумы и минимумы нагрузок потребителей 2015 года в Когалымском энергорайоне при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети выявлено превышение ДТН следующих элементов сети:

- ВЛ 110 кВ Кирилловская – Айка;
- ВЛ 110 кВ Таврическая – Инга.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети дополнительно выявлено превышение ДТН следующих элементов сети:

- 3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Лас-Еганская;
- ВЛ 110 кВ Кирилловская – Айка;
- ВЛ 110 кВ Кирилловская – Апрельская;
- ВЛ 110 кВ Таврическая – Инга.

Сургутский энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов, при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Сургутском энергорайоне параметры режима находятся в области допустимых значений.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети с учетом проведения схемно-режимных мероприятий параметры режима находятся в области допустимых значений.

Урайский и Няганский энергорайоны

Как показали расчеты электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Урайском и Няганском энергорайонах параметры режима находятся в области допустимых значений.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети с учетом проведения схемно-режимных мероприятий, параметры режима находятся в области допустимых значений.

Мероприятия по предотвращению и ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

Анализ текущего состояния в Нефтеюганском энергорайоне показал, что при единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах сети для ликвидации перегрузов элементов сети требуется усиление сети.

В соответствии с Схемой и программой развития ЕЭС России на 2016-2022 годы в Нефтеюганском энергорайоне в 2016 году планируется ввод в работу ПС 500 кВ Святогор с осуществлением заходов ВЛ 500, 220 и 110 кВ и ПС 220 кВ Вектор с заходами ВЛ 220 и 110 кВ.

Реализация вышеуказанных мероприятий, позволяет ликвидировать превышения ДДТН следующих элементов сети Нефтеюганского энергорайона при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме:

- 1,2 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Кратер;
- 1 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Ленинская;
- 3,4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Магистральная;
- ВЛ 110 кВ Правдинская – Пойковская.

В Когалымском энергорайоне при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме наблюдается недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ транзита 110 кВ между ПС 500 кВ Кирилловская и ПП 110 кВ Таврическая. В целях снижения токовых загрузок ВЛ 110 кВ в 2016 году планируется выполнить включение ВЛ 110 кВ Кирилловская – Таврическая – 3,4 в транзит (ввод в 2016 году 2-х ячеек 110 кВ на ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Кирилловская). Выполнение данного мероприятия позволит предотвратить превышение ДДТН ВЛ 110 кВ рассматриваемого транзита 110 кВ при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети.

В дополнение к выполнению вышеуказанных мероприятий по электросетевому строительству для ввода параметров режима в область допустимых значений при единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтной схеме применяются следующие схемно-режимные мероприятия:

- секционирование сети 220, 110 кВ;
- перевод нагрузки по сети низкого напряжения на другие центры питания;

согласование с собственником увеличения допустимой величины и длительности перегруза оборудования;

увеличение/снижение генерирующей мощности электростанциями;

изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов;

перевод отключенных элементов сети на оставшуюся в работе СШ 110 кВ и выше (в ПАР отключения одной из СШ);

ввод ГАО в ПАР.

В настоящее время при эксплуатации выполнение схемно-режимных мероприятий позволяет ликвидировать превышение ДТН при нормативных возмущениях из нормальной схемы.

Выполнение вышеуказанных мероприятий позволяет ликвидировать недопустимые токовые нагрузки элементов электрической сети ЭЭС автономного округа.

Также помимо схемно-режимных мероприятий для ввода параметров режима в область допустимых значений используются существующие устройства противоаварийной автоматики – АОПО (АРЛ), действующие по факту превышения допустимой токовой загрузки элементов сети.

Расчет и анализ электрических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС автономного округа на перспективу до 2021 года

В настоящем разделе проведены расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС автономного округа при нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС автономного округа для нормальной и основных ремонтных схем на период 2016-2021 годы.

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

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

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

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС автономного округа на перспективу развития 2016–2021 годы были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с СиПР ЕЭС России 2016–2022, а также мероприятиями инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Тюменьэнерго» и крупных нефтедобывающих компаний по вводу электросетевого оборудования, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям. Перечень вышеуказанных мероприятий приведен в таблицах 22 и 23.

Таблица 22. Перечень объектов электросетевого хозяйства планируемых к вводу на территории ЭЭС автономного округа в 2016 году, предусмотренных для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, реализация (строительство) которых уже начата

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Святогор	-	2х200	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей в Нефтеюганском энергорайоне, преимущественно ООО «РН-Юганскнефтегаз»
	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Магистральная - КС-5, заходы ВЛ 220 кВ Средний Балык - Южно-Балыкский ГПЗ, заходы ВЛ 220 кВ Магистральная-Кратер в ОРУ 220 кВ ПС Святогор	2х9,137 2х10,124 2х17,53	-		
	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС 500 кВ Святогор ⁴	139,48			
2	ПС 500 кВ Святогор	-	2х501	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей в Нефтеюганском энергорайоне, преимущественно ООО «РН-Юганскнефтегаз»
	Заходы ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная на ПС 500 кВ Святогор	1х3,032 1х3,13	-		
3	ПС 220 кВ Вектор	-	2х125 2х63	2016	Технологическое присоединение новых энергопринимающих устройств потребителей Нефтеюганского энергорайона, преимущественно ООО «РН-Юганскнефтегаз»
	Заходы ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Усть-Балык на ПС 220 кВ Вектор	2х20,94	-		
	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС Вектор ⁵	-	29		
4	ВЛ 110 кВ Кирилловская - Таврическая - 3,4 ⁶	163,52	-	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
	Установка двух линейных ячеек 110 кВ на ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Кирилловская	-	-	2016	

Таблица 23. Перечень планируемых к вводу объектов электросетевого хозяйства в ЭЭС автономного округа на период 2016–2021 годы, предусмотренных в рамках технологического присоединения объектов заявителей

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		

⁴ Мероприятие находится на завершающей стадии реализации. Заходы ВЛ 110 кВ построены в 2015 году, для ввода в работу необходимо окончание работ на ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Святогор с установкой восьми линейных ячеек.

⁵ Мероприятие находится на завершающей стадии реализации. Заходы ВЛ 110 кВ построены в 2015 году, для ввода в работу необходимо окончание работ по сооружению ПС 220 кВ Вектор.

⁶ ВЛ 110 кВ построены и включены в тупиковом режиме в 2014 году, для замыкания транзита необходимо расширение ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Кирилловская на 2 линейные ячейки.

1	ПС 110 кВ Чупальская с ВЛ 110 кВ Святогор – Чупальская 1, 2 цепи	111,614	2х40	2016	Технологическое присоединение новых энергопринимающих устройств ООО «РН-Юганскнефтегаз»
2	ПС 110 кВ Соровская с ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Чупальская	130,755	2х40	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «Соровскнефть»
3	Расширение ОРУ 110 кВ ПС Святогор на 2 линейные ячейки	-	-	2016	Подключение ПС 110 кВ Чупальская и ПС 110 кВ Соровская
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Лосинка отпайка ПС 110 кВ Звездная	1	-	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «РН-Юганскнефтегаз»
5	ПС 110/35/6кВ Омбинская-2	-	2х40	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «РН-Юганскнефтегаз»
	ВЛ 110кВ на ПС 110/35/6кВ Омбинская-2	1,5	-		
6	Реконструкция ПС 110 кВ Евсеенковская (замена 2х25 МВА на 2х40 МВА)	-	2х40	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «РН-Юганскнефтегаз»
7	Строительство участка ВЛ от ВЛ 110 кВ Правдинская-Меркурий 3,4 для перевода питания ПС 110 кВ Мушкино	2х10	-	2017	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «РН-Юганскнефтегаз»
8	ПС 110 кВ Тайга-2 с ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ ПП Угутский – Среднеугутская-1,2	2х21	2х40	2016	Технологическое присоединение новых потребителей ООО «РН-Юганскнефтегаз»
9	ПС 110 кВ Баграс с отпайкой от ВЛ 110 кВ Мегион – ГПП-1 1,2 цепи ⁷	10	2х25	2016	Технологическое присоединение потребителей ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
10	ПС 110/35/6 кВ Жумажановская с питающей двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Северо-Лабатьюганская	2х0,45 2х3,21 2х19,08 ⁸	2х25	2016	Технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства ОАО «Сургутнефтегаз»
11	ПС 110/35/6 кВ Южно-Конитлорская с питающей ВЛ 110 кВ (шлейфовый заход от ВЛ 110 кВ Сова-Паклиновская-1)	2х18,9	2х25	2017	
12	ПС 110/35/6 кВ Верхнеказымская с питающей двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Ватлорская	2х37,5	2х25	2016	

⁷ ПС 110 Баграс кВ построена и введена в работу в январе 2016 года. Реализуются мероприятия по переводу существующих нагрузок на ПС 110 кВ Баграс;

⁸ Выполняется перевод действующей ВЛ 35 кВ протяженностью 2х19,08 на напряжение 110 кВ;

13	ПС 110/35/6 кВ Южно-Ляминская с питающей ВЛ 110 кВ (отпайка от ВЛ 110 кВ Западно-Камынская - Селияровская - 1,2)	2x0,375	2x25	2016	
14	ПС 110/35/10 кВ КНС-39 с питающими ВЛ 110 кВ (отпайка от ВЛ 110 кВ Мираж-Кольцевая - 1,2)	2x6,8	2x40	2019	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Самотлорнефтегаз» (перевод существующей нагрузки)
15	ПС 110 кВ Куст-15 с отпайкой от ВЛ 110 кВ ПП Восточный – Чистинная 1, 2 цепи	2x0,1	2x10	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз»
16	Новая ПС 110 кВ в районе УПГ-1 (с последующим отключением ПС 110 кВ Локосово)	-	2x16 (ввод) 2x40 (вывод)	2017- 2018	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Лукойл – Западная Сибирь»
17	Установка АОПО 1,2 АТ ПС 220 кВ Барсово с организацией каналов УПАСК	-	-	2017	Технологическое присоединение объектов ООО «СГЭС»
18	Реконструкция ПС 110 кВ Истоминская (замена 2x35 МВА на 2x40 МВА)	-	2x40	2016	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАО МПК "АНГГ, ЮТЭК-Региональные сети

Реализация мероприятий, указанных в таблице 22 позволяет ликвидировать следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, выявленные на основании анализа потокораспределения 2015 года:

превышение ДТН 1,2 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Кратер (ввод в работу ПС 500 Святогор);

превышение ДТН 3,4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Магистральная (ввод в работу ПС 500 Святогор);

превышение ДТН ВЛ 110 кВ Правдинская – Пойковская (ввод в работу ПС 500 Святогор);

превышение ДТН 1 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Ленинская (ввод в работу ПС 220 кВ Вектор);

превышение ДТН ВЛ 110 кВ Таврическая – Инга, ВЛ 110 кВ Кирилловская – Айка, ВЛ 110 кВ Кирилловская – Инга – 1 (ввод в работу ВЛ 110 кВ Кирилловская – Таврическая – 3,4).

С учетом мероприятий, представленных в таблице 0, произведены расчеты электроэнергетических режимов на период 2016-2021 годы, анализ результатов которых приведен ниже.

Нефтеюганский энергорайон

По результатам анализа перспективных электрических режимов ЭЭС автономного округа на зимний и летний максимумы и минимумы нагрузок потребителей 2016-2021 годов в Нефтеюганском энергорайоне при единичных

нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети выявлено превышение ДТН следующих элементов сети:

- 4,5,6 АТ 220/110 кВ на ПС 500 кВ Пыть-Ях;
- 1,2 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Средний Балык.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети дополнительно выявлены схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений и приводящие к превышению ДДТН следующих элементов сети:

- ВЛ 110 кВ Пыть-Ях – Лосинка – 1,2;
- ВЛ 220 кВ Сомкинская – Ленинская.

Нижевартовский энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов, схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Нижевартовском энергорайоне в период 2016-2021 годы, не выявлено.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети с учетом проведения схемно-режимных мероприятий, схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений и приводящих к превышению ДДТН в Нижевартовском энергорайоне, не выявлено.

Когалымский энергорайон

По результатам анализа перспективных электрических режимов ЭЭС автономного округа на зимний и летний максимумы и минимумы нагрузок потребителей 2016-2021 годов в Когалымском энергорайоне выявлены схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети и приводящие к превышению ДДТН следующих элементов сети:

- 2,4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Кирилловская.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети дополнительно выявлены схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений и приводящие к превышению ДДТН следующих элементов сети:

- 3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Лас-Еганская;
- ВЛ 110 кВ Кирилловская – Айка;
- ВЛ 110 кВ Кирилловская – Апрельская.

Сургутский энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов, схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Сургутском энергорайоне в период 2016–2021 годы, не выявлено.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети с учетом проведения схемно-режимных мероприятий, схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений и приводящие к превышению ДДТН в Сургутском энергорайоне, не выявлено.

Урайский и Няганский энергорайоны

Как показали расчеты электрических режимов, схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Урайском и Няганском энергорайонах в период 2016–2021 годы, не выявлено.

При единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети с учетом проведения схемно-режимных мероприятий, параметры режима находятся в области допустимых значений.

Мероприятия по предотвращению и ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

В нормальной схеме электрической сети ЭЭС автономного округа во всех рассматриваемых электрических режимах параметры режима находятся в области допустимых значений.

Расчеты и анализ перспективных электрических режимов показал, что с учетом выполнения мероприятий по электросетевому строительству, приведенных в таблице 22, в целях ввода параметров режима в область допустимых значений при единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах достаточно выполнения следующих схемно-режимных мероприятий:

- секционирование сети 220, 110 кВ;
- перевод нагрузки по сети низкого напряжения на другие центры питания;
- согласование с собственником увеличения допустимой величины и длительности перегруза оборудования;
- увеличение/снижение генерирующей мощности электростанциями;
- изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов;
- перевод отключенных элементов сети на оставшуюся в работе СШ 110 кВ и выше (в ПАР отключения одной из СШ).

Также помимо схемно-режимных мероприятий для ввода параметров режима в область допустимых значений используются устройства противоаварийной автоматики, действующие по факту превышения допустимой токовой загрузки элементов сети.

Мероприятие по изменению управляющих воздействий АОПО ВЛ 220 кВ Сомкинская – Ленинская (предусматривается в соответствии с проектной документацией по титулу «Строительство ПС 220 кВ Вектор с заходами ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – Усть-Балык»).

В связи с планируемым вводом в работу ПС 220 кВ Вектор и изменением топологии сети 220 кВ подтверждаются рекомендации по изменению управляющих воздействий АОПО ВЛ 220 кВ Сомкинская – Ленинская на ПС 220 кВ Ленинская.

Анализ электрических режимов при единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах, связанных с отключением трансформаторного оборудования 110 кВ

В целях подтверждения необходимости реализации мероприятий по увеличению трансформаторной мощности рассматриваемых центров питания выполнен анализ загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ермаковская, ПС 110 кВ Истоминская и ПС 110 кВ Мортымья на основании актуализированных данных по загрузке трансформаторного оборудования в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок 2015 года с учетом планов по увеличению потребляемой мощности на основании данных о договорах на технологическое присоединение новых потребителей к рассматриваемым центрам питания.

В таблице 24 приведены данные о текущей загрузке трансформаторного оборудования рассматриваемых центров питания, а также сведения об объемах присоединяемой мощности в рамках реализации договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств.

Таблица 24. Данные о текущем потреблении мощности ПС 110 кВ Ермаковская, ПС 110 кВ Истоминская и ПС 110 кВ Мортымя, а также сведения о наличии технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств, с указанием максимальной мощности

Наименование питающего центра	Наименование Т	S _{ном} , МВА	зимний максимум 16-00 16.12.2015			зимний минимум 02-00 16.12.2015			летний максимум 10-00 17.06.2015			летний минимум 03-00 17.06.2015			Заявляемая максимальная мощность по договорам на технологическое присоединение, МВт					
			P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Ермаковская	T1	25	14,0	6,1	25,3	5,7	2,6	27,8	12,2	4,2	26	11,7	3,4	25,5	0	0	0	0	0	0
Ермаковская	T2	25	9,8	2,5		20,4	7,0		12,2	4,9		12,4	8,5		0	0	0	0	0	0
Истоминская	T1	25	13,0	3,2	26,1	12,0	3,0	24,8	13,7	1,4	25,5	12,8	1,3	22,9	4,9	0	0	0	0	0
Истоминская	T2	25	12,5	2,3		12,2	2,2		11,5	2,2		10,0	1,6		0	0	0	0	0	0
Мортымя	T1	16	7,9	1,5	20,7	8,1	1,5	20,8	9,4	3,9	20,9	9,4	3,6	20,6	0	0	0	0	0	0
Мортымя	T2	16	12,3	2,8		12,3	2,5		9,9	4,1		9,7	3,9		0	0	0	0	0	0

ПС 110 кВ Ермаковская

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Ермаковская составляет 2х25 МВА. При этом, согласно данным контрольных измерений, представленным в таблице 24, максимальная нагрузка рассматриваемой ПС 110 кВ в зимний/летний период 2015 года составила 27,8/26,0 МВА. Отключение одного из параллельно работающих трансформаторов приводит к перегрузке оставшегося в работе трансформатора в период зимних/летних нагрузок и составляет 111%/104% от $I_{\text{ном}}$ соответственно.

ПС 110 кВ Ермаковская имеет связь по сети 35 кВ и с однострансформаторной ПС 110 кВ Ореховская (1х16 МВА). В случае аварийного отключения или ремонта Т-1 на ПС 110 кВ Ореховская на ПС 110 кВ Ермаковская осуществляется перевод всей нагрузки, подключенной к РУ 35 кВ ПС 110 кВ Ореховская (около 8 МВт). В случае последующего отключения Т-1(2) на ПС 110 кВ Ермаковская токовая нагрузка Т-2(1) ПС Ермаковская составит 145% от $I_{\text{ном}}$, которая превысит аварийно-допустимое значение. Для предотвращения превышения АДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Ермаковская требуется ввод ГАО на величину до 4 МВт (для периода зимних максимальных нагрузок). Для исключения рисков ввода ГАО целесообразно реализовать мероприятие по замене трансформаторов на ПС 110 кВ Ермаковская 2х25 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА.

ПС 110 кВ Истоминская

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Истоминская составляет 2х25 МВА. При этом, согласно данным контрольных измерений, представленным в таблице 24, максимальная нагрузка рассматриваемой ПС 110 кВ в зимний/летний период 2015 года составила 26,1/25,5 МВА. Отключение одного из параллельно работающих трансформаторов приводит к перегрузке оставшегося в работе трансформатора в период зимних/летних нагрузок и составляет 105%/102% от $I_{\text{ном}}$ соответственно.

Согласно данным АО «Тюменьэнерго» на ПС 110 кВ Истоминская планируется следующее увеличение потребляемой мощности:

Ячейка В-6 Ф№208 – 1,15 МВт в 2017 году;

Ячейка В-6 Ф№104 – 1,15 МВт в 2017 году;

Ячейка 35 кВ Ф№1 – 1,3 МВт в 2017 году;

Ячейка 35 кВ Ф№3 – 1,3 МВт в 2017 году.

С учетом указанного прироста максимальная потребляемая мощность ПС 110 кВ Истоминская с 2016 года составит 31 МВА при установленной мощности трансформаторов 2х25 МВА. С учетом увеличения потребляемой мощности, отключение одного из параллельно работающих трансформаторов приведет к превышению АДТН оставшегося в работе трансформатора и составит 124% от $I_{\text{ном}}$. Следует отметить, что нагрузка ПС 110 кВ Истоминская характеризуется в основном активной мощностью и установка устройств компенсации реактивной мощности не позволит снизить токовую нагрузку трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Истоминская.

ПС 110 кВ Истоминская по электрической сети 35 кВ имеет связь с ПС 110 кВ Промзона. Связь осуществляется через ячейки фидеров №2 и №4. При этом фидеры №1 и №3 несут до 90% всей нагрузки ПС 110 кВ Истоминская и

являются радиальными без связи с другими ПС 110 кВ. Таким образом, с учетом того, что прирост нагрузки по заключенным договорам на технологическое присоединение планируется к фидерам №1 и №3, перевод нагрузки на соседние ПС 110 кВ для обеспечения ДДТН трансформаторов ПС 110 кВ Истоминская невозможен.

Учитывая вышесказанное, мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Истоминская с заменой трансформаторов мощностью 2x25 МВА на трансформаторы мощностью 2x40 МВА с учетом актуализированных данных по фактическим и перспективным нагрузкам рассматриваемого центра питания подтверждается и рекомендуется к реализации в 2017 году.

ПС 110 кВ Мортымья

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Мортымья составляет 2x16 МВА. При этом, согласно данным контрольных измерений, представленным в таблице 24, максимальная загрузка рассматриваемой ПС 110 кВ в зимний/летний период 2015 года составила 20,8/20,9 МВА. Отключение одного из параллельно работающих трансформаторов приводит к перегрузке оставшегося в работе трансформатора и составляет 130% от $I_{ном}$.

Электрические сети 35 кВ, прилегающие к данной ПС 110 кВ, эксплуатируются ООО «Лукойл – Западная Сибирь». Анализ схемы электрической сети 35 кВ ООО «Лукойл – Западная Сибирь» показал, что ПС 110 кВ Мортымья радиально питает ПС 35 кВ Тетеревская и Южно-Тетеревская по фидерам 35 кВ Тетерево – 1,2. При этом отсутствует техническая возможность перевода питания данных ПС 35 кВ на другие ПС 110 кВ.

Таким образом, фактическая максимальная потребляемая мощность ПС 110 кВ Мортымья составляет 20,9 МВА при установленной мощности трансформаторов 2x16 МВА.

Учитывая вышесказанное, мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Мортымья с заменой трансформаторов мощностью 2x16 МВА на трансформаторы мощностью 2x25 МВА с учетом актуализированных данных по фактическим и перспективным нагрузкам рассматриваемого центра питания подтверждается и рекомендуется к реализации в 2017 году.

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно СиПР ЕЭС России 2016-2022

Анализ расчетов электрических режимов на период 2016-2021 годы показал, что необходимость изменения сроков реализации мероприятий по развитию электроэнергетики ЭЭС автономного округа, предусмотренных СиПР ЕЭС России 2016-2022, отсутствует.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в 2016-2021 годах

На основании расчета и анализа перспективных электрических режимов в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений рекомендуется выполнение следующих мероприятий (в дополнение к мероприятиям, представленным в таблицах 22 и 23) представлено в таблице 25.

Таблица 25. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в 2016-2021 годах, в том числе для устранения

«узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	реконструкция ПС 110/35/6 кВ Истоминская (замена силовых трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА)	-	2х40	2017	Исключение перегруза 1 (2) Т ПС 110 кВ Истоминская
2	реконструкция ПС 110/35/6 кВ Мортымья (замена силовых трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА)	-	2х25	2017	Исключение перегруза 1(2)Т ПС 110 кВ Мортымья

Рекомендуемые сроки реализации мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ определены на основании анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Мероприятие по строительству ПС 110 кВ Парковая

В рамках государственной программы Российской Федерации «Обеспечение доступным и комфортным жильем и коммунальными услугами граждан Российской Федерации», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 05.05.2014 № 404 на территории п.г.т. Белый Яр Сургутского района предусмотрена реализация программы «Жилье для российской семьи».

В результате проведенного конкурсного отбора, объявленного на основании приказа Департамента строительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 30.04.2015 № 124-п признана отобранной для участия в реализации на территории автономного округа программы «Жилье для российской семьи» заявка ОАО «Сургутстройтрест», с реализацией проекта «Земельный участок под комплексное освоение, в целях жилищного строительства на территории «Гидронамыв» в п.г.т. Белый Яр Сургутского района. Многоквартирная застройка».

В целях недопущения инфраструктурных ограничений целесообразно рассмотреть необходимость строительства с определением срока ввода ПС 110 кВ Парковая.

Технические параметры ПС 110 кВ Парковая и сроки реализации строительства следует определить в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 (далее – Правила ТП), по результатам выполнения схем развития систем электроснабжения городов для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

Новая ПС 110 кВ в г. Нефтеюганск

В соответствии с письмом главы администрации города Нефтеюганск от 29.03.2016 №01-01-11-1110 в настоящее время муниципальным образованием г. Нефтеюганск подготовлены проекты планировок по следующим участкам застройки:

- микрорайон 9А;
- микрорайон 10А;
- территория СУ-62;
- территория, ограниченная ул. Транспортников и ул. Коммунальная в 11В микрорайоне;
- территория Северо-Восточной зоны (район нового аэропорта);
- территория прибрежной зоны.

Потребность в электрической мощности для обеспечения электроснабжения объектов жилого сектора, образования, торговли, административного, спортивного и коммунально-бытового назначений оценивается в объеме 45,7 МВт.

В целях недопущения инфраструктурных ограничений целесообразно рассмотреть необходимость строительства с определением срока ввода новой ПС 110 кВ Акопас (Нефтеюганская-2), а также необходимость реконструкции существующих центров питания 110 кВ.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по застройке участков, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а также по результатам выполнения схем развития систем электроснабжения городов для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

ПС 110 кВ Ореховская

Существующая ПС 110 кВ Ореховская (1х16МВА) расположена на левом берегу реки Обь, присоединяется шлейфовым заходом одной цепи ВЛ-110кВ Кирьяновская – ПП Восточный (2х120 км), к которой присоединяются ответвлениями 4 подстанции.

От ПС 110/35/6кВ Ореховская осуществляется электроснабжение Южного, Ореховского и Ермаковского м.р. нефти. Существующая схема не обеспечивает требуемой категории надежности электроснабжения потребителей (II), а при подключении к шинам 6 кВ отсутствует возможность обеспечения третьей категории по причине отсутствия других источников питания при выводе в ремонт трансформатора или в аварийной ситуации (время перерыва в электроснабжении составит более суток).

С целью приведения существующей схемы внешнего электроснабжения объектов нефтедобычи в соответствие с требуемой категорией по надежности (II), а также в связи с невозможностью перевода всех существующих нагрузок на другие источники питания в ремонтных схемах, предлагается в случае технологического присоединения новых энергопринимающих устройств рассмотреть целесообразность реконструкции существующей ПС 110/35/6 кВ Ореховская с установкой второго силового трансформатора, расширением ОРУ-

110, 35, 6 кВ. Технические параметры и сроки реализации реконструкции следует определить в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами ТП.

В дополнение к рассмотренным в настоящей СиПРЭ мероприятиям по развитию электрических сетей 110 кВ и выше планами АО «Тюменьэнерго» на период 2016-2020 годов предусмотрены следующие крупные мероприятия:

1. Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Обская (замена трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА);
2. Реконструкция ПС 110 кВ Лиственная с заменой оборудования 110, 10 кВ, силового трансформатора 2,5 на 6,3 МВА;
3. ЛЭП 110кВ Победа-Сайма в г.Сургут;
4. ВЛ 110 кВ Парус – Нефтеюганская;
5. Строительство отпайки от ВЛ-110 кВ Прогресс-Нефтяник 2 на ПС Роса.

Реализация указанных мероприятий не направлена на ликвидацию схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, а рассматривается АО «Тюменьэнерго» в том числе, в целях замены оборудования, выработавшего нормативный срок эксплуатации.

Требуется дополнительное определение целесообразности реализации указанных мероприятий. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а также при внестадийном проектировании.

Схема размещения объектов электроэнергетики автономного округа на 2017–2021 годы

Схема размещения объектов электроэнергетики автономного округа представлена в виде карты-схемы (приложение 2), на которую нанесены:

действующие на 01.03.2016 на территории автономного округа объекты электроэнергетики (электрические станции мощностью более 5 МВт, электрические сети напряжением 110 кВ и выше);

вводимые в предстоящие 5 лет объекты электроэнергетики (электрические станции мощностью 5 МВт, подстанции и линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше).

Приложение 1

Таблица 1.1 Перечень существующих линий электропередач напряжением 110 кВ и выше на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

№	Класс напряжения	Диспетчерское название	Балансовая принадлежность
Класс напряжения 500 кВ			
1	500	ВЛ 500 кВ Магистральная - Сомкинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
2	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Сомкинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
3	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Сомкинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
4	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Пыть-Ях	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири

5	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Пыть-Ях	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
6	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Холмогорская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
7	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Кирилловская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
8	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Трачуковская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
9	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Сибирская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
10	500	ВЛ 500 кВ НВГРЭС - Сибирская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
11	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Трачуковская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
12	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Пересвет	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
13	500	ВЛ 500 кВ Пересвет - Ильково	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
14	500	ВЛ 500 кВ Сомкинская - Пересвет	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
15	500	ВЛ 500 кВ НВГРЭС - Белозерная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
16	500	ВЛ 500 кВ Кустовая - Белозерная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
17	500	ВЛ 500 кВ Сибирская - Трачуковская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
18	500	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
19	500	ВЛ 500 кВ Кирилловская - Холмогорская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
20	500	ВЛ 500 кВ НГРЭС - Луговая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
21	500	ВЛ 500 кВ НГРЭС - Ильково	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
22	500	ВЛ 500 кВ -Кустовая - Трачуковская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
23	500	ВЛ 500 кВ Нелым - Пыть-Ях	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
24	500	ВЛ 500 кВ Демьянская - Пыть-Ях	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
25	500	ВЛ 500 кВ Нелым - Магистральная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
26	500	ВЛ 500 кВ Тюмень - Луговая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
27	500	ВЛ 500 кВ Демьянская - Луговая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
28	500	ВЛ 500 кВ Кирилловская - Трачуковская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
29	500	ВЛ 500 кВ НВГРЭС - Белозерная №2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
Класс напряжения 220 кВ			
1	220	ВЛ 220 кВ Усть-Балык - Ленинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
2	220	ВЛ 220 кВ Сомкинская - Ленинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
3	220	ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Усть-Балык-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
4	220	ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Усть-Балык-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
5	220	ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Кратер	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
6	220	ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - ЮБГПЗ	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
7	220	ВЛ 220 кВ Магистральная - Кратер	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
8	220	ВЛ 220 кВ Магистральная - Правдинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири

9	220	ВЛ 220 кВ Магистральная - Росляковская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири (частично)
10	220	Пыть-Ях - Росляковская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири (частично)
11	220	ВЛ 220 кВ Росляковская - Югра-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири, ЮНГ-Энергонефть
12	220	ВЛ 220 кВ Росляковская - Югра-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири, ЮНГ-Энергонефть
13	220	ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Правдинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
14	220	ВЛ 220 кВ Магистральная - Средний Балык	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
15	220	ВЛ 220 кВ ЮБГПЗ - Средний Балык	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
16	220	ВЛ 220 кВ Магистральная - КС-5-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
17	220	ВЛ 220 кВ Магистральная - КС-5-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
18	220	ВЛ 220 кВ Луговая - Сотник-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
19	220	ВЛ 220 кВ Луговая - Сотник-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
20	220	ВЛ 220 кВ Ильково - Красноленинская-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
21	220	ВЛ 220 кВ Ильково - Красноленинская-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
22	220	ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС - Ильково	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
23	220	ВЛ 220 кВ Красноленинская - КПЗ	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
24	220	ВЛ 220 кВ Луговая - Новая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
25	220	ВЛ 220 кВ Ягодная - Новая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
26	220	ВЛ 220 кВ Луговая - Ягодная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
27	220	ВЛ 220 кВ Катмыш - Сотник	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
28	220	ВЛ 220 кВ Ильичевка - Сотник	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
29	220	ВЛ 220 кВ Новая - Хора	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
30	220	ВЛ 220 кВ Ильково - Хора	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
31	220	ВЛ 220 кВ Новая - Картопля	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
32	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - СГРЭС-2-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
33	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - СГРЭС-2-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
34	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - Имилор	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
35	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - В.Моховая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
36	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - Полоцкая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
37	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - Сургут	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
38	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - Барсово	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
39	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - КС-3-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
40	220	ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - КС-3-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири

41	220	ВЛ 220 кВ Сомкинская - Пересвет	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
42	220	ВЛ 220 кВ Пересвет - Полоцкая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
43	220	ВЛ 220 кВ Пересвет - Пимская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
44	220	ВЛ 220 кВ Пересвет - Контур-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
45	220	ВЛ 220 кВ Пересвет - Контур-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
46	220	ВЛ 220 кВ Пересвет - Шубинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири (частично)
47	220	ВЛ 220 кВ Полоцкая - Шубинская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири (частично)
48	220	ВЛ 220 кВ Полоцкая - Пачетлор-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
49	220	ВЛ 220 кВ Полоцкая - Пачетлор-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
50	220	ВЛ 220 кВ Сомкинская - Пимская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
51	220	ВЛ 220 кВ Сомкинская - Полоцкая-3	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
52	220	ВЛ 220 кВ Сомкинская - Полоцкая-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
53	220	ВЛ 220 кВ Сомкинская - Полоцкая-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
54	220	ВЛ 220 кВ Сургут - Полоцкая (с отп. на ПС Искра)	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
55	220	ВЛ 220 кВ Барсово - Полоцкая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
56	220	ВЛ 220 кВ Трачуковская - Урьевская-3	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
57	220	ВЛ 220 кВ Трачуковская - Урьевская-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
58	220	ВЛ 220 кВ Трачуковская - Урьевская-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
59	220	ВЛ 220 кВ Трачуковская - Кирияновская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
60	220	ВЛ 220 кВ Трачуковская - Лас-Еганская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
61	220	ВЛ 220 кВ Лас-Еганская - Прогресс	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
62	220	ВЛ 220 кВ КС-3 - Прогресс	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
63	220	ВЛ 220 кВ КС-3 - Урьевская-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
64	220	ВЛ 220 кВ КС-3 - Урьевская-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
65	220	ВЛ 220 кВ Васильев - ГПП-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
66	220	ВЛ 220 кВ Трачуковская - Васильев	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
67	220	ВЛ 220 кВ Сибирская - Кирияновская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
68	220	ВЛ 220 кВ Сибирская - Мегион-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
69	220	ВЛ 220 кВ Сибирская - Мегион-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
70	220	ВЛ 220 кВ Сибирская - Эмтор	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
71	220	ВЛ 220 кВ Сибирская - Кварц	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
72	220	ВЛ 220 кВ Топаз - Сибирская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
73	220	ВЛ 220 кВ Сибирская - ГПП-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири

74	220	ВЛ 220 кВ Белозерная - Компрессорная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
75	220	ВЛ 220 кВ Белозерная - Мачтовая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
76	220	ВЛ 220 кВ Белозерная - Надежда	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
77	220	ВЛ 220 кВ Орбита - Белозерная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
78	220	ВЛ 220 кВ Белозерная - Газовая-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
79	220	ВЛ 220 кВ Белозерная - Газовая-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
80	220	ВЛ 220 кВ Варьеган - Мачтовая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
81	220	ВЛ 220 кВ Варьеган - Компрессорная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
82	220	ВЛ 220 кВ Мирная - Кварц	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
83	220	ВЛ 220 кВ Варьеган - Зима	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
84	220	ВЛ 220 кВ Варьеган - Северный Варьеган	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
85	220	ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Советско-Соснинская-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
86	220	ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Советско-Соснинская-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
87	220	ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Сибирская-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
88	220	ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Сибирская-3	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
89	220	ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Сибирская-4	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
90	220	ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Эмтор	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
91	220	ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Мираж	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
92	220	ВЛ 220 кВ Космос - Мираж	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
93	220	ВЛ 220 кВ Мираж - Надежда	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
94	220	ВЛ 220 кВ Мирная - Кустовая	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
95	220	ВЛ 220 кВ Мираж - Белозерная	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
96	220	ВЛ 220 кВ Кустовая - Комета-1	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
97	220	ВЛ 220 кВ Кустовая - Комета-2	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
98	220	ВЛ 220 кВ Белозерная - Варьеган	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
99	220	ВЛ 220 кВ Кустовая - Топаз	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
100	220	ВЛ 220 кВ Кустовая - Орбита	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
101	220	ВЛ 220 кВ НГРЭС - КПЗ	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
102	220	ВЛ 220 кВ В.Моховая - Кирилловская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
103	220	ВЛ 220 кВ Кирилловская - Когалым	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
104	220	ВЛ 220 кВ Имилор - Кирилловская	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
105	220	ВЛ 220 кВ НВГРЭС - Космос	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
106	220	ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС - КПЗ	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
107	220	ВЛ 220 кВ НГРЭС - Вандмтор-1	АО «Тюменьэнерго»

108	220	ВЛ 220 кВ НГРЭС - Вандмтор-2	АО «Тюменьэнерго»
109	220	ВЛ 220 кВ Белозерная - Факел	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
110	220	ВЛ 220 кВ Кустовая - Факел	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
111	220	ВЛ 220 кВ Белозерная - Узловая	АО «Тюменьэнерго»
112	220	ВЛ 220 кВ НГРЭС - Картопля	ПАО ФСК «ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
Класс напряжения 110 кВ			
1	110	Тавда - Сотник-1	АО «Тюменьэнерго»
2	110	МДФ - Сотник-2	АО «Тюменьэнерго»
3	110	МДФ - Сотник-1	АО «Тюменьэнерго»
4	110	Сотник - Ягодная-1	АО «Тюменьэнерго»
5	110	Сотник - Ягодная-2	АО «Тюменьэнерго»
6	110	Сотник - Евра	АО «Тюменьэнерго»
7	110	Сотник - Шаим	АО «Тюменьэнерго»
8	110	Ягодная - Леуши-1	АО «Тюменьэнерго»
9	110	Ягодная - Леуши-2	АО «Тюменьэнерго»
10	110	Ягодная - Березовая-1	АО «Тюменьэнерго»
11	110	Ягодная - Березовая-2	АО «Тюменьэнерго»
12	110	Урай - Евра	АО «Тюменьэнерго»
13	110	Шаим - Урай	АО «Тюменьэнерго»
14	110	Урай - Новая-1	АО «Тюменьэнерго»
15	110	Урай - Новая-2	АО «Тюменьэнерго»
16	110	Новая - Лазаревская-1	АО «Тюменьэнерго»
17	110	Новая - Лазаревская-2	АО «Тюменьэнерго»
18	110	Новая - Картопля	АО «Тюменьэнерго»
19	110	Новая - Советская	АО «Тюменьэнерго»
20	110	Картопля - Советская	АО «Тюменьэнерго»
21	110	Лазаревская - Хора	АО «Тюменьэнерго»
22	110	Яхлинская - Хора	АО «Тюменьэнерго»
23	110	Лазаревская - Яхлинская	АО «Тюменьэнерго»
24	110	Картопля - Соболиная-1	АО «Тюменьэнерго»
25	110	Картопля - Соболиная-2	АО «Тюменьэнерго»
26	110	Картопля - Агириш	АО «Тюменьэнерго»
27	110	Картопля - Новокомсомольская	АО «Тюменьэнерго»
28	110	Картопля - Вандмтор-1	АО «Тюменьэнерго»
29	110	Картопля - Вандмтор-2	АО «Тюменьэнерго»
30	110	Атымья - Картопля-1	АО «Тюменьэнерго»
31	110	Атымья - Картопля-2	АО «Тюменьэнерго»
32	110	Красноленинская - Скважина-1	АО «Тюменьэнерго»
33	110	Красноленинская - Скважина-2	АО «Тюменьэнерго»
34	110	Красноленинская - Рогожниковская - 1	АО «Тюменьэнерго»
35	110	Красноленинская - Рогожниковская - 2	АО «Тюменьэнерго»
36	110	Красноленинская - Каменная - 1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
37	110	Красноленинская - Каменная - 2	АО «Тюменьэнерго», ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
38	110	Красноленинская - Вандмтор-1	АО «Тюменьэнерго»
39	110	Красноленинская - Вандмтор-2	АО «Тюменьэнерго»
40	110	Вандмтор - Сергино-1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «ЮРЭСК»
41	110	Вандмтор - Сергино-2	АО «Тюменьэнерго», ОАО «ЮРЭСК»
42	110	Лазаревская - Хора	АО «Тюменьэнерго»
43	110	Яхлинская - Хора	АО «Тюменьэнерго»
44	110	Нулевая - Хора	АО «Тюменьэнерго»
45	110	Красноленинская - Хора	АО «Тюменьэнерго»
46	110	Красноленинская - Нулевая	АО «Тюменьэнерго»
47	110	Хора - КНС- 5	АО «Тюменьэнерго»
48	110	Хора - ЦПС Южный	АО «Тюменьэнерго»
49	110	КНС-5 - ЦПС Южный	АО «Тюменьэнерго»
50	110	Хора - ДНС - 32 - 1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
51	110	Хора - ДНС - 32 - 2	АО «Тюменьэнерго», ОАО «РН-Няганьнефтегаз»

52	110	Надым - Лонг-Юган - Сорум	АО «Тюменьэнерго»
53	110	Сорум - Верхнеказымская	АО «Тюменьэнерго»
54	110	Верхнеказымская - Белоярская	АО «Тюменьэнерго»
55	110	КГАО «Тюменьэнерго»С – Белоярская-1	АО «Тюменьэнерго»
56	110	КГАО «Тюменьэнерго»С – Белоярская-2	АО «Тюменьэнерго»
57	110	Белоярская - Шеркалы	АО «Тюменьэнерго»
58	110	Белоярская - Октябрьская	АО «Тюменьэнерго»
59	110	Белоярская - Амня	АО «Тюменьэнерго»
60	110	Белоярская – Полноват-1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «ЮРЭСК»
61	110	Белоярская - Полноват-2	
62	110	Октябрьская - Кода-1	АО «Тюменьэнерго»
63	110	Октябрьская - Кода-2	АО «Тюменьэнерго»
63	110	Октябрьская - Шеркалы	АО «Тюменьэнерго»
64	110	Сергино - Игрим-1	АО «Тюменьэнерго»
65	110	Сергино - Игрим-2	АО «Тюменьэнерго»
66	110	Игрим - Березово-1	АО «Тюменьэнерго»
	110	Игрим – Березово-2	АО «ЮРЭСК»
			АО «Тюменьэнерго» АО «ЮРЭСК»
67	110	Ленинская - Нефтеюганская-1	АО «Тюменьэнерго»
68	110	Ленинская - Нефтеюганская-2	АО «Тюменьэнерго»
69	110	Ленинская - Лосинка-1	АО «Тюменьэнерго»
70	110	Ленинская - Лосинка-2	АО «Тюменьэнерго»
71	110	Пыть-Ях - Лосинка-1	АО «Тюменьэнерго»
72	110	Пыть-Ях - Лосинка-2	АО «Тюменьэнерго»
73	110	Ленинская - Широковская	АО «Тюменьэнерго»
74	110	Ленинская - В.Сургутская	АО «Тюменьэнерго»
75	110	Восточный – В.Сургутская	АО «Тюменьэнерго»
76	110	Восточный - Угутский-1	АО «Тюменьэнерго»
77	110	Восточный - Угутский-2	АО «Тюменьэнерго»
78	110	Пыть-Ях - Восточный	АО «Тюменьэнерго»
79	110	Пыть-Ях - Угутский	АО «Тюменьэнерго»
80	110	Восточный - Угутский-4	АО «Тюменьэнерго»
81	110	Пыть-Ях - Парус-1	АО «Тюменьэнерго»
82	110	Пыть-Ях - Парус-2	АО «Тюменьэнерго»
83	110	Пыть-Ях - Кратер-1	АО «Тюменьэнерго»
84	110	Пыть-Ях - Кратер-2	АО «Тюменьэнерго»
85	110	Пыть-Ях - Кратер-3	АО «Тюменьэнерго»
86	110	Пыть-Ях - Кратер-4	АО «Тюменьэнерго»
87	110	Кратер - Средний-Балык-1	АО «Тюменьэнерго»
88	110	Кратер - Средний-Балык-2	АО «Тюменьэнерго»
89	110	Средний Балык - Угутский-1	АО «Тюменьэнерго»
90	110	Средний Балык - Угутский-2	АО «Тюменьэнерго»
91	110	Магистральная - Кинтус-1	АО «Тюменьэнерго»
92	110	Магистральная - Кинтус-2	АО «Тюменьэнерго»
93	110	Магистральная - Средний Балык-1	АО «Тюменьэнерго»
94	110	Магистральная - Средний Балык-2	АО «Тюменьэнерго»
95	110	Магистральная - Петелинская	АО «Тюменьэнерго»
96	110	Магистральная - Пойковская	АО «Тюменьэнерго»
97	110	Правдинская - Петелинская	АО «Тюменьэнерго»
98	110	Правдинская - Пойковская	АО «Тюменьэнерго»
99	110	Правдинская - Сатарино-1	АО «Тюменьэнерго»
100	110	Правдинская - Сатарино-2	АО «Тюменьэнерго»
101	110	Правдинская - Водозабор-1	АО «Тюменьэнерго»
102	110	Правдинская - Водозабор-2	АО «Тюменьэнерго»
103	110	Росляковская - Приобская	АО «Тюменьэнерго»
104	110	Югра - Самарово-1	АО «Тюменьэнерго»
105	110	Югра - Самарово-2	АО «Тюменьэнерго»
106	110	Кинтус - Вандрас	АО «Тюменьэнерго»
107	110	Вандрас - КС-6	АО «Тюменьэнерго»
108	110	Кинтус - ЛПХ	АО «Тюменьэнерго»
109	110	КС-6 - Эвихон	АО «Тюменьэнерго»
110	110	Снежная - Эвихон	АО «Тюменьэнерго»
111	110	Югра - Луговская-1	АО «Тюменьэнерго»
112	110	Югра - Луговская-2	АО «Тюменьэнерго»

113	110	Югра - ГИБДД-1	АО «Тюменьэнерго»
114	110	Югра - ГИБДД-2	АО «Тюменьэнерго»
115	110	Фоминская – Югра-1	АО «Тюменьэнерго»
116	110	Фоминская – Югра-2	АО «Тюменьэнерго»
117	110	Снежная - Фоминская-1	АО «Тюменьэнерго»
118	110	Снежная - Фоминская-2	АО «Тюменьэнерго»
119	110	Правдинская - ПП Меркурий-1	АО «Тюменьэнерго»
120	110	Правдинская - ПП Меркурий-2	АО «Тюменьэнерго»
121	110	Меркурий – Хантос-1	АО «Тюменьэнерго»
122	110	Меркурий – Хантос-2	АО «Тюменьэнерго»
123	110	Хантос - Росляковская-1	АО «Тюменьэнерго»
124	110	Хантос - Росляковская-2	АО «Тюменьэнерго»
125	110	Восточный - Широковская	2/3 ООО «РН «ЮНГ», 1/3 АО «Тюменьэнерго»
126	110	Южно-Приобская ГТЭС - Хантос-1	ООО «Ноябрьскэнергонефть»
127	110	Южно-Приобская ГТЭС - Хантос-2	ООО «Ноябрьскэнергонефть»
128	110	Магистральная - Корниловская-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
129	110	Магистральная - Корниловская-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
130	110	Шубинская - Приобская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
131	110	Шубинская - Гагаринская-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
132	110	Шубинская - Гагаринская-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
133	110	Приобская ГТЭС - Гагаринская-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
134	110	Приобская ГТЭС - Гагаринская-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
135	110	Гагаринская - Балинская-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
136	110	Гагаринская - Балинская-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
137	110	Гагаринская - Лабытвор-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
138	110	Гагаринская - Лабытвор-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
139	110	Росляковская - Куделинская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
140	110	Росляковская - Приобская ГТЭС -1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
141	110	Росляковская - Приобская ГТЭС -2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
142	110	Росляковская - Приобская ГТЭС -3	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
143	110	Росляковская - Приобская ГТЭС -4	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
144	110	Шубинская - Куделинская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
145	110	Шубинская - ЦПС-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
146	110	Шубинская - ЦПС-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
147	110	Шубинская - Пирс-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
148	110	Шубинская - Пирс-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
149	110	Шубинская - Монастырская-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
150	110	Шубинская - Монастырская-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
151	110	Монастырская - Озерная-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
152	110	Монастырская - Озерная-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
153	110	Монастырская - Муратовская-1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
154	110	Монастырская - Муратовская-2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
155	110	Монастырская - Приобская ГТЭС -1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
156	110	Монастырская - Приобская ГТЭС -2	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
157	110	Фоминская-Южно - Приобская ГТЭС -1	ООО «Газпромнефть-Хантос»
158	110	Фоминская-Южно - Приобская ГТЭС -2	ООО «Газпромнефть-Хантос»
159	110	Сургут - Имилор-1	АО «Тюменьэнерго»
160	110	Сургут - Югорская	АО «Тюменьэнерго»
161	110	Имилор - Югорская	АО «Тюменьэнерго»
162	110	Имилор - В.Моховая-1	АО «Тюменьэнерго»
163	110	Имилор - В.Моховая-2	АО «Тюменьэнерго»
164	110	В.Моховая - Сова-1	АО «Тюменьэнерго»
165	110	В.Моховая - Сова-2	АО «Тюменьэнерго»
166	110	Пачетлор - Имилор-1	АО «Тюменьэнерго»
167	110	Пачетлор - Имилор-2	АО «Тюменьэнерго»
168	110	Пачетлор - КНС-11-1	АО «Тюменьэнерго»
169	110	Пачетлор - КНС-11-2	АО «Тюменьэнерго»
170	110	Пачетлор - Брусничная-1	АО «Тюменьэнерго»
171	110	Пачетлор - Брусничная-2	АО «Тюменьэнерго»
172	110	Пачетлор - Контур-1	АО «Тюменьэнерго»
173	110	Пачетлор - Прометей	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
174	110	Контур - Прометей	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»

175	110	Имилор - В.Моховая-3	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
176	110	Имилор - В.Моховая-4	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
177	110	В.Моховая - Слава	Филиал АО «Тюменьэнерго» Сур ЭС
178	110	Сургут - Полоцкая-1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
179	110	Сургут - Полоцкая-2	
180	110	Полоцкая - Агат	АО «Тюменьэнерго»
181	110	Пимская - Агат	АО «Тюменьэнерго»
182	110	Полоцкая - Пимская-2	АО «Тюменьэнерго»
183	110	Полоцкая - Конденсат	АО «Тюменьэнерго», ООО «Сургут ГазПром»
184	110	Сургут - Барсово-1	АО «Тюменьэнерго»
185	110	Сургут - Барсово-2	АО «Тюменьэнерго»
186	110	Сургут - Барсово-4	АО «Тюменьэнерго»
187	110	Барсово - Березка-2	АО «Тюменьэнерго»
188	110	Полоцкая - Блочная-1	АО «Тюменьэнерго»
189	110	Полоцкая - Блочная-2	АО «Тюменьэнерго»
190	110	Сургут - Береговая	АО «Тюменьэнерго»
191	110	Полоцкая - Береговая	АО «Тюменьэнерго»
192	110	Сургут - Конденсат	АО «Тюменьэнерго»
193	110	Сургут - Северная	АО «Тюменьэнерго»
194	110	Барсово - Северная	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
195	110	Сургут - Победа-1	АО «Тюменьэнерго»
196	110	Сургут - Победа-2	АО «Тюменьэнерго»
197	110	Победа - Черный Мыс-1	АО «Тюменьэнерго»
198	110	Победа - Черный Мыс-2	АО «Тюменьэнерго»
199	110	Барсово - Олимпийская	АО «Тюменьэнерго»
200	110	Барсово - Геолог	АО «Тюменьэнерго»
201	110	Победа - Олимпийская	АО «Тюменьэнерго»
202	110	Победа - Геолог	АО «Тюменьэнерго»
203	110	Западно-Камынская - Пимская-1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
204	110	Западно-Камынская - Пимская-2	
205	110	Пимская - Лямино	АО «Тюменьэнерго»
206	110	Пимская - Контур-1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
207	110	Пимская - Контур-2	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
208	110	Пимская - Вынга	АО «Тюменьэнерго»
209	110	Контур - Вынга	АО «Тюменьэнерго»
210	110	Пимская - Транспортная	АО «Тюменьэнерго»
211	110	Контур - Транспортная	АО «Тюменьэнерго»
212	110	Ай-Пимская - Северо-Лабатьюганская - 1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
213	110	Ай-Пимская - Северо-Лабатьюганская-2	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
214	110	Контур - Лукьявинская-1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
215	110	Контур - Лукьявинская-2	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
216	110	Пимская - КНС-3	АО «Тюменьэнерго»
217	110	Контур - Ай-Пимская-1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
218	110	Контур - Ай-Пимская-2	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
219	110	Сарымская - Сова-1	АО «Тюменьэнерго»
220	110	Сарымская - Сова-2	АО «Тюменьэнерго»
221	110	Сова - Паклиновская-1	ОАО «Сургутнефтегаз»
222	110	Сова - Паклиновская-2	
223	110	Паклиновская - Лукьявинская-1	ОАО «Сургутнефтегаз»
224	110	Паклиновская - Лукьявинская-2	
225	110	З.-Камынская - Ай-Пимская-1	ОАО «Сургутнефтегаз»
226	110	З.-Камынская - Ай-Пимская-2	
227	110	Лукьявинская - Верхне-Надымская-1	ОАО «Сургутнефтегаз»

228	110	Лукъявинская - Верхне-Надымская-2	
229	110	3.-Камынская - Селияровская-1	ОАО «Сургутнефтегаз»
230	110	3.-Камынская - Селияровская-2	
231	110	Варьеган - Мачтовая-1	АО «Тюменьэнерго»
232	110	Варьеган - Мачтовая-2	АО «Тюменьэнерго»
233	110	Варьеган - Мачтовая-3	АО «Тюменьэнерго»
234	110	Варьеган - Мачтовая-4	АО «Тюменьэнерго»
235	110	Кольцевая - Белозерная-1	АО «Тюменьэнерго»
236	110	Кольцевая - Белозерная-2	АО «Тюменьэнерго»
237	110	Мачтовая - Истоминская-1	АО «Тюменьэнерго»
238	110	Мачтовая - Истоминская-2	АО «Тюменьэнерго»
239	110	Белозерная - Пламя	АО «Тюменьэнерго»
240	110	Пламя - Орбита	АО «Тюменьэнерго»
241	110	Белозерная - Орбита	АО «Тюменьэнерго»
242	110	Мирная - Факел-1	АО «Тюменьэнерго»
243	110	Мирная - Факел-2	АО «Тюменьэнерго»
244	110	Мираж - Кольцевая-1	АО «Тюменьэнерго»
245	110	Мираж - Кольцевая-2	АО «Тюменьэнерго»
246	110	Эмтор - Гидронамыв	АО «Тюменьэнерго»
247	110	Гидронамыв - Космос	АО «Тюменьэнерго»
248	110	Эмтор - Излучина	АО «Тюменьэнерго»
249	110	Излучина - Космос	АО «Тюменьэнерго»
250	110	Мегион - Западная	АО «Тюменьэнерго»
251	110	Западная - Эмтор	АО «Тюменьэнерго»
252	110	Мегион - Восток	АО «Тюменьэнерго»
253	110	Эмтор - Восток-1	АО «Тюменьэнерго»
254	110	Эмтор - Восток-2	АО «Тюменьэнерго»
255	110	Мегион - Самотлор-1	АО «Тюменьэнерго»
256	110	Мегион - Самотлор-2	АО «Тюменьэнерго»
257	110	Самотлор - Космос-1	АО «Тюменьэнерго»
258	110	Самотлор - Космос-2	АО «Тюменьэнерго»
259	110	Самотлор - Мирная-1	АО «Тюменьэнерго»
260	110	Самотлор - Мирная-2	АО «Тюменьэнерго»
261	110	Космос - Вах	АО «Тюменьэнерго»
262	110	Космос - Медвежья	АО «Тюменьэнерго»
263	110	Космос - Мираж-1	АО «Тюменьэнерго»
264	110	Космос - Мираж-2	АО «Тюменьэнерго»
265	110	Космос - Мираж-3	АО «Тюменьэнерго»
266	110	Мегион - Кирьяновская-1	АО «Тюменьэнерго»
267	110	Мегион - Кирьяновская-2	АО «Тюменьэнерго»
268	110	Факел - Комета-1	АО «Тюменьэнерго»
269	110	Факел - Комета-2	АО «Тюменьэнерго»
270	110	Кирьяновская - ПП Восточный-2	АО «Тюменьэнерго»
271	110	Кирьяновская - Ореховская	АО «Тюменьэнерго»
272	110	Ореховская - ПП Восточный	АО «Тюменьэнерго»
273	110	ПП Восточный - Покамасовская-1	АО «Тюменьэнерго»
274	110	ПП Восточный - Покамасовская-2	АО «Тюменьэнерго»
275	110	Орбита - Факел-1	АО «Тюменьэнерго»
276	110	Орбита - Факел-2	АО «Тюменьэнерго»
277	110	Белозерная - Меридиан-1	АО «Тюменьэнерго»
278	110	Белозерная - Меридиан-2	АО «Тюменьэнерго»
279	110	Космос - Лесная	АО «Тюменьэнерго»
280	110	Лесная - Мираж	АО «Тюменьэнерго»
281	110	Меридиан - Узловая-1	АО «Тюменьэнерго»
282	110	Меридиан - Узловая-2	АО «Тюменьэнерго»
283	110	Варьеган - Бахиловская-1	АО «Тюменьэнерго»
284	110	Узловая - Бахиловская	АО «Тюменьэнерго»
285	110	Варьеган - Бахиловская-2	АО «Тюменьэнерго»
286	110	Узловая - Сев.Хохряковская	АО «Тюменьэнерго»
287	110	Варьеган - Меридиан-1	АО «Тюменьэнерго»
288	110	Варьеган - Меридиан-2	АО «Тюменьэнерго»
289	110	Кирьяновская - ГПП-7-1	АО «Тюменьэнерго»
290	110	Кирьяновская - ГПП-7-2	АО «Тюменьэнерго»
291	110	Мегион - ГПП-1-1	АО «Тюменьэнерго»
292	110	Мегион - ГПП-1-2	АО «Тюменьэнерго»

293	110	Мегион - Центральная	АО «Тюменьэнерго»
294	110	Мегион - Нижневартовская	АО «Тюменьэнерго»
295	110	Восток - Центральная	АО «Тюменьэнерго»
296	110	Восток - Нижневартовская	АО «Тюменьэнерго»
297	110	Эмтор - Савкинская-1	АО «Тюменьэнерго»
298	110	Эмтор - Савкинская-2	АО «Тюменьэнерго»
299	110	Космос - Озерная-1	АО «Тюменьэнерго»
300	110	Космос - Озерная-2	АО «Тюменьэнерго»
301	110	Мирная - КНС-5-1	АО «Тюменьэнерго»
302	110	Мирная - КНС-5-2	АО «Тюменьэнерго»
303	110	Комета - КНС-23-1	АО «Тюменьэнерго»
304	110	Комета - КНС-23-2	АО «Тюменьэнерго»
305	110	Комета - КНС-33-1	АО «Тюменьэнерго»
306	110	Комета - КНС-33-2	АО «Тюменьэнерго»
307	110	Комета - КНС-37-1	АО «Тюменьэнерго»
308	110	Комета - КНС-37-2	АО «Тюменьэнерго»
309	110	Белозерная - Ершовая-1	АО «Тюменьэнерго»
310	110	Белозерная - Ершовая-2	АО «Тюменьэнерго»
311	110	Белозерная - Сороминская-1	АО «Тюменьэнерго»
312	110	Меридиан - Молодежная-1	АО «Тюменьэнерго»
313	110	Меридиан - Молодежная-2	АО «Тюменьэнерго»
314	110	Сев.Варьеган - Светлая-1	АО «Тюменьэнерго»
315	110	Сев.Варьеган - Светлая-2	АО «Тюменьэнерго»
316	110	Сев.Варьеган - КНС-5-1 Северо-Варьеганского м/р	АО «Тюменьэнерго»
317	110	Сев.Варьеган - КНС-5-2 Северо-Варьеганского м/р	АО «Тюменьэнерго»
318	110	Мираж - Вах	АО «Тюменьэнерго»
319	110	Мираж - Медвежья	АО «Тюменьэнерго»
320	110	Кирьяновская - Лысенковская-1	АО «Тюменьэнерго»
321	110	Кирьяновская - Лысенковская-2	АО «Тюменьэнерго»
322	110	Комета - Лысенковская-1	АО «Тюменьэнерго»
323	110	Комета - Лысенковская-2	АО «Тюменьэнерго»
324	110	Кирьяновская - Ватинская	АО «Тюменьэнерго»
325	110	Факел - КНС-32-1	АО «Тюменьэнерго»
326	110	Факел - КНС-32-2	АО «Тюменьэнерго»
327	110	Узловая - Пермь-1	АО «Тюменьэнерго»
328	110	Узловая - Пермь-2	АО «Тюменьэнерго»
329	110	Узловая - Хохряково-1	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»
330	110	Узловая - Хохряково-2	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»
331	110	ПП Восточный - Чистинная-1	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
332	110	ПП Восточный - Чистинная-2	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
333	110	Мегион - ГПП-2-1	ООО «НВГПК»
334	110	Мегион - ГПП-2-2	ООО «НВГПК»
335	110	Эмтор - Городская-5	Администрация МО г. Нижневартовска АО «Тюменьэнерго»
336	110	Восток - Городская-5	
337	110	Узловая - КС Хохряковская	ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»
338	110	Когалым - Уральская-1	АО «Тюменьэнерго»
339	110	Когалым - Уральская-2	АО «Тюменьэнерго»
340	110	Когалым - Тевлин-1	АО «Тюменьэнерго»
341	110	Когалым - Тевлин-2	АО «Тюменьэнерго»
342	110	Когалым - Сарымская-1	АО «Тюменьэнерго»
343	110	Когалым - Сарымская-2	АО «Тюменьэнерго»
344	110	Сова - Сарымская-1	АО «Тюменьэнерго»
345	110	Сова - Сарымская-2	АО «Тюменьэнерго»
346	110	Уральская - Дружная	АО «Тюменьэнерго»
347	110	Кирилловская - Уральская-1	АО «Тюменьэнерго»

348	110	Кирилловская - Уральская-2	АО «Тюменьэнерго»
349	110	Кирилловская - Апрельская	АО «Тюменьэнерго»
350	110	Кирилловская - Дружная	АО «Тюменьэнерго»
351	110	Кирилловская - Инга-1	АО «Тюменьэнерго»
352	110	Кирилловская - Инга-2	АО «Тюменьэнерго»
353	110	Кирилловская - Айка	АО «Тюменьэнерго»
354	110	Инга - Таврическая	АО «Тюменьэнерго»
355	110	Инга - Южная	АО «Тюменьэнерго»
356	110	Слава - Южная	АО «Тюменьэнерго»
357	110	В.Моховая - Слава	АО «Тюменьэнерго»
358	110	Айка - Таврическая	АО «Тюменьэнерго»
359	110	Таврическая - КНС-5-1	АО «Тюменьэнерго»
360	110	Таврическая - КНС-5-2	АО «Тюменьэнерго»
361	110	Таврическая - Повховская-1	АО «Тюменьэнерго»
362	110	Таврическая - Повховская-2	АО «Тюменьэнерго»
363	110	Фотон - Таврическая	АО «Тюменьэнерго»
364	110	Прогресс - Таврическая	АО «Тюменьэнерго»
365	110	Прогресс - Фотон	АО «Тюменьэнерго»
366	110	Прогресс - Нефтяник-1	АО «Тюменьэнерго»
367	110	Прогресс - Нефтяник-2	АО «Тюменьэнерго»
368	110	Прогресс - Аган-1	АО «Тюменьэнерго»
369	110	Прогресс - Аган-2	АО «Тюменьэнерго»
370	110	Лас-Еганская - Аган-1	АО «Тюменьэнерго»
371	110	Лас-Еганская - Аган-2	АО «Тюменьэнерго»
372	110	Лас-Еганская - Прогресс-1	АО «Тюменьэнерго»
373	110	Лас-Еганская - Прогресс-2	АО «Тюменьэнерго»
374	110	Урьевская Лас-Еганская-1	АО «Тюменьэнерго»
375	110	Урьевская Лас-Еганская-2	АО «Тюменьэнерго»
376	110	Лас-Еганская - Нивагальская-1	АО «Тюменьэнерго»
377	110	Лас-Еганская - Нивагальская-2	АО «Тюменьэнерго»
378	110	Урьевская - Лангепас-1	АО «Тюменьэнерго»
379	110	Урьевская - Лангепас-2	АО «Тюменьэнерго»
380	110	Урьевская - Локосово-1	АО «Тюменьэнерго»
381	110	Урьевская - Локосово-2	АО «Тюменьэнерго»
382	110	Урьевская - Нефтепроводная-1	АО «Тюменьэнерго»
383	110	Васильев – Сев.Покурская-1	АО «Тюменьэнерго»
384	110	Васильев – Сев.Покурская-2	АО «Тюменьэнерго»
385	110	Васильев – Урьевская-1	АО «Тюменьэнерго»
386	110	Васильев – Урьевская-2	АО «Тюменьэнерго»
387	110	Кирияновская – Мартовская	АО «Тюменьэнерго»
388	110	Кирияновская – Ватинская	АО «Тюменьэнерго»
389	110	Васильев – Мартовская	АО «Тюменьэнерго»
390	110	Васильев – Ватинская	АО «Тюменьэнерго»
391	110	Сев.Варьеган - Таврическая-1 (габ. 220 кВ)	ООО «Лукойл ЗС»
392	110	Сев.Варьеган - Таврическая-2	АО «Тюменьэнерго»
393	110	Новая - Сырковая-1	ТПП «Урайнефтегаз»
394	110	Новая - Сырковая-2	ТПП «Урайнефтегаз»
395	110	Барсово - Западная	АО «Тюменьэнерго», ОАО «Сургутнефтегаз»
396	110	Северо-Лабатьюганская - Ватлорская-1	ОАО «Сургутнефтегаз»
397	110	Северо-Лабатьюганская - Ватлорская-2	ОАО «Сургутнефтегаз»
398	110	Сергино – Октябрьская - 1	АО «Тюменьэнерго»
399	110	Сергино – Октябрьская - 2	АО «Тюменьэнерго»
400	110	Генерация – Каменная – 1	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
401	110	Генерация – Каменная – 2	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
402	110	Генерация – ДНС – 32 – 1	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
403	110	Генерация – ДНС – 32 – 2	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»

Таблица 1.2 Перечень существующих подстанций напряжением 110 кВ и выше на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Класс напряжен ия, кВ	№	Наименование ПС	Балансовая принадлежность
--------------------------	---	-----------------	---------------------------

500	1	Белозерная	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	2	Ильково	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	3	Кирилловская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	4	Кустовая	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	5	Луговая	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	6	Магистральная	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	7	Пересвет	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	8	Пыть-Ях	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	9	Сибирская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	10	Сомкинская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
500	11	Трачуковская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	1	Средний Балык	АО «Тюменьэнерго»
220	2	Узловая	АО «Тюменьэнерго»
220	3	Факел	АО «Тюменьэнерго»
220	4	Югра	АО «Тюменьэнерго» НВЭС - Депимущества Югры
220	5	Вандмтор	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
220	6	Хора	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
220	7	Барсово	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	8	Бочары	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	9	Варьеган	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	10	Васильев	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	11	Восточно-Моховая	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	12	Зима	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	13	Ильичевка	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	14	Имилор	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	15	Каркатеевы	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	16	Картопя	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	17	Катыш	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	18	Кварц	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	19	Кирияновская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	20	Когалым	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	21	Комета	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	22	Компрессорная	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	23	Контур	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	24	Космос	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	25	Красноленинская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	26	Красноленинский ГПЗ	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	27	Кратер	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	28	КС-3	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	29	КС-5	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	30	Лас-Еганская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	31	Ленинская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	32	Мачтовая	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	33	Мегион	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	34	Мираж	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	35	Мирная	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	36	Надежда	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	37	Новая	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	38	Орбита	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	39	Пачетлор	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	40	Пимская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	41	Полоцкая	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	42	Правдинская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	43	Прогресс	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	44	Северный Варьеган	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	45	Снежная	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	46	Сотник	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	47	Сургут	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	48	Топаз	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	49	Урьевская	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	50	Усть-Балык	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	51	Чеснок	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	52	Эмтор	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	53	Южно-Балыкский ГПЗ	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири
220	54	Ягодная	ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири

220	55	ГПП-2 (п)	ОАО «Нижневартовский ГПК»
220	56	Газовая (п)	ООО «Белозерный ГПК»
220	57	Росляковская(п)	ООО «ЮНГ – Энергонефть» Левобережная база энергообеспечения
220	58	Шубинская(п)	ООО «ЮНГ – Энергонефть» Приобская база энергообеспечения
220	59	Искра (п)	Управление по переработке газа ОАО «Сургутнефтегаз»
110	1	Ай-Пимская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	2	Битгемская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	3	Ватлорская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	4	Верхне-Надымская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	5	Виктория (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	6	Западно-Камынская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	7	КНС-14 (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	8	КНС-17 (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	9	Конитлорская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	10	Лукьявинская	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	11	Паклиновская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	12	Прометей (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	13	ПС №46 (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	14	Сев.-Ай-Пимская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	15	Сев.Лабатьюганская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	16	Селяировская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	17	Тян (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	18	Тов.парк (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	19	Юкьяунская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	20	Юрская (п)	ОАО «Сургутнефтегаз»
110	21	Березово	АО «Тюменьэнерго»
110	22	Игрим	АО «Тюменьэнерго»
110	23	Айка	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	24	Апрельская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	25	Белая	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	26	Ватьеган	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	27	Весна (КЭС)	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	28	Видная	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	29	Дружная	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	30	Зенит	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	31	Инга	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	32	Катесовская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	33	Качалка	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	34	Каюковская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	35	КНС-1	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	36	КНС-5	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	37	Ладья	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	38	Лангепас	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	39	Луч	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	40	Могутлор (п)	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	41	Нефтепроводная	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	42	Нефтяник	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	43	Нивагальская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	44	Нонг-Еганская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	45	Омичка	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	46	Орг-Ягун	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	47	Повховская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	48	Покачевская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	49	Поточная	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	50	ПП Восточный	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	51	Родник	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	52	Роса	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	53	Русскинская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	54	Сарымская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	55	Северо-Поточная	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	56	Слава	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	57	Таврическая	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	58	Тевлин	АО «Тюменьэнерго» КЭС

110	59	Уральская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	60	Фотон	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	61	Южная	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	62	Южно-Покачевская	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	63	Ягун	АО «Тюменьэнерго» КЭС
110	64	Аганская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	65	Бахиловская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	66	Большечерногорская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	67	Ватинская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	68	Вах	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	69	Восток	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	70	Газлифт	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	71	Гидронамыв	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	72	Городская-5	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	73	ГПП-7	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	74	Гранит	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	75	Дельта	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	76	Ермаковская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	77	Ершовая	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	78	Заобье	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	79	Западная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	80	Западный Варьеган	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	81	Индустриальная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	82	Истоминская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	83	Каскад	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	84	Кедровая	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	85	Кетовская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	86	КНС-1 Варьеганского месторождения	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	87	КНС-11	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	88	КНС-12	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	89	КНС-13	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	90	КНС-14	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	91	КНС-15	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	92	КНС-16	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	93	КНС-17	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	94	КНС-17А	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	95	КНС-18	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	96	КНС-19	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	97	КНС-2	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	98	КНС-2 Варьеганского месторождения	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	99	КНС-21	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	100	КНС-22	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	101	КНС-23	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	102	КНС-25	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	103	КНС-26	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	104	КНС-27	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	105	КНС-28	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	106	КНС-3	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	107	КНС-3 Тагринского месторождения.	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	108	КНС-32	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	109	КНС-33	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	110	КНС-37	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	111	КНС-3А	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	112	КНС-4	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	113	КНС-5	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	114	КНС-5 Северо-Варьеганского месторождения.	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	115	КНС-5А	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	116	КНС-5Б	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	117	КНС-7	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	118	КНС-8	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	119	КНС-8А	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	120	КНС-9	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	121	КНС-9А	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	122	Колмаковская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС

110	123	Кольцевая	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	124	КСП-1	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	125	КСП-3Б	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	126	Лесная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	127	Луч	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	128	Малочерногорская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	129	Мартовская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	130	Мартыновская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	131	Мега	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	132	Медвежья	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	133	Меридиан	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	134	Молодежная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	135	Негус	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	136	Ниженартовская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	137	Новомолодежная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	138	Новопокурская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	139	Обская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	140	Озерная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	141	Ореховская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	142	Пермяк	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	143	Пламя	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	144	Покамасовская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	145	Промзона	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	146	Радужная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	147	Савкинская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	148	Савотлор	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	149	Светлая	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	150	Северо-Покурская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	151	Северо-Хохряковская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	152	Сороминская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	153	Тагринская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	154	Таежная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	155	Хохряково	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	156	Центральная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	157	Южная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	158	Южно-Аганская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	159	Январская	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	160	Ясная	АО «Тюменьэнерго» НВЭС
110	161	АБЗ	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	162	Асомкинская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	163	Батово	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	164	Водозабор	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	165	Восточно-Сургутская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	166	Выкатная	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	167	Горноправдинская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	167	Звездная	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	168	Иглинская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	169	Кинтус	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	170	КНС-18	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	171	КНС-20	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	172	КНС-4	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	173	Компрессорная	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	174	КС-4	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	175	КС-6	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	176	Лиственная	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	177	Лосинка	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	178	ЛПХ	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	179	Луговская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	180	Лунная	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	181	Малобалькская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	182	Мушкино	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	183	Нефтеюганская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	184	Островная	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	185	Очимкинская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	186	Парус	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС

110	187	Петелинская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	188	Пойма	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	189	ПП Меркурий	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	190	ПП Угутский	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	191	ПП Хантос	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	192	Приобская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	193	Приразломная	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	194	Промысловая	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	195	Речная	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	196	Сатарино	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	197	Северный Салым	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	198	Сибирь	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	199	Согорье	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	200	Тайга	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	201	Тепловская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	202	Ханты-Мансийская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	203	Юганская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	204	Пойковская	АО «Тюменьэнерго» НЮЭС
110	205	Агат	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	206	Азерит	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	207	Алехинская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	208	Алмаз	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	209	Бензиновая	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	210	Береговая	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	211	Березка	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	212	Блочная	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	213	Брусничная	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	214	Быстринская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	215	Вачимская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	215	Вега	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	216	Водная	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	217	Вынга	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	218	Газлифт	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	219	Геолог	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	220	Дальняя	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	221	Дорожная	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	222	Западная	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	223	Зеленая	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	225	Ключевая	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	226	КНС-1ф м/р	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	227	КНС-10	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	228	КНС-11	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	229	КНС-2ф м/р	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	230	КНС-3 л. месторождение	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	231	КНС-4	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	232	КНС-6	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	233	КНС-7 ф месторождение	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	234	КНС-9 ф месторождение	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	235	КСП-4 ф месторождение	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	237	Куст	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	238	Лямино	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	239	Лянторская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	240	Маслиховская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	241	Н.Сортымская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	242	Олимпийская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	243	Песчаная	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	244	Подкачка	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	245	ПП Победа	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	246	Родниковая	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	247	Савуйская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	248	Сайма	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	249	Северная	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	250	Сова	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	251	Солкино	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	252	Строительная	АО «Тюменьэнерго» СЭС

110	253	Сытомино	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	254	Технолог	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	255	Тов.парк	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	256	Трансгаз	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	257	Транспортная	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	258	Федоровская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	259	Форпост	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	260	Черный Мыс	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	261	Шевченко	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	262	Шукшинская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	263	Элегаз	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	264	Энергетик	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	265	Югорская	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	266	Яун-Лор	АО «Тюменьэнерго» СЭС
110	267	Агириш	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	268	Алябьево	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	269	Геологическая	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	270	Даниловка	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	271	Западный Толум	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	272	Зеленоборская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	273	Клин	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	274	Комаровская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	275	Лазаревская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	276	Лема	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	277	Ловинская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	278	Мансийская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	279	Мортка	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	280	Мортымя	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	281	Новокомсомольская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	282	Омега	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	283	Самза	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	284	Соболиная	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	285	Советская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	286	Тажная	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	287	Убинская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	288	Филипповская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	289	Хвойная	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	290	Шаим	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	291	Яхлинская	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	292	Березовая	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	293	Леуши	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	294	Сухой Бор	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	295	Урай	АО «Тюменьэнерго» УЭС
110	296	Пунга	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	297	Альфа	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	298	Амня	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	299	Заречная	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	300	Кварц	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	301	Хугор	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	302	Белоярская	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	303	Бобровская	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	304	Верхнеказымская	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	305	Ем-Еговская	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	306	Ендырская	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	307	КНС-27	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	308	КНС-5	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	309	Нулевая	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	310	Октябрьская	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	311	Перегребное	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	312	Рогожниковская	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	313	Скважина	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	314	Сорум	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	315	Сосновская	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	316	Ун-Юган	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	317	ЦПС Южный	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс

110	318	Чистая	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	319	Чульчам	АО «Тюменьэнерго» Энергокомплекс
110	320	Лебяжья (п)	ЗАО «Казымская нефтегазоразведочная экспедиция»
110	321	Излучина (НВГРЭС)	ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»
110	322	Славянская (п)	ЗАО «ТУРСУНТ»
110	323	Узбекская (п)	ЗАО «ТУРСУНТ»
110	324	Казымская ГАО «Тюменьэнерго»С(п)	Казымское ЛПУ ООО «Тюменьтрансгаз»
110	325	Южный Балык (п)	Нефтеюганское УМН
110	326	Кошильская	ОАО «АНК Башнефть», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»
110	327	Верхне-Коллек-Еганская	ОАО «Варьеганнефтегаз»
110	328	ГПП-1 (НГПК)	ОАО «Нижневартовский ГПК»
110	329	ГПП-3 (НГПК)	ОАО «Нижневартовский ГПК»
110	330	ГПП-4 (НГПК)	ОАО «Нижневартовский ГПК»
110	331	ГПП-5 (НГПК)	ОАО «Нижневартовский ГПК»
110	332	КС Хохряковская (п)	ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»
110	333	ДНС-32(п)	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
110	334	ЦПС (п)	ОАО «РН-Юганскнефтегаз»
110	203	Каменное (п)	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
110	335	ПС 6/110 кВ Генерация	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»
110	336	Усть-Вахская (п)	ОАО «Самотлорнефтегаз»
110	337	Еловая	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
110	338	Лысенковская	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
110	339	Чистинная	ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»
110	340	Авангард	АО «Тюменьэнерго» и ОАО «ЮРЭСК»
110	341	Евра	АО «Тюменьэнерго» и ОАО «ЮРЭСК»
110	341	Полноват	АО «Тюменьэнерго» и ОАО «ЮРЭСК»
110	342	Сергино	АО «Тюменьэнерго» и ОАО «ЮРЭСК»
110	343	Чара	АО «Тюменьэнерго» и ОАО «ЮРЭСК»
110	344	Шеркалы	АО «Тюменьэнерго» и ОАО «ЮРЭСК»
110	345	Северо-Ватинская(п)	АО «Тюменьэнерго»
110	346	УПСВ-1(п)	ОАО «Черногорэнерго»
110	347	Солнечная (п)	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	348	Балинская	ООО «ЮНГ-Энергонефть»
110	349	Гагаринская	ООО «ЮНГ-Энергонефть»
110	350	Лабитвор	ООО «ЮНГ-Энергонефть»
110	351	Западная	ОАО «ЮРЭСК»
110	352	Лорба (п)	ОАО «ЮРЭСК»
110	353	МДФ	ОАО «ЮРЭСК»
110	354	Самарово	ОАО «ЮРЭСК»
110	355	Юмас	ОАО «ЮРЭСК»
110	356	Пионерная-2 (п)	ОАО «ЮРЭСК» и МО г. Сургут
110	357	Кода	ОАО «ЮРЭСК», АО «Тюменьэнерго»
110	358	Карьер-69 (п)	ОАО «ЮАО «Тюменьэнерго»К – РС
110	359	Университет (п)	ООО "Сургутские городские электросети"
110	360	КНС-3	ООО «Газпромнефть-Хантос»
110	361	Фоминская	ООО «Газпромнефть-Хантос»
110	362	ГАО «Тюменьэнерго»С Южно-Приобская(п)	ООО «Ноябрьскэнерго» ПрЭО «Приобскнефть»
110	363	Бекметьевская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	363	ГИБДД	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	364	Ельково	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	365	Камчинская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	366	Мамонтовская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	367	Маяк	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	368	Парфеновская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	369	Спутник (п)	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
110	370	Лазеевская (п)	ООО «ЭКО-М»
110	371	Западно-Салымская (п)	ООО «Энергонефть-Югра» Салымский РЭС
110	372	Киняминская(п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть»
110	373	Корниловская (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть»
110	374	Ср.Угутская (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть»
110	375	Куделинская (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Левобережная база энергообеспечения

110	376	Монастырская (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Левобережная база энергообеспечения
110	377	Муратовская(п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Левобережная база энергообеспечения
110	378	Новая (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Левобережная база энергообеспечения
110	379	Озерная (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Левобережная база энергообеспечения
110	380	Евсеевская (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Пойковская база энергообеспечения
110	381	Воронья (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Приобская база энергообеспечения
110	382	Гранит (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Приобская база энергообеспечения
110	383	Надежная (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Приобская база энергообеспечения
110	384	Пирс (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Приобская база энергообеспечения
110	385	Широковская (п)	ООО «ЮНГ-Энергонефть» Юганская база энергообеспечения
110	386	Эвихон (п)	Сальмский РЭС
110	387	Вандрас (п)	Сург. дистанция электроснабжения
110	388	Привокзальная (п)	Сургутская дистанция электроснабжения
110	389	Конденсат-2 (п)	Сургутский з-д по Стабилизации конденсата
110	390	Диспетчерская (п)	СЦ «Лангепасэнергонефть» ЦЭС-3
110	391	Локосово (п)	СЦ «Лангепасэнергонефть» ЦЭС-3
110	392	Кечимовская (п)	СЦ «Лангепасско-покачевская энергонефть» ЗС РУ ООО «Лукойл-энергосети»
110	393	Новые покачи (п)	СЦ «Лангепасско-покачевская энергонефть» ЗС РУ ООО «Лукойл-энергосети»
110	394	Вершинная (п)	СЦ «Урайэнергонефть», ЗС РУ ООО «Лукойл-энергосети»
110	395	Запад. Мортымя (п)	СЦ «Урайэнергонефть», ЗС РУ ООО «Лукойл-энергосети»
110	396	Сырковая (п)	ТПП «Урайнефтегаз», Упр. «Урайэнергонефть»
110	397	Комсомольская (п)	УЭСХ НГДУ «Комсомольскнефть»
110	398	Кума (п)	Формал «Урайское УМН»

