ГУБЕРНАТОР ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

30 апреля 2020 г. **№ 37-р**

г. Тюмень

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2021 – 2025 годы

В целях реализации постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Тюменской области на 2021 – 2025 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Установить, что в ходе реализации схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2021 – 2025 годы отдельные ее мероприятия могут быть откорректированы с учетом текущих балансов производства и потребления электрической энергии.

3. Департаменту жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области в течение 10 рабочих дней со дня утверждения разместить схему и программу развития электроэнергетики Тюменской области на 2021 – 2025 годы на Официальном портале органов государственной власти Тюменской области.

4. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Тюменской области от 29.04.2019 № 26-р «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2020 – 2024 годы».

5. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя Губернатора Тюменской области, координирующего и контролирующего деятельность Департамента жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области.

АППАРАТ ГУБЕРНАТОРА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ
ОТДЕЛ КОНТРОЛЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРАВИТЕЛЬСТВА ОБЛАСТИ УПРАВЛЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИОННО-КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ

А.В. Моор

Приложение

к распоряжению Губернатора
Тюменской области

от 30 апреля 2020 г. № 37-р

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021 – 2025 ГОДЫ

Тюмень 2020 г.

Оглавление

1 Существующее состояние электрогенерирующего и электросетевого комплекса 110 кВ и выше Тюменской области 6
1.1 Общая характеристика Тюменской области 6
1.2 Характеристика состояния энергосистемы Тюменской области 8
1.3 Динамика потребления электроэнергии за пятилетний период 14
1.4 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности 14
1.5 Динамика изменения максимума нагрузки за пятилетний период 15
1.6 Структура установленной мощности на территории Тюменской области 16
1.7 Структура выработки электроэнергии электростанциями по типам электростанций и видам собственности 21
1.8 Оценка плановых значений показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций Тюменской области 21
1.9 Характеристика балансов электроэнергии и мощности за пятилетний период 22
1.10 Характеристика электрических сетей 110 кВ и выше Тюменской области (ЛЭП, подстанции, сводные данные) 23
1.11 Основные внешние связи энергосистемы Тюменской области 26
1.12 Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше 29
2 Прогноз развития электрогенерирующего и электросетевого комплекса Тюменской области на 2021 – 2025 годы 110 кВ и выше 32
2.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Тюменской области 32
2.2 Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей. Перечень основных перспективных потребителей 32
2.2.1 Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей 32
2.2.2 Перечень основных перспективных потребителей 33
2.3 Характеристика перспективных балансов электрической энергии и мощности 34
2.4 Прогноз электропотребления и максимума нагрузки по Тюменской области на пятилетний период 36
2.5 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Тюменской области 38
2.6 Анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше на период 2020 – 2025 годов 39
2.7 Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ 42
2.8 Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по анализу текущего состояния электросетевого оборудования и схемы электроснабжения 43
2.8.1 Тобольский энергорайон 43
2.8.2 Тюменский энергорайон 44
2.9 Перечень планируемых к строительству (реконструкции) электросетевых объектов 110 кВ и выше 48
2.10 Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше 50
2.11 Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ 51
3. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии 51

4. Перспективные направления развития «цифрового» электроэнергетического комплекса Тюменской области 51
5. Схема размещения объектов электроэнергетики Тюменской области на 2021 – 2025 годы 56

Приложение 1
Приложение 2
Приложение 3
Приложение 4
Приложение 5
Приложение 6
Приложение 7
Приложение 8

Перечень сокращений

А – ампер;

АО – акционерное общество;

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного хода;

АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

АТ – автотрансформатор;

АТГ – автотрансформаторная группа;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АЧР – автоматика частотной разгрузки;

В – выключатель;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии;

ВРП – валовой региональный продукт;

г. – город;

ГАО – графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

Гкал – гигакалория;

ГПГУ – газопоршневая генерирующая установка;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ДЭС – дизельная электростанция;

ЕЭС – Единая энергетическая система;

ж/к – жилой комплекс;

ЗАО – закрытое акционерное общество;

кВ – киловольт;

кВт·ч – киловатт в час;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КЛ – кабельная линия;

км – километр;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЛПУ МГ – линейное производственное управление магистрального газопровода;

ЛЭП – линия электропередачи;

МВА – мегавольтампер;

Мвар – мегавар;

МВт – мегаватт;

мкр – микрорайон;

млн – миллион;

МО – муниципальное образования;
МП – муниципальное предприятие;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МШВ – междушинный выключатель;
МЭС – магистральные электрические сети;
м/р – месторождение;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОДУ – объединенное диспетчерское управление;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
отп. – отпайка линии электропередачи;
п. – поселок;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАР – послеаварийный режим;
пгт – поселок городского типа;
ПГУ – парогазовая установка (электростанция);
ПГЭ – парогазовая электростанция;
ПНС – подкачивающая насосная станция;
ПП – переключательный пункт;
ППУ – пенополиуретан;
ПС – подстанция;
ПСУ – паросиловая установка;
ПТЭ – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 12.06.2003;
ПЭС – передвижная электростанция;
Р – реактор;
р.п. – рабочий поселок;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РП – распределительный пункт;
РУ – распределительное устройство;
с. – село;
СВ – секционный выключатель;
сек. – секция;
СиПРЭ – схема и программа развития электроэнергетики;
СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;
СП – соединительный пункт;
СШ – система шин;
Т – трансформатор;
ТГ – турбогенератор;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТПиР – техническое перевооружение и реконструкция;
ТПП – территориальное производственное предприятие;
т у.т. – тонны условного топлива;
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;
ТЭС – теплоэлектростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УРС – устройство регулирования и стабилизации;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ЧДА – частотно-делительная автоматика;
ЦТП – центральный тепловой пункт;
ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;
чел. – человек;
шт. – штук;
ЭС – энергосистема;
ЭЭ – электроэнергия;
ЭЭС – электроэнергетическая система;
$I_{ддтн}$ – длительно допустимое значение токовой нагрузки;
$I_{адтн}$ – аварийно допустимое значение токовой нагрузки;
$I_{расч}$ – значение расчетной токовой нагрузки;
$I_{ном}$ – номинальный ток;
$U_{ном}$ – номинальное напряжение;
$S_{ном}$ – номинальная мощность.

1 Существующее состояние электрогенерирующего и электросетевого комплекса 110 кВ и выше Тюменской области

1.1 Общая характеристика Тюменской области

Тюменская область как субъект Российской Федерации входит в состав Уральского федерального округа (УФО) и располагается в Западной Сибири, как это показано на рисунке 1. На территории Тюменской области расположены Ханты-Мансийский автономный округ–Югра (далее – ХМАО–Югра) и Ямало-Ненецкий автономный округ (далее – ЯНАО), которые получили статус равноправных субъектов Российской Федерации в 1993 году, но территориально входят в состав Тюменской области. В настоящей схеме и программе развития электроэнергетики исследуется территория Тюменской области без вышеупомянутых автономных округов.

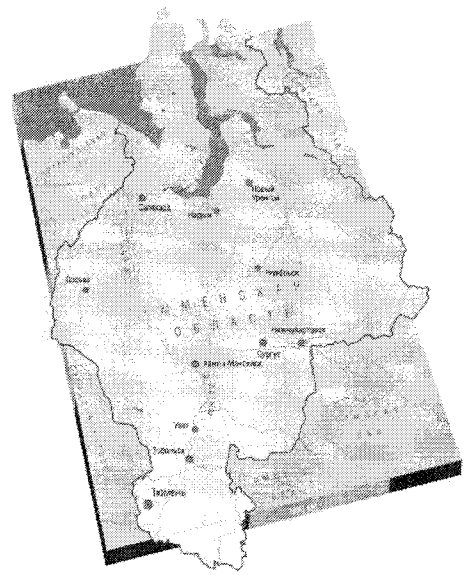


Рисунок 1 – Географическое положение Тюменской области

Территориально Тюменская область (без автономных округов) граничит со следующими субъектами РФ: на севере с ХМАО–Югрой, на северо-западе и западе со Свердловской областью, на юго-западе с Курганской областью, на юге с Северо-Казахстанской областью Казахстана, на востоке с Омской областью и Томской областью.

Площадь территории Тюменской области (без автономных округов) составляет 160,1 тыс. км^2. На начало 2019 года по данному показателю регион занимает 4 место по УФО и 24 место по Российской Федерации. Численность населения области (без автономных округов), по оценке Росстата, на 01.01.2020 составляет 1537,7 тыс. человек. В последние годы для Тюменской области характерно увеличение численности населения.

Климат региона континентальный. Средняя температура воздуха в г. Тюмень в январе составляет минус 18 – 20°С, в июле – плюс 19 – 20°С.

Самым продолжительным климатическим периодом является зимний, который составляет в среднем от 161 дня на юге до 179 дней на севере. Снежный покров устанавливается в период со второй декады октября до второй декады ноября. Его высота в среднем по области может составлять до 60 см. Весенний период обычно начинается с первой декады апреля и продолжается до 13 – 26 мая (35 – 45 дней), снежный покров сходит в течение всего апреля в зависимости от района. Летний период является вторым по продолжительности после зимнего, составляет 110 – 128 дней и заканчивается, как правило, во второй декаде сентября. Средняя температура летнего периода лежит в диапазоне плюс 15 – 17°С.

К наиболее крупным городам Тюменской области с численностью населения более 50 тыс. человек относятся г. Тюмень (788,7 тыс. человек), г. Тобольск (102,2 тыс. человек), г. Ишим (64,7 тыс. человек), по данным Росстата на 01.01.2019.

Выгодное географическое положение, благоприятные природно-климатические условия, наличие запасов полезных ископаемых, земельных, лесных, водных ресурсов, развитость инженерной, телекоммуникационной и транспортной инфраструктуры создают хорошую базу для долгосрочного инвестирования и успешного ведения бизнеса.

Современное социально-экономическое положение Тюменской области характеризуется заметными тенденциями роста производства ведущих отраслей экономики и положительными сдвигами в социальной сфере. В последние годы темпы роста экономики Тюменской области превышали среднероссийские показатели. За десять лет (2018 год к уровню 2008 года) ВРП области в сопоставимых ценах увеличился в 1,37 раза (в среднем по России ВРП за аналогичный период увеличился в 1,14 раза). Динамичное развитие свидетельствует об относительно высокой конкурентоспособности экономики Тюменской области.

Наибольшее значение в развитии экономики Тюменской области занимает промышленный комплекс. В структуре промышленности доминирующее положение занимают организации обрабатывающих производств, их доля в объеме отгруженной продукции в 2019 году составила 68,0%, организаций добычи полезных ископаемых - 25,0%, обеспечения электрической энергией, газом и паром; кондиционирования воздуха - 5,7%, водоснабжения; водоотведения, организации сбора и утилизации отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 1,3%. На развитие промышленности региона большое влияние оказывает близость к нефтегазовым территориям ХМАО–Югры и ЯНАО, отличающихся высокой потребностью в привозных ресурсах для производственной деятельности и жизнеобеспечения населения. В автономные округа поставляются оборудование и другие технические средства для нефтяной и газовой промышленности, строительные материалы, продукты питания и иная продукция.

По предварительной оценке Росстата, доля сельского населения в общей численности населения на 01.01.2020 составила 32,5%. Среднегодовая численность занятых в сельском и лесном хозяйстве, охоте, рыболовстве и рыбоводстве в общей численности занятых за 2018 год составила 6,0%. Площадь земель сельскохозяйственного назначения в земельном фонде Тюменской области составляет порядка 2,9 млн га или около 20% от общей площади земель.

Основные отрасли сельского хозяйства: производство зерна, мясомолочное скотоводство, свиноводство, птицеводство, картофелеводство.

1.2 Характеристика состояния энергосистемы Тюменской области

Энергосистема Тюменской области входит в состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала и имеет электрические связи класса напряжения 500 кВ и ниже с энергосистемами Свердловской, Курганской и Омской областей, энергосистемой ХМАО-Югры, а также с единой энергосистемой (ЕЭС) Казахстана (без межгосударственного перетока).

Одной из наиболее важных задач, выполняемой энергосистемой Тюменской области является обеспечение синхронной параллельной работы ЕЭС России и энергосистем ХМАО-Югры и ЯНАО посредством ЛЭП 500 кВ.

Энергосистема Тюменской области разделена на 4 энергорайона (рисунок 2): Тюменский, Ишимский, Тобольский и Южный.

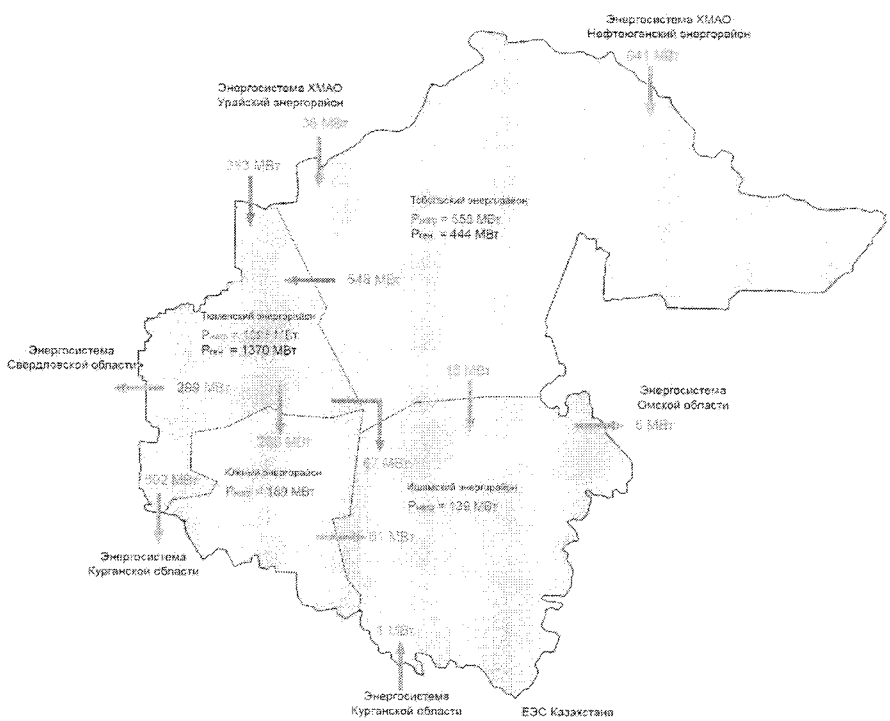


Рисунок 2 – Схема фактического баланса электрических нагрузок Энергосистемы Тюменской области с разбивкой по энергорайонам на собственный максимум Энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов , 2019 года

1. Тюменский энергорайон

Тюменский энергорайон (рисунок 3) охватывает территорию двух муниципальных образований области: городской округ Тюмень и Тюменский муниципальный район.

Основными центрами электроснабжения Тюменского энергорайона являются: ПС 500 кВ Тюмень, ПС 220 кВ Ожогино, ПС 220 кВ ТММЗ, ПС 220 кВ Губернская, Тюменская ТЭЦ-1, Тюменская ТЭЦ-2, ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (Бокс №4), ГТЭС Моторостроители (Бокс №6) ПАО «Тюменские моторостроители».

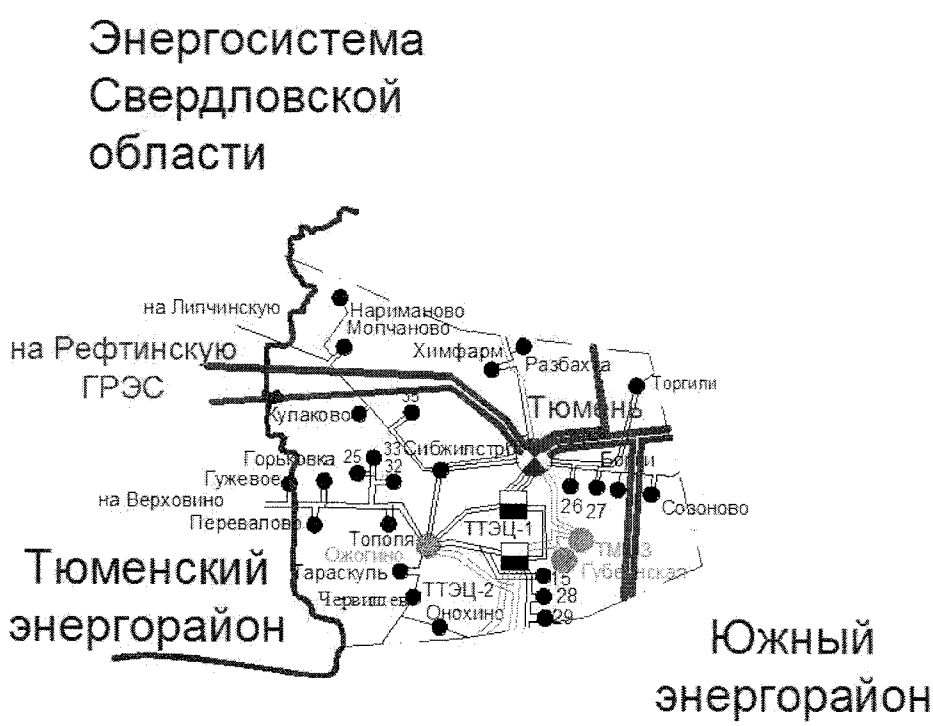


Рисунок 3 – Карта-схема Тюменского энергорайона энергосистемы Тюменской области

2. Тобольский энергорайон

Тобольский энергорайон (рисунок 4) охватывает территорию четырех муниципальных образований области: городской округ город Тобольск, Тобольский, Уватский, Вагайский муниципальные районы.

Основными центрами электроснабжения Тобольского энергорайона являются: ПС 500 кВ Иртыш, ПС 500 кВ Демьянская, ПС 500 кВ ЗапСиб, ПС 500 кВ Нелым, ПС 500 кВ Тобол, ПС 220 кВ Снежная, ПС 220 кВ Болчары, ПС 220 кВ Лянтинская, ПС 220 кВ Пихтовая, ПС 220 кВ Протозановская, ПС 220 кВ Чеснок и Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»). В Тобольском энергорайоне имеется электростанция ПАО «Сургутнефтегаз» – ГТЭС Южно-Нюрымского м.р.

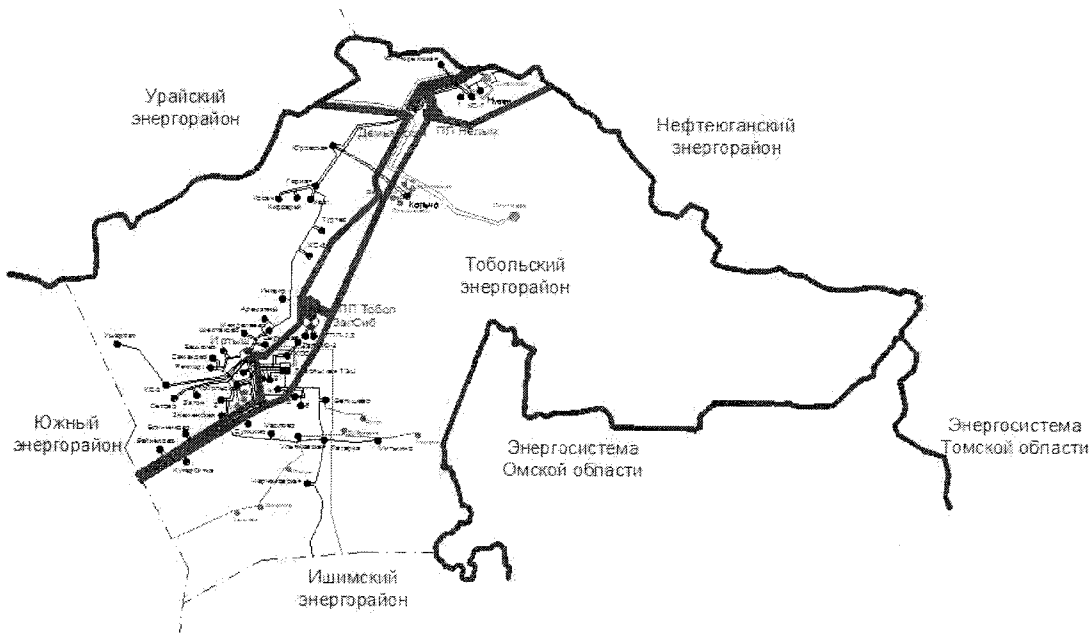


Рисунок 4 – Карта-схема Тобольского энергорайона энергосистемы Тюменской области

3. Ишимский энергорайон

Ишимский энергорайон (рисунок 5) охватывает территорию десяти муниципальных образований юга области: городской округ город Ишим, Абатский, Аромашевский, Бердюжский, Викуловский, Ишимский, Казанский, Сладковский, Сорокинский муниципальные районы, Голышмановский городской округ. Основными центрами электроснабжения Ишимского энергорайона являются ПС 500 кВ Витязь, ПС 220 кВ Ишим и ПС 220 кВ Голышманово.



Рисунок 5 – Карта-схема Ишимского энергорайона энергосистемы Тюменской области

4. Южный энергорайон

Южный энергорайон (рисунок 6) охватывает территорию десяти муниципальных образований области: Заводоуковский городской округ, городской округ город Ялуторовск, Армизонский, Омутинский, Упоровский, Юргинский, Ялуторовский, Нижнетавдинский, Ярковский и Исетский муниципальные районы.

Основными центрами электроснабжения Южного энергорайона являются ПС 500 кВ Беркут, ПС 220 кВ Заводоуковск, ПС 220 кВ Княжево.



Рисунок 6 – Карта-схема Южного энергорайона энергосистемы Тюменской области

В таблице 1 представлены контролируемые сечения и их состав.

Таблица 1 – Контролируемые сечения в энергосистеме Тюменской области

Контролируемое сечение	Состав электросетевого оборудования
Сечение 35	ВЛ 500 кВ Курган – Беркут
	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень-1
	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень-2
ОЭС Урала – Энергосистема Тюменской области (37)	ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут
	ВЛ 500 кВ Луговая –Тюмень
	ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень
	1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень

Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР	ВЛ 110 кВ Верховино – Кармак (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Гужевое– Кармак (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Двинка – Красная Слобода (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Красная Слобода – Краснополянск с заходом на ПС Баженово (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Кротово – Татарка с отпайками
	ВЛ 110 кВ Ница – Туринск (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Сотник – МДФ
	ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда №2 с отпайками
	ВЛ 110 кВ Тобольская – Кутарбитка с отпайками

Усредненный график потребления мощности энергосистемы Тюменской области приведен на рисунке 7. Как видно из рисунка, отношение летнего максимума энергосистемы Тюменской области к зимнему приблизительно равно 0,60. Отношение зимнего минимума к зимнему максимуму приблизительно равно 0,83. Отношение летнего минимума к летнему максимуму приблизительно равно 0,75.

Разница между зимним и летним максимумами и минимумами потребления объясняется значительной долей потребления электроэнергии населением в структуре потребления мощности энергосистемы Тюменской области. Равномерность летнего графика нагрузки обусловлена продолжительным световым днем в летний период.

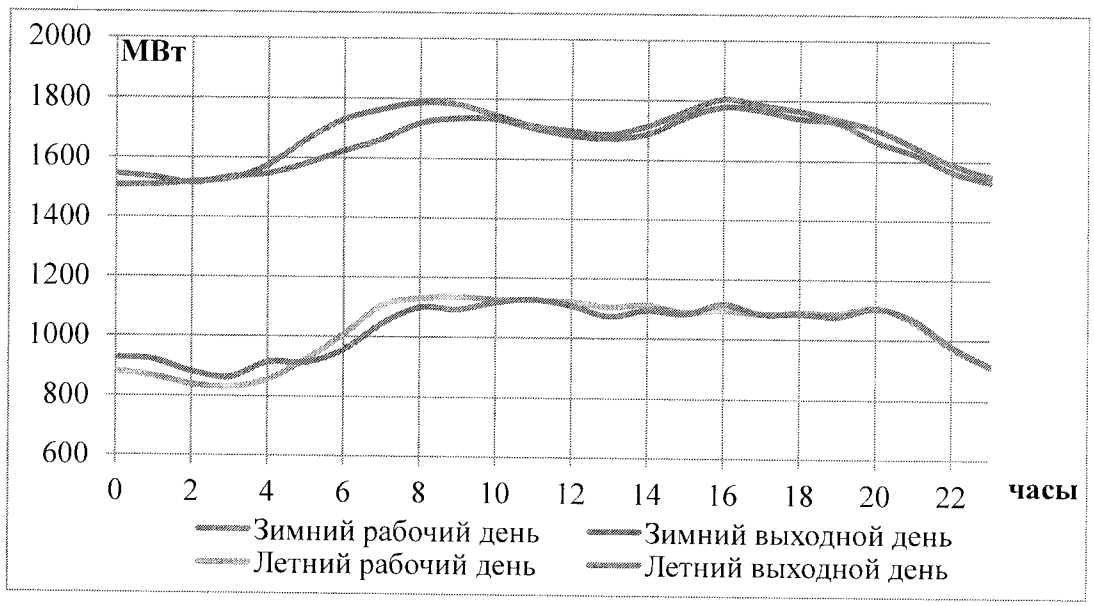


Рисунок 7 – Усредненный график потребления мощности энергосистемы Тюменской области

Ниже представлен список крупнейших предприятий и организаций, составляющих основу энергосистемы Тюменской области.

К генерирующим компаниям относятся:

– ПАО «Фортум» – российское подразделение финской энергетической корпорации Fortum Corporation, один из ведущих производителей и поставщиков тепловой и электрической энергии на Урале и в Западной Сибири – Тюменские ТЭЦ-1,2;

– ООО «Сибур Тобольск» – Тобольская ТЭЦ.

К крупным электросетевым компаниям относятся:

– Филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Магистральные электрические сети Урала (далее – филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала) – собственник электрических сетей напряжением 220 – 500 кВ;

– АО «Россети Тюмень». Осуществляет деятельность по передаче электроэнергии и технологическому присоединению на территории Тюменского региона (ЯНАО, ХМАО–Югра, Тюменская область). На обслуживании АО «Россети Тюмень» находятся сети 220 – 0,4 кВ;

– АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» (далее – АО «СУЭНКО»). Осуществляет деятельность по передаче электроэнергии и технологическому присоединению на территории Тюменской области (без автономных округов), входит в группу компаний ООО «Корпорация СТС». На обслуживании АО «СУЭНКО» находятся сети 110 – 0,4 кВ.

Функцию диспетчерского управления выполняют:

– Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала» (далее – Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала);

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

К крупным энергосбытовым компаниям и гарантирующим поставщикам электроэнергии относятся:

– АО «ЭК Восток» – гарантирующий поставщик электрической энергии на территории г. Тюмень и ряда крупных муниципальных образований Тюменской области;

– АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (дочернее общество АО «Газпром энергосбыт») – гарантирующий поставщик электрической энергии в Тюменской области.

К наиболее крупным потребителям относятся:

– ООО «Газпром трансгаз Сургут»;

– ООО «СИБУР Тобольск»;

– АО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод»;

– ООО «УГМК-Сталь» (Тюменский электрометаллургический завод);

– ООО «РН-Уватнефтегаз»;

– Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»;
– АО «Транснефть – Сибирь»;
– ООО «ЗапСибНефтехим».

1.3 Динамика потребления электроэнергии за пятилетний период

В таблице 2 приведены данные по динамике потребления электрической энергии за отчетный период 2015 – 2019 гг. на территории Тюменской области.

Таблица 2 – Динамика потребления электроэнергии на территории Тюменской области в 2015 – 2019 гг.

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Электропотребление (млн кВт·ч)	11 248,1	11 697,9	13 073,7	13 647,5	14 501,6
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	-4,7	+4,0	+11,8	+4,4	+6,3

1.4 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности

Сведения о динамике электропотребления $Э_{потр}$ и максимуме потребляемой мощности P_{max} крупных потребителей электрической энергии и мощности в энергосистеме Тюменской области приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сведения об электропотреблении и максимуме потребления мощности крупных потребителей энергосистемы Тюменской области за период 2015 – 2019 гг.

Потребитель		Год				
		2015	2016	2017	2018	2019
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	1 509,6	1 658,4	1 132,3	1 010,1	1234,9
	P_{max}, МВт	209,6	248,7	201,8	187,9	142,9
ООО «Тобольск-Нефтехим»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	479,8	489,8	–	–	–
	P_{max}, МВт	59,5	63,0	–	–	–
ООО «Тобольск-Полимер»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	257,0	237,9	–	–	–
	P_{max}, МВт	30,6	34,2	–	–	–

Потребитель		Год				
		2015	2016	2017	2018	2019
ООО «СИБУР Тобольск»[1]	Эпотр, млн кВт·ч	–	–	781,3	743,6[2]	768,2
	P_{max}, МВт	–	–	89,2[3]	99,8[2]	99,0
АО «Антипинский НПЗ»	Эпотр, млн кВт·ч	77,0	218,8	312,0	346,6	306,1
	P_{max}, МВт	8,8	38,4	43,2	44,7	51,97
Филиал ООО «УГМК-Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени»	Эпотр, млн кВт·ч	310,3	298,0	360,8	377,5	371,7
	P_{max}, МВт	71,9	67,2	61,1	64,0	63,8
ООО «РН-Уватнефтегаз»	Эпотр, млн кВт·ч	135,5	132,1	112,7	108,3	407
	P_{max}, МВт	16,8	17,2	16,3	14,1	80,3
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	Эпотр, млн кВт·ч	477,6	467,3	488,1	485,7[4]	477,6
	P_{max}, МВт	65,2	64,2	66,9	66,3[4]	65,0
АО «Транснефть – Сибирь»	Эпотр, млн кВт·ч	1 392,7	1 296,7	1 194,0	1 208,4	1025,9
	P_{max}, МВт	166,5	162,0	159,5	152,0	136,5
ООО «ЗапСибНефтехим»	Эпотр, млн кВт·ч	1,6	21,1	75,5	158,8	599,34
	P_{max}, МВт	1,3	9,9	27,7	52,1	69,9

1.5 Динамика изменения максимума нагрузки за пятилетний период

Сводные данные по динамике изменения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области приведены в таблице 4. Представлены фактические данные по территории Тюменской области, на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в 2015 – 2019 гг.

[1] С 2016 года ООО «Тобольск-Нефтехим» и ООО «Тобольск-Полимер» реорганизованы в ООО «СИБУР Тобольск»

[2] корректировка данных Эпотр и Pmax за 2018 год по объединенному ГТП (полимеры и мономеры). Ранее данные учитывали в том числе потребление производством электротеплопарогенерации (Тобольская ТЭЦ).

[3] корректировка данных Pmax 2017 с учетом потребления ГТП производства полимеров (ранее данные учитывали ГТП производства мономеров).

[4] корректировка данных Эпотр и Pmax за 2018 год в соответствии с ведомственной отчетностью

Таблица 4 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области за период 2015 – 2019 гг.

Наименование	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Максимум нагрузки, МВт	1 905,0	1 890,0	1 912,0	2 057,0	1 979,0
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки (%)	-2,4	-0,8	+1,2	+7,6	-3,8

За последние пять лет максимум нагрузки энергосистемы Тюменской области увеличился на 3,9%. При этом снижение максимума нагрузки в 2016 г. и 2019 г. может быть объяснено благоприятными климатическими условиями прохождения максимума нагрузки.

1.6 Структура установленной мощности на территории Тюменской области

В состав энергосистемы Тюменской области входит три основных источника электроэнергии – Тюменская ТЭЦ-1, Тюменская ТЭЦ-2, принадлежащие ПАО «Фортум» (66,9% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области), Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск») (31,0% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области), ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС и ГТЭС Моторостроители, принадлежащие ПАО «Тюменские моторостроители» и ГТЭС Южно-Нюрымского м/р ПАО «Сургутнефтегаз» (2,1% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области).

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области по состоянию на 01.01.2020 составляет 2 146,9 МВт. Сводные данные по установленной мощности электростанций и типам генерирующих установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Состав существующих электростанций по состоянию на 01.01.2020

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
Тюменская ТЭЦ-1 (ПАО «Фортум»)	Всего по электростанции			681,7
	Т-100-130 ст. №5	ПСУ	1969	94,0
	Т-100-130 ст. №6	ПСУ	1970	94,0
	Т-94-120 ст. №7	ПСУ	1970	94,0
	ГТ V64.3A ст. №1	ПГУ	2004	60,0
	Т-130/160-12,8 ст. №1		2004	130,0
	ГТ V64.3A ст. №2	ПГУ	2011	64,4

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
	Т-145/160-12,8 ст. №2		2011	145,3
Тюменская ТЭЦ-2 (ПАО «Фортум»)	Всего по электростанции			755,0
	Т-180/210-130-1 ст. №1	ПСУ	1986	180,0
	Т-180/210-130-1 ст. №2	ПСУ	1987	180,0
	Т-180/210-130-1 ст. №3	ПСУ	1987	180,0
	К-215-130-1 ст. №4	ПСУ	1990	215,0
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	Всего по электростанции			665,3
	ПТ-135/165-130 ст. №1	ПСУ	1983	135,0
	Т-175/210-130 ст. №2	ПСУ	1983	175,0
	ПТ-140/165-130/15-2 ст. №4	ПСУ	1985	142,0
	Р-100-130/15 ст. №3	ПСУ	2011	103,6
	К-110-1,6 ст. №5	ПСУ	2011	109,7
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	Т-12-2РЭУЗ[1]	ГТУ	2002	12,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	Т-32-2РВЗ-ГВ[2]	ГТУ	2016	24,9
ГТЭС Южно-Нюрымского м/р (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ГТУ-4П	ГТУ	2017	4,0
	ГТУ-4П	ГТУ	2017	4,0
ИТОГО				2 146,9 (100%)
в т.ч. ПСУ				1 702,3 (79,3%)
ПГУ				399,7 (18,6%)
ГТУ				44,9 (2,1%)

В таблице 6 приведены данные о вводе, реконструкции и демонтаже электрического оборудования по электростанциям энергосистемы Тюменской области за последние 5 лет.

[1] Маркировка генератора
[2] Маркировка генератора

Таблица 6 – Информация о вводе, демонтаже и перемаркировке оборудования по электростанциям на территории Тюменской области за 2015 – 2019 гг.

Электростанция	Год	Тип работ	Станционный номер	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
Тюменская ТЭЦ-1	2015	Перемаркировка	6	Т-100-130	72,0
Тюменская ТЭЦ-1	2015	Перемаркировка	2	ПГУ	209,7
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	2016	Ввод	1	ГТУ	24,9
ГТЭС Южно-Нюрымского м/р (ПАО «Сургутнефтегаз»)	2017	Ввод	1, 2	ГТУ	2х4,0
Тюменская ТЭЦ-1	2018	Перемаркировка	6	Т-100-130	94,0

Данные о вводе электросетевых объектов энергосистемы Тюменской области за последние 5 лет приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Информация о вводе электросетевого оборудования на территории Тюменской области за 2015 – 2020 гг (I квартал 2020 г.).

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2015	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень	250 МВА 540 Мвар 0,31 км
2015	Расширение ОРУ-110 кВ Тюменской ТЭЦ-2 на две линейные ячейки для включения в транзитный режим двухцепной КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – Ожогино I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Широтная	
2015	ПС 110 кВ Южно-Нюрымская (Присоединение отпайками от ВЛ 110 кВ Демьянская – КС-7 и ВЛ 110 кВ Демьянская – Кедровая)	2х16 МВА (2х20 км)
2015	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча	2х10 МВА
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново	2х6,3 МВА
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка	2х16 МВА
2016	ПС 220 кВ Губернская (Присоединение отпайками от ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь)	2х63 МВА 1,78 км

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Затон	1х10 МВА 1х6,3 МВА
2016	Перевод блока №1 Тюменской ТЭЦ-2 на шины 110 кВ. Включение АТ связи 220/110 кВ Тюменской ТЭЦ-2	
2016	ПС 110 кВ Запсиб-2 (Присоединение отпайками от ответвлений на ПС 110 кВ КОС)	2х25 МВА (2х6,0 км)
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Кулаково	2х16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Мурманская	2х40 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Велижаны	2х16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Чермет	2х16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Мичурино	2х16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Ульяновская	2х10 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Омутинка	2х25 МВА

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2017 2018	Строительство ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ, в т.ч. 2РУ-500 кВ ПС 500 кВ Тобол, заходы ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым на ПС 500 кВ Тобол с образованием ВЛ 500 кВ Нелым – Тобол, ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень 1РУ-500 кВ ПС 500 кВ Тобол, заходы ВЛ 500 кВ Демьянская – Иртыш на ПС 500 кВ Тобол с образованием ВЛ 500 кВ Иртыш – Тобол, ВЛ 500 кВ Демьянская – Тобол	360 Мвар (60 Мвар резерв), 3х0,63 МВА, 0,25 МВА 6,68 км 6,73 км 3х60 Мвар 0,45 км 0,36 км 3х60 Мвар
2018	ПС 500 кВ ЗапСиб, ВЛ 500 кВ ЗапСиб – Тобол-I,II,III,IV цепь	4х250 МВА 2х2,655 км 2х2,696 км
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Н.Тавда	2х16 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Червишево	2х16 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Кротово	1х2,5 МВА 1х6,3 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Упорово	2х10 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Буньково	2х6,3 МВА
2019	Реконструкция ПС 110 кВ Ярково	2х16 МВА
2019	ПС 220 кВ Пихтовая на Тямкинском месторождении	2х63 МВА УШР 63 Мвар
2019	ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Демьянская до ПС 220 кВ Пихтовая I, II цепь	2х180,5 км
2019	Строительство ВЛ 220 кВ Пихтовая - Лянтинская	139,8 км
2019	Строительство ПС 220 кВ Лянтинская	2х125 МВА
2019	Строительство ПС 220 кВ Протозановская	2х63 МВА
2019	Строительство ВЛ 220 кВ Пихтовая - Протозановская ВЛ 220 кВ Протозановская - Лянтинская	57,705 км 86,439 км
2019	Реконструкция ПС 110/10/6кВ Татарка	2х10 МВА 1х2,5 МВА

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2019	Строительство ПС110/10 кВ Молодёжная с заходами ВЛ 110 кВ Ожогино - Перевалово	2х25 МВА 2х0,086 км
2019	Строительство ПС 110/10 кВ Причал с двухцепной ЛЭП 110 кВ	2х40 МВА 2х0,042

На основании Протокола Северо-Уральского управления Ростехнадзора от 21.08.2017 № 193-5711-2017 «О запрете эксплуатации ВЛ 500 кВ Тобольск – Ишим» 22.08.2017 отключена ВЛ 500 кВ Тобольск – Ишим (диспетчерское наименование – ВЛ 220 кВ Витязь – Иртыш). В соответствии с Приказом Минэнерго России от 21.01.2019 № 16 вывод из эксплуатации ВЛ 220 кВ Витязь – Иртыш согласован с 31.05.2019.

1.7 Структура выработки электроэнергии электростанциями по типам электростанций и видам собственности

Все электростанции Тюменской области относятся к тепловым. По данным за 2019 г. 76% выработки электроэнергии приходится на электростанции, принадлежащие ПАО «Фортум», 23,2% – на Тобольскую ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»). Оставшаяся часть электроэнергии (0,8%) вырабатывается электростанциями, принадлежащими ПАО «Тюменские моторостроители» и ПАО «Сургутнефтегаз».

1.8 Оценка плановых значений показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций Тюменской области

В таблице 8 приведены плановые значения показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг территориальных сетевых организаций Тюменской области на период 2020 – 2022 гг.

Уровень надежности оказываемых услуг определяется средней продолжительностью прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и средней частотой прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в течение расчетного периода регулирования. Уровень качества оказываемых услуг определяется показателем уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети. Показатели определяются согласно «Методическим указаниям по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» утвержденных приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

Таблица 8 – Оценка плановых значений показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг территориальных сетевых организаций Тюменской области на период 2020 – 2022 гг.

№	Показатель	2020	2021	2022
1.	АО «Россети Тюмень»			
1.1.	Показатель средней продолжительности прекращения электрической энергии	0,4424	0,4358	0,4292
1.2.	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии	0,1999	0,1969	0,1940
1.3.	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети	1,0006	1,0000	1,0000
2.	АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания»			
2.1.	Показатель средней продолжительности прекращения электрической энергии	0,8983	0,8849	0,8716
2.2.	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии	0,4969	0,4895	0,4822
2.3.	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети	1,0000	1,0000	1,0000
3.	ПАО «ФСК ЕЭС»			
3.1.	Показатель уровня надежности реализуемых товаров и услуг	0,03340	-	-
3.2.	Показатель уровня качества оказываемых услуг	1,14889	-	-

1.9 Характеристика балансов электроэнергии и мощности за пятилетний период

Балансы электрической мощности и электроэнергии энергосистемы Тюменской области за отчетный пятилетний период приведены в таблицах 9 и 10 соответственно. В качестве максимальной нагрузки потребления приведены фактические данные по территории Тюменской области на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в 2015 – 2019 гг.

Таблица 9 – Баланс мощности на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области в 2015 – 2019 гг., МВт

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Суммарное покрытие	1 736,2	1 546,5	1 652,0	1 460,9	1 814,3
в том числе:					
Тюменская ТЭЦ-1	486,9	555,2	643,0	556,4	659,5
Тюменская ТЭЦ-2	586,3	538,5	557,0	578,0	710,6
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	663,0	452,8	452,0	321,8	439,9

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	–	0,0	0,0	0,0	0,0
ГТЭС Южно-Нюрымского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	–	–	0,0	4,7	4,2
Потребление	1 905,0	1 890,0	1 912,0	2 057,0	1 979,0
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	+168,8	+343,5	+260,0	+596,1	+164,7

Таблица 10 – Баланс электроэнергии за период 2015 – 2019 гг., млн кВт·ч

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Суммарная выработка	10 154,6	9 270,9	10 130,9	10 901,2	11 524,0
ТЭС	10 116,8	9 227,1	10 083,9	10 827,1	11 434,0
Тюменская ТЭЦ-1	3 603,1	3 450,3	3 534,5	3 920,9	3567,1
Тюменская ТЭЦ-2	3 994,7	3 538,8	4 176,7	4 424,5	5189,1
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	2 519,0	2 238,0	2 372,7	2 481,8	2 678,0
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	37,8	42,8	40,0	33,0	26,5
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	–	1,0	4,7	5,3	4,1
ГТЭС Южно-Нюрымского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	–	–	2,3	35,6	59,3
Потребление	11 248,1	11 698,0	13 073,7	13 647,5	14 501,6
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	+1 093,5	+2 427,1	+2 942,8	+2 746,3	+2 977,5

1.10 Характеристика электрических сетей 110 кВ и выше Тюменской области (ЛЭП, подстанции, сводные данные)

Основными эксплуатирующими организациями электросетевого хозяйства 110 кВ и выше в энергосистеме Тюменской области являются:

– филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала в магистральном сетевом комплексе класса напряжения 220 кВ и выше;

– АО «Россети Тюмень» в распределительных сетях класса напряжения 220 – 0,4 кВ;

– АО «СУЭНКО» в распределительных сетях класса напряжения 110 – 0,4 кВ;

– иные промышленные предприятия, основным из которых является ОАО «РЖД».

Сводные данные по установленной мощности и количеству трансформаторов/автотрансформаторов (Т/АТ) ПС 110 кВ и выше по состоянию на 01.01.2020 представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше в энергосистеме Тюменской области

Наименование показателя	Количество ПС (ПП), шт.	Количество Т/АТ[1], шт.	Мощность ПС, МВА
По номинальному напряжению			
500 кВ	7	21	3 005,0
220 кВ	7	23	2 179,0
110 кВ	241	452	7 745,0
По эксплуатирующим организациям			
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	13	57	5 214,8
АО «Россети Тюмень»	180	316	5 122,60
АО «СУЭНКО»	5	10	179,6
Промышленные предприятия	57	113	2 442,0
ВСЕГО	255	496	12 959

Сводные данные по количеству и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Сводные данные о количестве и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области

Наименование показателя	Кол-во ЛЭП, шт.	Длина, км
По номинальному напряжению		
500 кВ (в том числе ЛЭП 220 кВ в габаритах 500 кВ)	24	2 392,565
220 кВ	36	1 832,324
110 кВ	207	4 973,536
По эксплуатирующим организациям		
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	62	4225,9
АО «Россети Тюмень»	201	4 958,166
АО «СУЭНКО»	4	14,35
ВСЕГО	267	9 198,416

[1] Суммарное количество Т/АТ приведено с учетом резервных Т/АТ

Перечень основных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), установленных в энергосистеме Тюменской области, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Сводные данные по СКРМ в энергосистеме Тюменской области

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{ном}$, кВ	Реактивная мощность, Мвар
ПС 500 кВ Демьянская	Р-500-Тобол	500	3*60
	Р-500-Нелым	500	3*60
	Р-110	110	3*33
ПС 500 кВ Нелым	Р-500 Пыть-Ях	500	3*60
	Р-500 Тобол	500	3*60
	УШР-500 Магистральная	500	3*60
ПС 500 кВ Беркут	Р-500 Иртыш	500	4*60
ПС 500 кВ Иртыш	Р-500 Тобол	500	3*60
	2УШР-500	500	3*60
ПС 500 кВ Тюмень	Р-500 Беркут	500	3*60
	2Р-500	500	3*60
	Р-500 Луговая	500	3*60
	Р-500	500	1*60
ПС 500 кВ Витязь	Р-500 Курган	500	3*60
	Р-500 Иртыш	500	3*60
ПС 500 кВ Тобол	Р-500 Тюмень	500	3*60
	Р-500 Запсиб-1	500	3*60
	Р-500 (резерв)	500	1*60
ПС 110/10кВ Западная	яч.7 Аккумуляторый-1	10	7,016
ПС 110/10кВ Западная	яч.18 Аккумуляторный-2	10	
ПС 110/10кВ Разбахта	яч.8 Литейный-1	10	0,8
ПС 110/10кВ Разбахта	яч.10 Литейный-2	10	
ПС 110/10кВ Западная	яч.21 Нефтемаш-1	10	1,3
ПС 110/10кВ Западная	яч.4 Нефтемаш-2	10	
ПС 110/10кВ Щербаковская	яч.19 Котельная-1	10	0,336
ПС 110/10кВ Щербаковская	яч.22 Котельная-2	10	

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{ном}$, кВ	Реактивная мощность, Мвар
ПС 110/10кВ Винзили	яч.21 РП-10-1	10	0,6
ПС 110/10кВ Винзили	яч.12 РП-10-2	10	
ПС 110/10кВ Западная	яч.11 ЗМЗ-1	10	0,549
ПС 110/10кВ Западная	яч.20 ЭМЗ-2	10	
ПС 110/10кВ Метелево	ввод-1,2	6	2,7
ПС 110/10кВ Медик	ввод-1.2	10	1,41
ПС 110/10кВ Кыштырла	яч.28 КСМ	10	0,68
ПС 110/10кВ Антипино	яч.26 Завод-1	10	0,6
ПС 110/10кВ Антипино	яч.0 Завод-2	10	
ПС 110/10кВ Кыштырла	яч.14 Снаб-2	10	0,6
ПС 110/10кВ Кыштырла	яч.14 Снаб-3	10	
ПС 110/10кВ Монтажная	яч.14 АНПЗ-1	10	4,142
ПС 110/10кВ Антипино	яч.27 АНПЗ-2	10	0,9
ПС 110/10кВ Домостроительная	яч.37 РП-ДСП-1	10	1
ПС 110/10кВ Домостроительная	яч.38 РП-ДСП-2	10	
ПС 110 кВ Вузгородок	КРМ-1	10	1,8
	КРМ-2	10	1,8
	КРМ-3	10	1,8
	КРМ-4	10	1,8

1.11 Основные внешние связи энергосистемы Тюменской области

Энергосистема Тюменской области в составе энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов граничит на севере с энергосистемой ХМАО-Югры, на западе со Свердловской энергосистемой, на юго-западе с Курганской энергосистемой, на юге с энергосистемой Республики Казахстан, на востоке с Омской энергосистемой. Подробный список электрических связей с внешними энергосистемами по состоянию на 01.01.2020 представлен в таблице 14, а также на рисунке 8.

Таблица 14 – Основные внешние связи энергосистемы Тюменской области

Энергосистема	Диспетчерское наименование линии
Энергосистема Свердловской области (ОЭС Урала)	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - Тюмень №1
	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - Тюмень №2
	ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда
	ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал с отпайкой на ПС Чугунаево
	ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье с отпайками
	ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак
	ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино
Энергосистема Курганской область (ОЭС Урала)	ВЛ 500 кВ Курган – Беркут
	ВЛ 500 кВ Курган – Витязь
ЕЭС Казахстана	ВЛ 110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 – Ишим (в габаритах 220 кВ) (связь разорвана на опоре 268)
	ВЛ 110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 – Казанка (связь разорвана на опоре 228)
Энергосистема Омской области (ОЭС Сибири)	ВЛ 500 кВ Восход – Витязь
	ВЛ 110 кВ Орехово - Каргалы (С-80)
	ВЛ 110 кВ 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на ПС Мангут-С (С-136)
	ВЛ 110 кВ Майка – Мангут-Т с отпайками (С-135)
Энергосистема ХМАО-Югры (ОЭС Урала)	ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая
	ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная
	ВЛ 500 кВ Демьянская – Луговая
	ВЛ 500 кВ Демьянская – Пыть-Ях
	ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях
	ВЛ 220 кВ Демьянская – Болчары
	ВЛ 220 кВ Демьянская – Чеснок
	ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская I цепь с отпайками
	ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская II цепь с отпайками
	ВЛ 110 кВ Снежная – КС-6 с отпайкой на ПС Муген
	ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская II цепь с отпайкой на ПС Эвихон
	ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I цепь с отпайкой на ПС Эвихон

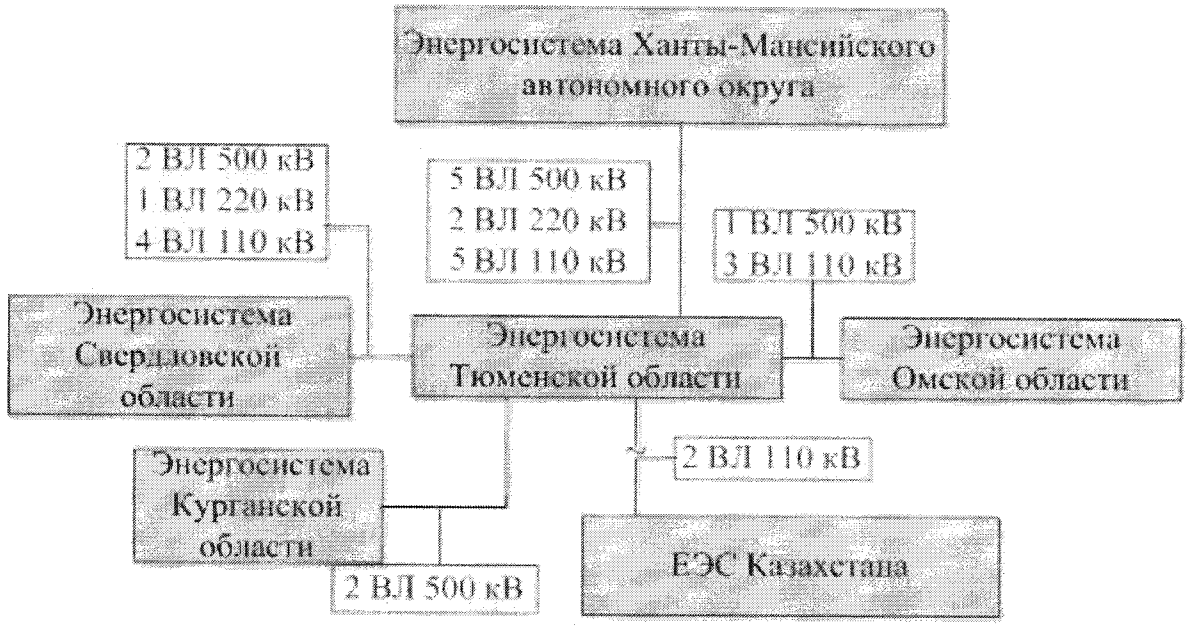


Рисунок 8 – Блок-схема электрических связей энергосистемы Тюменской области с внешними энергосистемами

Для исключения перегрузки ЛЭП нормально разомкнуты следующие транзиты:

– транзит 110 кВ Ожогино – Кармак – Маян, соединяющие энергосистему Тюменской области и Свердловскую энергосистему. Деление произведено на ПС 110 кВ Кармак и на ПС 110 кВ Зарница;

– транзит 110 кВ Ишим – Петропавловская ТЭЦ-2 в габаритах 220 кВ, соединяющий энергосистемы Тюменской области и Республики Казахстан. Деление произведено на ВЛ 110 кВ Ишим – Петропавловская ТЭЦ-2 (связь разорвана на опоре 268);

– транзит 110 кВ Ишим – Казанка – Петропавловская ТЭЦ-2, соединяющий энергосистемы Тюменской области и Республики Казахстан. Деление произведено на ВЛ 110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 – Казанка (связь разорвана на опоре 228);

– транзит 110 кВ Каргалы – Усть-Ишим – Тевриз – Бекшеево – Шухово, соединяющий энергосистему Тюменской области и Омскую энергосистему. Деление произведено на ПС 110 кВ Усть-Ишим;

– транзит 110 кВ Майка – Новоандреевская – Разъезд 2529 – Называевская, соединяющий энергосистему Тюменской области и Омскую энергосистему. Деление произведено на ПС 110 кВ Новоандреевская;

– транзит 110 кВ Майка – Мангут-т – Разъезд 2546 – Называевская, соединяющий энергосистему Тюменской области и Омскую энергосистему. Деление произведено на ПС 110 кВ Майка.

1.12 Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок, зимних минимальных нагрузок, летних максимальных нагрузок, летних минимальных нагрузок.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630[1].

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима рассматривалось применение следующих схемно-режимных мероприятий:

-деление электрической сети, в том числе с переводом потребителей на электроснабжение в тупиковом режиме;

-перенос существующей точки раздела электрической сети с переводом электроснабжения потребителей (части потребителей) на другие энергоузлы (энергорайоны);

-замыкание нормально разомкнутых транзитов (точек деления электрической сети) при допустимости по условиям обеспечения функционирования устройств релейной защиты и автоматики, обеспечения соответствия отключающей способности выключателей токам короткого замыкания;

-изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций;

-изменение реактивной мощности генерирующего оборудования электростанций, в том числе с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;

-включение/отключение и изменение реактивной мощности СКРМ;

-изменение коэффициентов трансформации (авто)трансформаторов;

-отключение в резерв ЛЭП:

-проведение ремонтов электросетевого и/или генерирующего оборудования в иные периоды года.

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.

Как показали расчеты электроэнергетических режимов, в нормальной схеме/при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети/при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети параметры электроэнергетических режимов

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

находятся в области допустимых значений в Тюменском, Тобольском, Ишимском и Южном энергорайонах, за исключением следующей схемно-режимной ситуации.

В Южном энергорайоне на ПС 110 кВ Нижняя Тавда возможно недопустимое снижения напряжения.

Электроснабжение Нижнетавдинского района производится по ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда и ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново. Работа сети 35 кВ не предназначена в транзитном режиме, в связи с чем ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново нормально отключена со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда происходит полное погашение потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Нижняя Тавда. Восстановление электроснабжения Нижнетавдинского района возможно путем включения на ПС 110 кВ Нижняя Тавда ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново.

Согласно расчетам электроэнергетических режимов, в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда в режиме зимнего максимума нагрузок, при включении со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново выявлено недопустимое снижение напряжения в сети 35, 10 кВ энергорайона ПС 110 кВ Нижняя Тавда (рисунок 9). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в объёме 6 МВт на время ремонта ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда.

Для исключения ввода ГВО рассмотрено несколько вариантов развития сети 35-110 кВ Нижнетавдинского района:

- Вариант 1: Строительство ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда протяженностью 50 км;
- Вариант 2: Строительство ВЛ 35 кВ Велижаны – Черепаново, протяженностью 23 км;
- Вариант 3: Установка источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

Ориентировочные капитальные затраты на реализацию рассматриваемых вариантов составят:

- Строительство ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда – 461,44 млн. руб;
- Строительство ВЛ 35 кВ Велижаны – Черепаново – 215,16 млн. руб;
- Установка источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда – 89,08 млн. руб.

Учитывая, что капитальные затраты на реализацию Варианта 1 и 2 значительно превышают капитальные затраты на реализацию Варианта 3, то рекомендуется к выполнению мероприятие по установке источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

На основании расчетов электрических режимов определена мощность предлагаемых к установке источников реактивной мощности. С

учетом обеспечения уровня напряжения в пределах допустимых значений рекомендуется установка источников реактивной мощности на РУ 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда с функцией регулирования напряжения установленной мощностью не менее 10 МВАр. Окончательную мощность и тип источников реактивной мощности необходимо определить при проектировании.

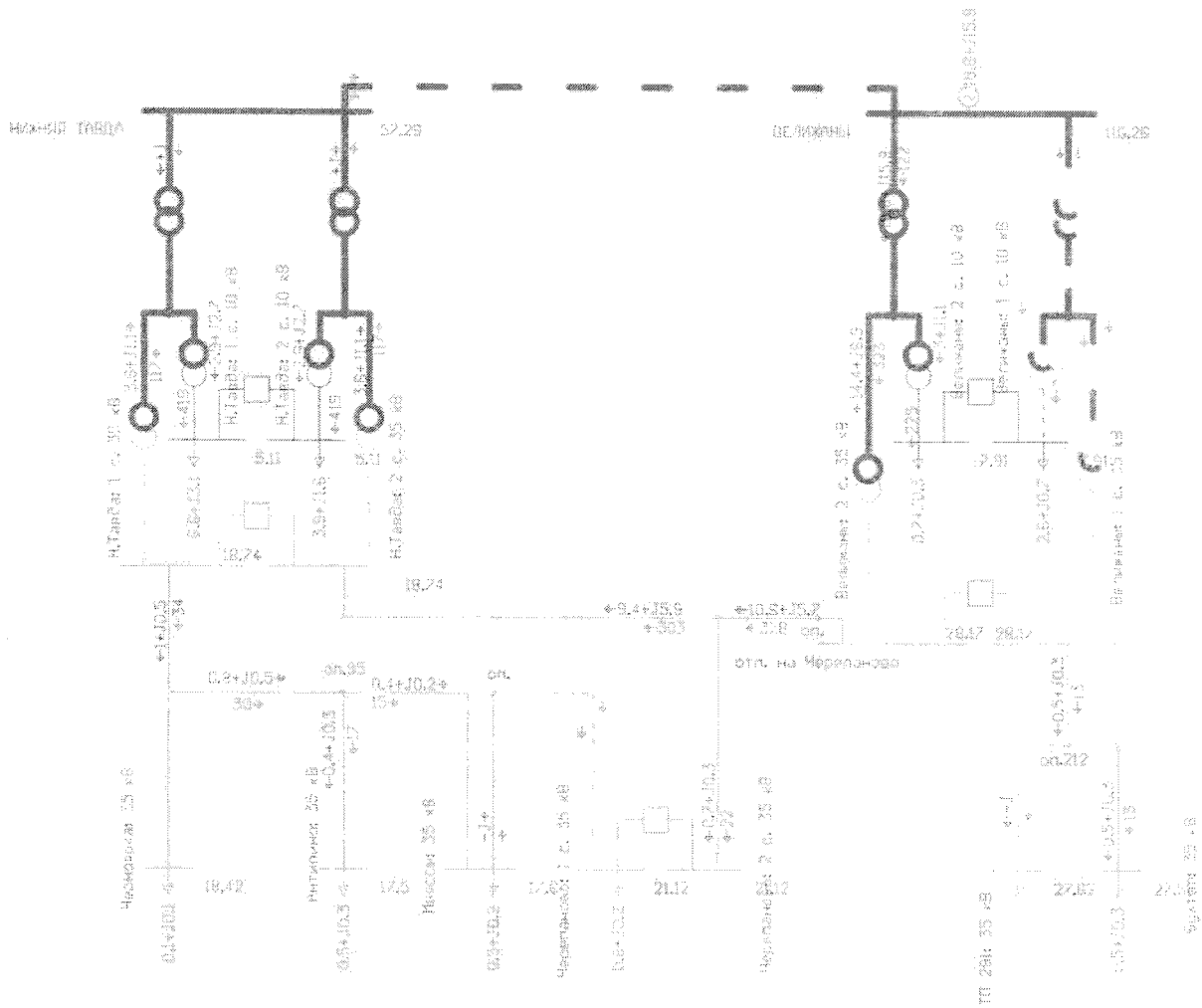


Рисунок 9 – Период зимних максимальных нагрузок 2018 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда. Включение в работу ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново. Недопустимое снижение напряжения на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

2 Прогноз развития электрогенерирующего и электросетевого комплекса Тюменской области на 2021 – 2025 годы 110 кВ и выше

2.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Тюменской области

Основной целью развития электроэнергетики Тюменской области является обеспечение заданных энергетических условий развития экономики области посредством стабилизации и поддержания высоких темпов роста её энергоэффективности, а также обеспечения повышенного уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса области и социальной сферы.

Для достижения поставленной цели «Стратегия социально-экономического развития Тюменской области до 2030 года» определяет для отрасли электроэнергетики следующие направления развития:

– надежное и качественное электроснабжение потребителей на территории Тюменской области;

– развитие систем электроснабжения в муниципальных образованиях Тюменской области.

К мероприятиям, направленным на развитие электроснабжения и повышение качества поставляемых услуг, относятся:

– ввод в эксплуатацию новых энергетических мощностей на генерирующих станциях Тюменской области, развитие малой энергетики для энергоснабжения нефтегазового комплекса;

– реконструкция и техническое перевооружение основных фондов электростанций;

– строительство и реконструкция распределительных подстанций, линий электропередачи с применением современного оборудования;

– внедрение современных интеллектуальных устройств автоматики, реконструкция средств диспетчерско-технологического управления на основе цифровых технологий;

– разработка и реализация комплекса мер по энергосбережению и снижению энергоемкости продукции.

2.2 Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей. Перечень основных перспективных потребителей

2.2.1 Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей

В таблице 15 приведена информация по динамике отпуска электроэнергии из распределительных сетей АО «Россети Тюмень» в 2019 году (факт) и на период 2020 – 2025 годов (план).

Таблица 15 – Отпуск электроэнергии из распределительных сетей АО «Россети Тюмень» в 2019 году (факт) и на период 2020 – 2025 гг. (план), млн кВт·ч

№	Наименование ЭС	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Тюменские электрические сети	8 538,0	8 770,0	8 510,0	8 510,0	8 510,0	8 510,0	8 510,0

2.2.2 Перечень основных перспективных потребителей

2.2.2.1 Базовый вариант развития

В энергосистеме Тюменской области в рассматриваемый период 2020 – 2025 годов в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

– ООО «СИБИНТЭК», Вареягское месторождение нефти Пограничного лицензионного участка по адресу: Вареягское месторождение нефти в районе КП-2 с координатами 59°48'50.7"N 70°9'10.5"E. Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 8,0 МВт. Присоединение вновь сооружаемой ПС 110/35/10 кВ запланировано осуществить ответвлением от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7.

– Индустриальный парк в районе п. Богандинский Тюменского муниципального района. Максимальная мощность энергопринимающих устройств данного комплекса составляет 25,3 МВт в соответствии с техническим условиями на технологическое присоединение. Электроснабжение индустриального парка планируется от ПС 110 кВ ЖБИ (замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА).

– ООО «Тюменский Лесопромышленный Комплекс». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств планируется строительство ПС 110 кВ Осинник с отпайками от ВЛ 110 кВ Горная-Юровская и от ВЛ 110 кВ Демьянская-Горная-2.

– ООО «Руском» планирует осуществить строительство комплекса по выращиванию и переработке индейки, общая мощность присоединяемых объектов согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 13,97 МВт.

– ООО «ЗапСибНефтехим» осуществляет строительство аэропорта вблизи г. Тобольска, присоединяемая мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 4,1 МВт.

Учитывая перспективное развитие Тюменской области, связанное со строительством новых жилых микрорайонов с объектами социального и культурно-просветительского характера, значительная часть планируемых к вводу потребителей в период 2020 – 2025 годов приходится на коммунально-бытовой сектор. В частности, значительный прирост потребляемой мощности, согласно договорам на

технологическое присоединение, приходится на энергопринимающие устройства, планируемые к вводу на территории г. Тюмень. В том числе заявителями (инвесторами) для вновь присоединяемой мощности являются следующие организации:

- АО «СУЭНКО»;
- ООО «Агентство Интеллект – Сервис»;
- ОАО «Тюменская домостроительная компания»;
- ОАО «Запсибгазпром» (жилые дома с объектами инфраструктуры);
- ООО «СИБИНТЭК».

2.3 Характеристика перспективных балансов электрической энергии и мощности

В таблицах 17 и 18 представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Тюменской области на период 2020 – 2025 гг. (базовый вариант).

Таблица 17– Перспективный баланс электроэнергии по территории Тюменской области на период 2020 – 2025 гг., млн кВт·ч

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Энергосистема Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО						
Электропотребление	94 770,0	96 968,0	99 467,0	101 769,0	103 462,0	104 158,0
Суммарная выработка электростанций	101 380,0	102 956,0	104 805,0	105 868,0	107 301,0	107 857,0
Сальдо перетоков электрической энергии*	-6 610	-5 988	-5 338	-4 099	-3 839	-3 699
Энергосистема Тюменской области						
Электропотребление	15 080,0	16 095,0	17 025,0	17 640,0	18 160,0	18 500
Суммарная выработка электростанций	12 599	12 599	12 599	12 108,8	12 269,7	12 383,2
в том числе по электростанциям:						
Тюменская ТЭЦ-1	3 893,6	3 893,6	3 893,6	3 893,6	3 893,6	3 893,6
Тюменская ТЭЦ-2	5 189,1	5 189,1	5 189,1	5 189,1	5 189,1	5 189,1
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	3 440,3	3 440,3	3 440,3	2 950,1	3 111,0	3 224,5
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ГТЭС Южно-Нюрымского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	+2 481	+3 496	+4 426	+5 531,2	+5 890,3	+6 116,8

Таблица 18 – Перспективный баланс мощности по территории Тюменской области на период 2020 – 2025 гг., МВт

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Энергосистема Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО						
Суммарное потребление мощности	12 488,0	12 812,0	13 165,0	13 445,0	13 639,0	13 758,0
Покрытие (суммарная установленная мощность)	17 294,8	17 294,8	17 314,8	17 314,8	17 334,8	17 329,8
Энергосистема Тюменской области						
Суммарное потребление мощности	2 100,0	2 250,0	2 390,0	2 470,0	2 545,0	2 600,0
Покрытие (суммарная установленная мощность)	2 146,9	2 146,9	2 146,9	2 146,9	2 146,9	2 146,9
в том числе по электростанциям:						
Тюменская ТЭЦ-1	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7
Тюменская ТЭЦ-2	755,0	755,0	755,0	755,0	755,0	755,0
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
ГТЭС Южно-Нюрымского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	8	8	8	8	8	8
Сальдо перетоков	-46,9	+103,1	+243,1	+323,1	+398,1	+453,1

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(«+» – дефицит; «-» – избыток)						

2.4 Прогноз электропотребления и максимума нагрузки по Тюменской области на пятилетний период

В данном разделе в таблицах 19 и 20 представлены прогнозы электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области на период 2020 – 2025 годов (базовый вариант развития) энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Данные о прогнозном электропотреблении крупных потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона, на период до 2025 года приведены в таблице 21.

Таблица 19 – Прогноз электропотребления по территории Тюменской области на период 2020 – 2025 гг.

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Электро-потребление, млн кВт·ч	15 080,0	16 095,0	17 025,0	17 640,0	18 160,0	18 500
Среднегодовые темпы прироста электро-потребления, %	+4,0	+6,7	+5,8	+3,6	+2,9	+1,9

Таблица 20 – Прогноз максимума нагрузки по территории Тюменской области на период 2020 – 2025 гг.

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Максимум нагрузки, МВт	2 100,0	2 250,0	2 390,0	2 470,0	2 545,0	2 600,0
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки, %	+6,1	+7,1	+6,2	+3,3	+3,0	+2,2

Таблица 21 – Прогноз потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями на территории Тюменской области на период до 2025 года, млн кВт·ч

Наименование потребителя		2020	2021	2022	2023	2024	2025
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	1 234,9	1 234,9	1 234,9	1 234,9	1 234,9	1 234,9
	P_{max}, МВт	142,9	142,9	142,9	142,9	142,9	142,9
ООО «ЗапСибНефтехим»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	1 585	1 816	1 967	1 860	2 002	2 012
	P_{max}, МВт	227	212	229	217	223	235

Наименование потребителя		2020	2021	2022	2023	2024	2025
ООО «СИБУР Тобольск»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	818,1	1 179,0	1 219,6	1 286,3	1 278,2	1 288,4
	P_{max}, МВт	93,4	134,6	139,2	146,8	145,9	147,1
АО «Антипинский НПЗ»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	373,3	373,3	373,3	373,3	373,3	373,3
	P_{max}, МВт	52,3	52,3	52,3	52,3	52,3	52,3
Филиал ООО «УГМК-Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0
	P_{max}, МВт	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
ООО «РН-Уватнефтегаз» (электроснабжение добывающих скважин и объектов инфраструктуры)	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	545,4	714,3	832,9	964,9	1 064,1	1 618,3
	P_{max}, МВт	82,8	100,5	112,2	128,0	144,7	184,7
ООО «РН-Уватнефтегаз» (электроснабжение добывающих скважин и объектов инфраструктуры **с буровыми установками**)	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	594,6	774,1	904,6	1 041,8	1 149,5	1 786,4
	P_{max}, МВт	90,4	109,4	122,9	138,9	156,5	203,9
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	483,2	475,0	490,0	490,2	490,2	490,2
	P_{max}, МВт	66,1	65,1	66,7	66,7	66,7	66,7
АО «Транснефть – Сибирь»	$Э_{потр}$, млн кВт·ч	1 125,5	1 125,5	1 125,5	1 125,5	1 125,5	1 125,5
	P_{max}, МВт	149,7	149,7	149,7	149,7	149,7	149,7

На рисунках 10 и 11 представлены график изменения установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребителей на территории энергосистемы Тюменской области в период 2015 – 2025 годов и график изменения выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории энергосистемы Тюменской области в период 2015 – 2025 годов соответственно.

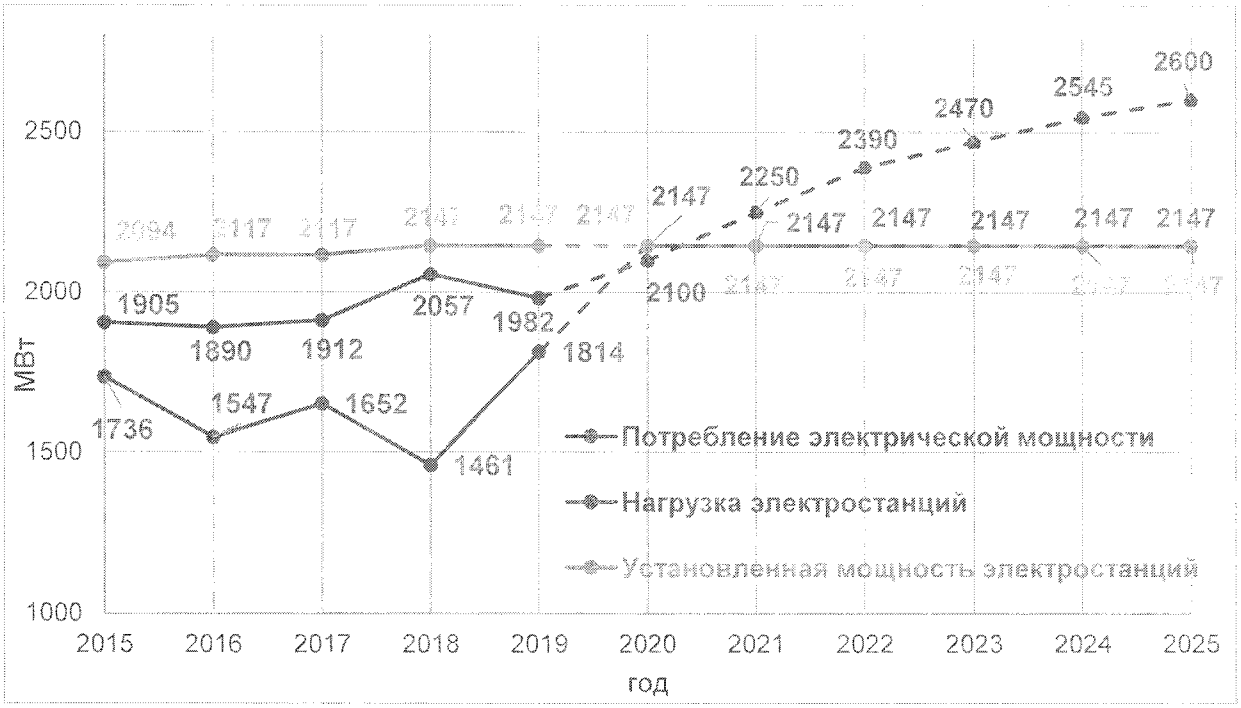


Рисунок 10 – Изменение установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребления по территории Тюменской области в период 2015–2025 годов



Рисунок 11 – Изменение выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории Тюменской области в период 2015 – 2025 годов

2.5 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Тюменской области

В соответствии с СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 гг. ввод и вывод из эксплуатации генерирующих объектов и генерирующего оборудования

на территории Тюменской области с высокой вероятностью реализации в период 2020 – 2025 гг. не предусмотрен.

2.6 Анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше на период 2020 – 2025 годов

В настоящем разделе приведены расчеты электроэнергетических режимов энергосистемы Тюменской области при нормативных возмущениях в электрической сети 35 – 500 кВ (при необходимости 6(10) кВ) энергосистемы Тюменской области для нормальной и основных ремонтных схем для базового варианта развития энергосистемы Тюменской области на период 2020 – 2025 годов.

Расчеты электроэнергетических режимов выполняются для зимних максимальных нагрузок, зимних минимальных нагрузок, летних минимальных нагрузок, летних максимальных нагрузок.

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

режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 41^0 С;

режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при расчетной температуре воздуха согласно Приложению А ГОСТ Р 58670-2019 – 0^0 С;

режим летних максимальных нагрузок рабочего дня – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30^0 С;

режим летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 17^0 С.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630[1].

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима рассматривалось применение следующих схемно-режимных мероприятий:

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

-деление электрической сети, в том числе с переводом потребителей на электроснабжение в тупиковом режиме;

-перенос существующей точки раздела электрической сети с переводом электроснабжения потребителей (части потребителей) на другие энергоузлы (энергорайоны);

-замыкание нормально разомкнутых транзитов (точек деления электрической сети) при допустимости по условиям обеспечения функционирования устройств релейной защиты и автоматики, обеспечения соответствия отключающей способности выключателей токам короткого замыкания;

-изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций;

-изменение реактивной мощности генерирующего оборудования электростанций, в том числе с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;

-включение/отключение и изменение реактивной мощности СКРМ;

-изменение коэффициентов трансформации (авто)трансформаторов;

-отключение в резерв ЛЭП:

-проведение ремонтов электросетевого и/или генерирующего оборудования в иные периоды

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.

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 энергосистемы Тюменской области на перспективу развития 2020 – 2025 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2020– 2026 годы и технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Как показали расчеты электроэнергетических режимов в нормальной схеме/при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети/при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети, параметры электроэнергетических режимов находятся в области допустимых значений в Тюменском, Тобольском, Ишимском и Южном энергорайонах параметры режима находятся в

области допустимых значений, за исключением следующей схемно-режимной ситуации.

В Южном энергорайоне на ПС 110 кВ Нижняя Тавда возможно недопустимое снижения напряжения.

Электроснабжение Нижнетавдинского района производится по ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда и ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново. Работа сети 35 кВ не предназначена в транзитном режиме, в связи с чем ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново нормально отключена со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда происходит полное погашение потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Нижняя Тавда. Восстановление электроснабжения Нижнетавдинского района возможно путем включения на ПС 110 кВ Нижняя Тавда ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново.

Согласно расчетам электроэнергетических режимов, в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда в режиме зимнего максимума нагрузок, при включении со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново выявлено недопустимое снижение напряжения в сети 35, 10 кВ энергорайона ПС 110 кВ Нижняя Тавда (рисунок 12). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в объёме 6 МВт на время ремонта ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда.

Для исключения ввода ГВО рассмотрено несколько вариантов развития сети 35-110 кВ Нижнетавдинского района:

- Вариант 1: Строительство ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда протяженностью 50 км;
- Вариант 2: Строительство ВЛ 35 кВ Велижаны – Черепаново, протяженностью 23 км;
- Вариант 3: Установка источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

Ориентировочные капитальные затраты на реализацию рассматриваемых вариантов составят:

- Строительство ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда – 461,44 млн. руб;
- Строительство ВЛ 35 кВ Велижаны – Черепаново – 215,16 млн. руб;
- Установка источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда – 89,08 млн. руб.

Учитывая, что капитальные затраты на реализацию Варианта 1 и 2 значительно превышают капитальные затраты на реализацию Варианта 3, то рекомендуется к выполнению мероприятие по установке источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

На основании расчетов электрических режимов определена мощность предлагаемых к установке источников реактивной мощности. С учетом обеспечения уровня напряжения в пределах допустимых значений

рекомендуется установка источников реактивной мощности на РУ 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда с функцией регулирования напряжения установленной мощностью не менее 10 МВАр. Окончательную мощность и тип источников реактивной мощности необходимо определить при проектировании.

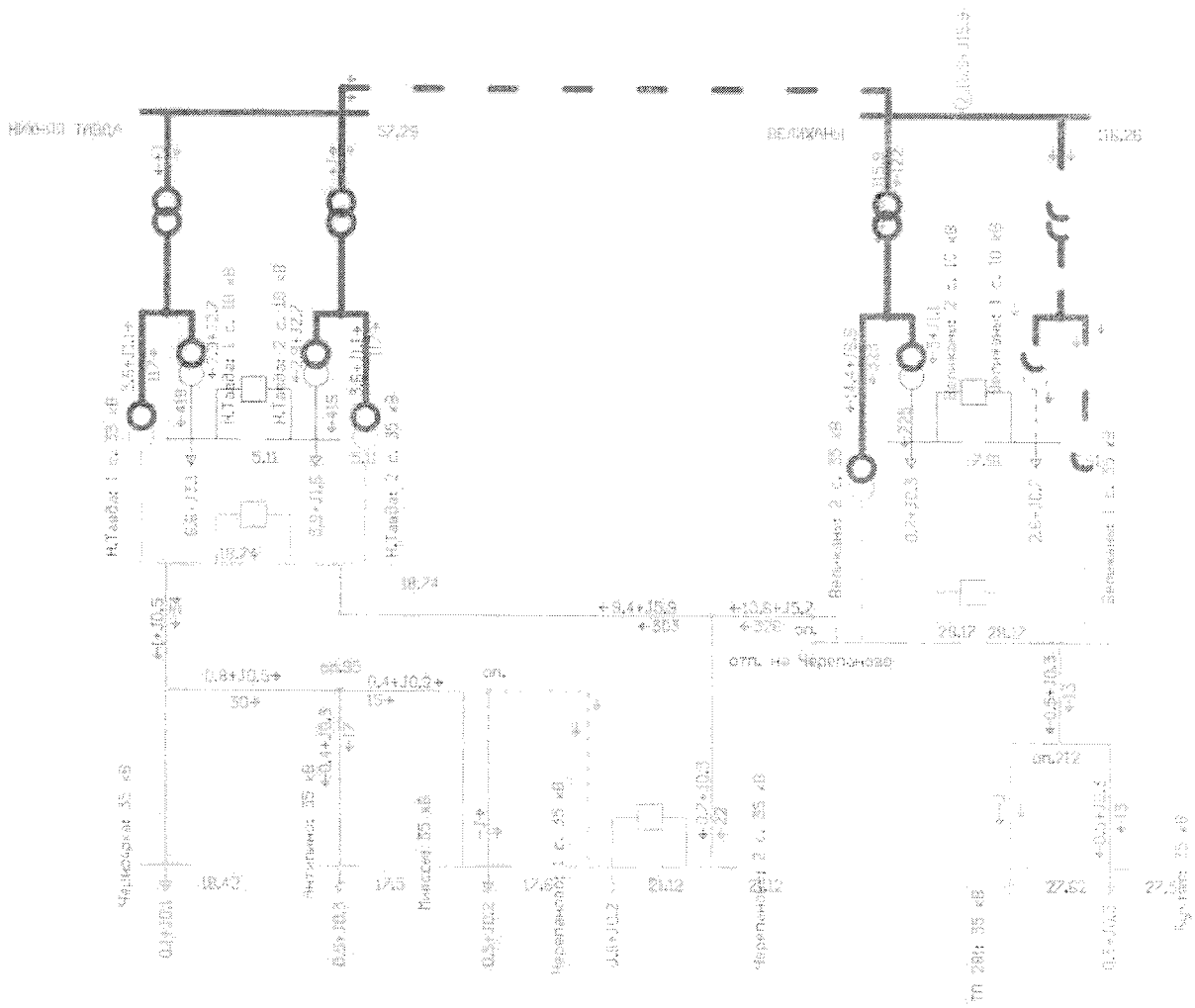


Рисунок 12 – Период зимних максимальных нагрузок 2018 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда. Включение в работу ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново. Недопустимое снижение напряжения на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

Как показали расчеты электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети в Тобольском, Тюменском, Ишимском и Южном энергорайонах параметры режима находятся в области допустимых значений.

2.7 Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ

В целях проверки пропускной способности трансформаторов центров питания 110 кВ ЭЭС Тюменской области проведен анализ текущей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования на основании информации о текущей загрузке центров питания 110 кВ энергосистемы Тюменской области по данным контрольных замеров

нагрузок 2017-2019 годов, а также данных о приростах мощности и расчетной загрузке центров питания на период 2020 – 2025 годов. По результатам анализа загрузки трансформаторного оборудования необходимость замены трансформаторного оборудования не выявлена.

2.8 Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по анализу текущего состояния электросетевого оборудования и схемы электроснабжения

В настоящем разделе рекомендованы к реализации мероприятия, выявленные по результатам анализа текущего состояния электросетевого оборудования и схемы электроснабжения.

2.8.1 Тобольский энергорайон

Реконструкция ПС 110/10 кВ Маслово

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Маслово составляет 1х2,5 МВА.

Перегрузочная способность трансформатора ПС 110 кВ Маслово принята в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнрего России от 19 июня 2003 № 229» (далее – приказ МЭ России №81).

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$I_{ном}^{ВН}$, А	ДДТН, %
Т-1	ТМН-2500/110	1979	13,12	Зимний период (0°С)
				115
				Летний период (+30°С)
				91

Максимальная нагрузка по ПС 110 кВ Маслово зафиксирована в день контрольного замера 18.12.2019 года в 9 ч. 00 мин. и составила 1,856 МВА.

Согласно договору технологического присоединения (№ Т13/18/1428-ДТП от 25.06.2018 (приложение 1)) планируется подключение энергопринимающих устройств ООО «Запсибнефтехим» (оборудование строящегося аэропорта г. Тобольск) общей мощностью 4,1 МВт (4,584 МВА) к ПС 110 кВ Маслово и ПС 110 кВ Сумкино в равном объеме, на 1 этапе– по 1150 кВт на каждую ПС, на 2 этапе – по 2050 кВт на каждую ПС (с учетом первого этапа). Дополнительно по действующим договорам об осуществлении технологического присоединения планируются технологические присоединения суммарной максимальной мощностью

1,29 МВА (№Т13/18/3296-ДТП от 20.12.2018, №Т13/19/3377-ДТП от 29.11.2019 (Приложение 1)).

С учетом эффекта совмещения максимума нагрузок перспективная загрузка ПС 110 кВ Маслово составит 3,24 МВА (130% от Sном), что превышает ДДТН в зимний период. При аварийном отключении ВЛЗ-10 кВ от ячейки 10 кВ №6 ПС 110 кВ Сумкино загрузка ПС 110 кВ Маслово составит 4,39 МВА (176% от Sном), что превышает ДДТН в зимний период.

Согласно представленным данным собственника (письмо филиала АО «Россети Тюмень» Тюменские электрические сети от 29.04.2020 №Т13/01/4135, приложение 8), существует возможность переноса существующей точки раздела электрической сети с переводом электроснабжения части потребителей ПС 110 кВ Маслово на ПС 110 кВ Сумкино в объеме 0,242 МВА. С учетом СРМ перспективная загрузка ПС 110 кВ Маслово составит 2,998 МВА (120% от Sном), что превышает ДДТН в зимний период. При аварийном отключении ВЛЗ-10 кВ от ячейки 10 кВ №6 ПС 110 кВ Сумкино загрузка ПС 110 кВ Маслово составит 4,15 МВА (166% от Sном), что превышает ДДТН в зимний период.

Принимая во внимание вышеизложенное, необходима реконструкция ПС 110 кВ Маслово с заменой существующего трансформатора 1х2,5 МВА на 1х6,3 МВА.

2.8.2 Тюменский энергорайон

Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь. Сооружение ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная

Срок эксплуатации тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь составляет 57 лет. Срок эксплуатации превышен на 22 года.

Превышение срока эксплуатации привело к появлению на ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь значительного количества дефектов: коррозия металла опор, грозотроса, проводов, повреждения фундамента, зафиксированных в Акте описания технического состояния от 23.04.2019 филиала АО «Россети Тюмень» - Тюменские распределительные сети (письмо АО «Тюменьэнерго» от 24.04.19 №Т13/01/5635, приведено в Приложении № 2).

К ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь присоединены ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная, осуществляющие электроснабжение центральной части города Тюмени, в том числе таких потребителей, как школы, детские сады, областная клиническая больница №2, Тюменский индустриальный университет, Региональное УФСБ по Тюменской области, УФСИН РФ по Тюменской области (исправительная колония №1), Межрайонный отдел ГИБДД, Администрация города Тюмени, 200 тыс. жителей Центрального АО г.Тюмени.

По информации АО «Россети Тюмень» (письма от 24.04.2019 №Т13/01/5635, от 28.04.2020 №Т13/01/4077, (Приложение №2), выполнить реконструкцию существующей ВЛ 110 кВ не представляется

возможным из-за отсутствия технической возможности замены опор и фундаментов без отключения двух цепей, и, как следствие, обесточивания ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная.

Перевод нагрузки ПС 110 кВ Центральная и Загородная (около 50 МВт) на смежные центры питания не представляется возможным, так как существующие распределительные сети 10 кВ не позволяют выполнить данный перевод в полном объеме (обеспечивается резервное электроснабжение потребителей в центре г. Тюмени с нагрузкой не более 10 – 15 МВт (20 –30%), письмо от 24.04.2019 №Т13/01/5635).

Для выполнения реконструкции ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь необходимо в первую очередь выполнить временное электроснабжение потребителей города Тюмени, запитанных от ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная от других источников электроснабжения. Для выполнения реконструкции рассмотрены следующие варианты (письма АО «Россети Тюмень» от 29.04.2020 №Т13/01/4135, от 28.04.2020 №Т13/01/4077 (Приложение №2)):

- сооружение ЛЭП 110 кВ Мурманская-Центральная протяжённостью 3,5 км (выбран наименее короткий участок для строительства ЛЭП 110 кВ), ориентировочные капитальные затраты составят 385 млн.руб;
- сооружение КЛ 10 кВ ориентировочной протяженностью 4 км от ПС 110 кВ Камышинская до ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная для обеспечения перевода нагрузки ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная в полном объеме, ориентировочные капитальные затраты составят 784 млн.руб;
- установка ДГУ суммарной мощностью 39-44 МВт на ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная, ориентировочные капитальные затраты составят 1767 млн руб.

Учитывая капитальные затраты, к реализации рекомендуется вариант с сооружением ЛЭП 110 кВ Мурманская-Центральная.

В связи с высокими рисками повреждения существующей двухцепной ВЛ 110 кВ, ввиду неудовлетворительного ее состояния, для организации реконструкции ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь рекомендуется выполнить строительство ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная протяженностью 3,5 км.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Горная – Косач, ВЛ 110 кВ Горная – Уват отпайка на ПС Косач (переход через р. Иртыш)

По результатам предпроектного обследования, направленного письмом АО «Россети Тюмень» № КВ-2779 от 20.04.2020 (приложение 3), выявлены:

- разрушение антикоррозионного покрытия и общая равномерная коррозия элементов опоры. Коррозионный износ распорки опоры. Местное ослабление поперечного сечения элемента;
- деструкция бетона с оголением арматуры. Коррозионные процессы стальной арматуры с образованием окислов железа. Разрыв бетона с

образованием многочисленных сколов и трещин. Деформация конструкции фундаментов вследствие размыва грунта около фундамента;

- нарушение плоскости контакта между опорной плитой пяты металлической опоры и фундаментом.

Береговая линия подвергается интенсивному обрушению от 1,5 до 10 м в год. Основываясь на проведенных гидрогеологических изысканиях, фундамент опор существующего перехода подвергается интенсивному подтоплению во время подъема уровня воды и ледохода.

Провод и грозотрос не соответствует действующим нормативным документам.

Необходимо произвести реконструкцию перехода (без увеличения пропускной способности ВЛ) с устранением всех выявленных нарушений, с переносом участка перехода через реку Иртыш на новое место, либо с выполнением берегоукрепляющих мероприятий, выбор варианта реализации реконструкции осуществить на основе технико-экономического сравнения.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Сибжилстрой-Молчаново участок Сибжилстрой- Кулаково Тюменского ТПО (замена провода 12,93 км, замена грозотроса)

По результатам предпроектного обследования ВЛ 110 кВ «Сибжилстрой – Молчаново участок Сибжилстрой – Кулаково», направленного письмом АО «Россети Тюмень» № КВ-2779 от 20.04.2020 (приложение 3), выявлены:

- сплошная поверхностная коррозия всех элементов металлических опор и траверс железобетонных опор. Местные погнутости стальных элементов опоры. Нарушение сопряжения пяты металлической опоры с фундаментом. Коррозионные процессы стальной элементов опоры с образованием окислов железа;

- деструкция бетона с оголением арматуры. Коррозионные процессы стальной арматуры с образованием окислов железа. Разрыв бетона с образованием многочисленных сколов и трещин. Разрывы продольной арматуры. Нарушение плоскости контакта между опорной плитой и фундаментом опоры. Разрушение антикоррозионного покрытия и поверхностная коррозия элементов траверс. Отклонение опор от проектного положения;

- деформация конструкции фундаментов вследствие размыва грунта около фундамента. Коррозионный износ закладных деталей фундаментов;

- на металлических ростверках наблюдаются дефекты сварных швов, сплошное коррозионное поражение металлических конструкций балок и оголовков фундаментов, интенсивная коррозия со значительным уменьшением толщины металла; нарушение сопряжения опор с фундаментом.

Согласно ГОСТ 839-80 нормативный срок службы провода марки АС составляет 45 лет. В соответствии с паспортом ВЛ 110 кВ Сибжилстрой –

Молчаново данный участок введён в эксплуатацию в 1970 году (срок эксплуатации более 45 лет), следовательно, провод марки АС выработал свой ресурс и подлежит замене.

Для устранения выявленных недостатков необходимо провести реконструкцию участка ВЛ 110 кВ «Сибжилстрой – Молчаново участок Сибжилстрой – Кулаково (без увеличения пропускной способности ВЛ).

Существующая трасса ВЛ 110 кВ проходит по участкам жилой застройки местности (СНТ Ривьера, н.п. Луговое, н.п. Кулаково), на основании чего рекомендуется вынос трассы за пределы указанных пересечений.

Реконструкция ПС 110 кВ «Водогрейная»

ПС 110/6 кВ «Водогрейная» находится в эксплуатации с 1985 года, в том числе, в 1985 году введено в эксплуатацию основное электротехническое оборудование.

В соответствии с актом комиссионного обследования объекта электросетевого хозяйства филиала АО «СУЭНКО» ТГЭС №1 от 26.11.2019 (приложение 4) необходимо выполнить реконструкцию ПС 110/6 кВ «Водогрейная» с заменой блоков ОД, КЗ-110 на элегазовые выключатели, опорных металлоконструкций, устройств защиты от перенапряжений, оборудования КРУН-6 кВ и реконструкцию устройств РЗА, с созданием ССПИ, с выполнением мероприятий по антитеррористической защите энергообъекта.

Реконструкция ПС 110 кВ «Водозабор»

ПС 110/6 кВ «Водозабор» находится в эксплуатации с 1985 года.

В соответствии с актом комиссионного обследования объекта электросетевого хозяйства филиала АО «СУЭНКО» ТГЭС №2 от 26.11.2019 (приложение 5) на ПС 110/6 кВ «Водозабор» необходимо выполнить реконструкцию ОРУ 110 кВ: с заменой опорных металлоконструкций и разъединителей 110 кВ, устройств защиты от перенапряжений ОРУ 110 кВ и реконструкцию устройств РЗА, с созданием ССПИ, с выполнением мероприятий по антитеррористической защите энергообъекта.

Замена АУОТ на ПС 110 кВ Промбаза

В соответствии с актом комиссионного обследования объекта электросетевого хозяйства филиала АО «СУЭНКО» от 26.11.2019 №3 (приложение 6) необходимо выполнить замену аппаратов управления оперативным током на ПС 110 кВ Промбаза.

Создание системы телемеханики на ПС 110 кВ Тополя

В соответствии с актом комиссионного обследования объекта электросетевого хозяйства филиала АО «СУЭНКО» от 13.01.2020 №1 (приложение 7), необходимо выполнить создание системы телемеханики на ПС 110 кВ Тополя.

2.9 Перечень планируемых к строительству (реконструкции) электросетевых объектов 110 кВ и выше

Единый перечень электросетевых объектов на 2020 – 2025 годы, рекомендуемых к вводу в Тюменской области, приведен в таблице 23 и отображен на карте-схеме Тюменской области.

Таблица 23 – Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в 2020 – 2025 годы в Тюменской области

№	Наименование	Параметры[1]	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
1.	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой двух автотрансформаторных групп 500/220/10 кВ мощностью 3х167 МВА на автотрансформаторные группы мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА, двух автотрансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА и одного автотрансформатора 220/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА, с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА и двух автотрансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 325 МВА до 1578 МВА	500 кВ: 2х3х167 МВА 6,4 км, ШР 2х3х60 220 кВ: 4,26 км / 2х200 МВА / УШР 100 МВАр 110 кВ: 4,69 км / 2х63 МВА, 2х25 МВА	2021	Реновация основных фондов СиПР ЕЭС России 2020-2026
2.	Расширение РУ 220 кВ на две линейные ячейки 220 кВ ПС 500 кВ Демьянская для подключения ВЛ 220 кВ Демьянская-Батово	220 кВ	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств (ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»)
3.	Строительство ВЛ 220 кВ Демьянская - Батово[2]	220 кВ/ 2х120 км	2021	СиПР ЕЭС России 2020-2026 Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств (ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»)

[1]Параметры рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше подлежат уточнению в рамках отдельного проектирования

[2] Мероприятия по строительству надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Батово – на территории Ханты-Мансийского автономного округа

№	Наименование	Параметры[1]	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
4.	Реконструкция ПС 220 кВ Голышманово (замена силового трансформатора 110/10 6,3 МВА на 16 МВА)	16 МВА	2022	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Руском»
5.	Реконструкция ПС 110/10 кВ Маслово	6,3 МВА	2020	Технологическое присоединение нового аэропорта в Тобольском районе.
6.	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ (замена силовых трансформаторов 2х10 на 2х25)	2х25 МВА	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Управляющая компания «Индустриальные парки Тюменской области»
7.	Строительство одноцепной КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7 до вновь сооружаемой ПС 110 кВ УПСВ	1х16 км	2020	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств «ПИТ «СИБИНТЭК»
8.	Сооружение ПС 110 кВ УПСВ Вареягского месторождения	2х10 МВА	2020	
9.	Реконструкция ВЛ 110 кВ ТюменскаяТЭЦ-1 – Центральная I,II цепь Сооружение ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная	3,5 км	2024	Реконструкция по техническому состоянию
10.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Горная – Косач, ВЛ 110 кВ Горная – Уват отпайка на ПС Косач (переход через р.Иртыш)	3,068 км 3,114 км	2022	Реконструкция по техническому состоянию
11.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сибжилстрой-Молчаново участок Сибжилстрой-Кулаково Тюменского ТПО (замена провода 12,93 км, замена грозотроса)	12,93 км	2021	Реконструкция по техническому состоянию
12.	Реконструкция ПС 110 кВ Нижняя Тавда с установкой ИРМ (СТК) мощностью 10 МВАр на РУ 35 кВ	10 МВАр	2023	Ликвидация недопустимого снижение напряжения в сети 35, 10 кВ энергорайона ПС 110 кВ Нижняя Тавда, в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда
13.	Замена АУОТ на ПС 110 кВ Промбаза	—	2020	Акт комиссионного обследования от 26.11.2019 №3
14.	Создание системы телемеханики на ПС 110 кВ Тополя	—	2020	Акт комиссионного обследования от 13.01.2020 №1

№	Наименование	Параметры[1]	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
15.	ПС 110 кВ Осинник с ВЛ 110 кВ от ВЛ Горная – Юровская и от ВЛ 110 кВ Демьянская – Горная-2	2х16 МВА 2х13,7 км	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тюменский Лесопромышленный Комплекс»
16.	Реконструкция ПС 110/6 кВ «Водогрейная»	Замена ОД, КЗ 110 кВ (2 шт.); реконструкция РЗА, создание ССПИ	2023	Реконструкция элементов ПС по техническому состоянию. Акт комиссионного обследования от 26.11.2019 №1
17.	Реконструкция ПС 110/6 кВ «Водозабор»	Замена разъединителей 110 кВ (6 шт.); реконструкция РЗА, создание ССПИ	2024	Реконструкция элементов ПС по техническому состоянию. Акт комиссионного обследования от 26.11.2019 №2

Сроки реализации электросетевого строительства и реконструкции, указанные в таблице 23, определены по состоянию на 01.04.2020. При формировании инвестиционных планов сетевых организаций указанные сроки могут быть уточнены с учетом нормативно-технических документов, регламентирующих сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции объектов (подстанций и линий электропередачи).

2.10 Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше получены на основании перечня рекомендуемых к вводу электросетевых объектов энергосистемы Тюменской области на период 2020 – 2025 гг. и приведены в таблице 24. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов). Знак «–» означает отсутствие в данном году вводов трансформаторных мощностей или ЛЭП 110 кВ и выше.

Таблица 24 – Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области на период 2020 – 2025 гг.

Класс напряжения	2020		2021		2022		2023		2024		2025	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
500 кВ	–	–	762	6,4	–	–	–	–	–	–	–	–
220 кВ	–	–	400	124,26	16	–	–	–	–	–	–	–
110 кВ	26,3	16	208,0	44,59	–	6,182	–	–	–	3,5	–	–

2.11 Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Сводные данные по развитию электрической сети ниже 110 кВ энергосистемы Тюменской области на период 2020 – 2025 гг. приведены в таблице 25. Данные получены на основании информации АО «Россети Тюмень» и АО «СУЭНКО».

Таблица 25 – Сводные данные по развитию электрической сети ниже 110 кВ энергосистемы Тюменской области на период 2020 – 2024 гг.

Класс напряжения	2020		2021		2022		2023		2024		2025	
			МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
35 кВ			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10 кВ	87,08	249,03	33,31	112,6	40,47	138,17	28,2	32,3	25,6	42,11	26,4	35,49

3. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии

В настоящее время ООО «УК «Ветроэнергетика» прорабатывает вопрос реализации на территории Заводоуковского городского округа Тюменской области инвестиционного проекта по строительству ветроэнергетических станций. Планируется к строительству около 10 станций мощностью 50 МВт каждая.

4. Перспективные направления развития «цифрового» электроэнергетического комплекса Тюменской области

На сегодняшний день стратегическое управление отраслью осуществляется на основе Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р, которая направлена на максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению её внешнеэкономических позиций.

Целевые ориентиры в электроэнергетике заданы Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 № 511-р (далее – Стратегия).

В рамках Стратегии особое внимание уделяется деятельности ПАО «Россети» и входящих в него организаций, для которых заданы основные цели («миссия») российского электросетевого комплекса – долгосрочное обеспечение надёжного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей Российской Федерации за счёт организации максимально эффективной и соответствующей мировым стандартам сетевой инфраструктуры по тарифам на передачу, обеспечивающим приемлемый

уровень затрат на электроэнергию для российской экономики и инвестиционную привлекательность отрасли через адекватный возврат на капитал.

Одновременно в рамках Стратегии определена цель функционирования распределительного комплекса – долгосрочное обеспечение надёжного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей на всей территории соответствующего региона на этапе распределения электрической энергии за счёт организации максимально эффективной инфраструктуры.

Для достижения стратегических целей и заданных Правительством Российской Федерации целевых ориентиров ПАО «Россети» сформирована и принята к реализации Концепция цифровизации сетей, реализация которой к 2030 году приведет к цифровой электроэнергетической инфраструктуре с качественно новыми характеристиками надёжности, эффективности, доступности и управляемости.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ

Цель цифровой трансформации – изменение логики процессов и переход компаний на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных.

Задачи цифровой трансформации:

1. Адаптивность компаний к новым задачам и вызовам.
2. Улучшение характеристик надежности электроснабжения потребителей.
3. Повышение эффективности компании.
4. Повышение доступности электросетевой инфраструктуры.
5. Развитие кадрового потенциала и новых компетенций.
6. Диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов.

ЭТАПЫ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ

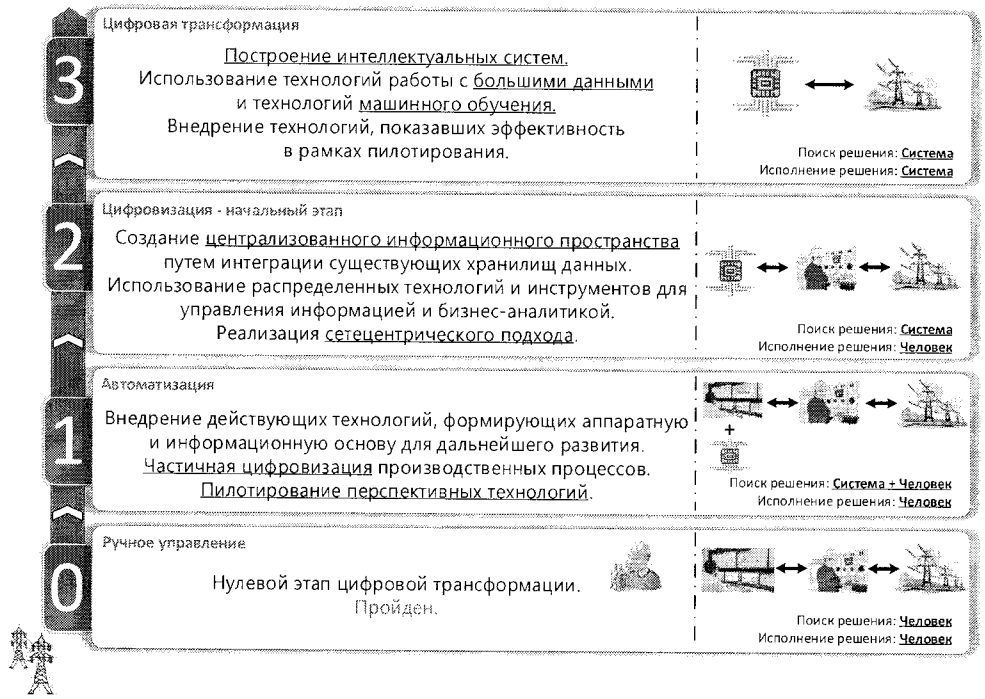
Нулевой этап, это «доцифровое» состояние процесса: поиск решения и его исполнение реализует человек. Этот этап уже пройден.

Первый этап цифровой трансформации, являющийся фундаментом всех последующих, заключается во внедрении действующих, уже опробованных, технологий, формирующих аппаратную и информационную основу для дальнейшего развития. Начало работы с массивами данных. Частичная цифровизация производственных процессов. Пилотирование перспективных технологий. Срок реализации 2019-2024 гг.

Второй этап цифровой трансформации заключается в формировании массива данных, как единого источника Больших данных, путем интеграции существующих систем с применением корпоративной интеграционной шины. Внедрение технологий, показавших

эффективность в рамках пилотирования, а также завершение внедрения технологий первого уровня. Срок реализации 2023 – 2026 гг.

Третий этап цифровой трансформации будет состоять из внедрения технологий работы с Большими данными и машинного обучения, реализации алгоритмизируемых действий сотрудников с информацией посредством программного обеспечения. Завершение внедрения технологий, показавших эффективность в рамках пилотирования, и продолжения внедрения технологий второго уровня. Срок реализации 2026 – 2030 гг.



ТЕХНОЛОГИИ ПРОГРАММЫ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ

В рамках реализации проекта «Цифровая подстанция» пилотируются следующие перспективные технологии, входящие в технологический реестр по основным направлениям инновационного развития ПАО «Россети»:

Интеллектуальные коммутационные аппараты (реклоузеры), далее ИКА(Р), с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую информационную систему управления, максимально в идеологии Plug-n-Play, поддерживающие цифровой обмен данными;

Интеллектуальные приборы учёта, с возможностью интеграции в единую систему управления, обеспечивающие функции дистанционного управления, выдачи информации о параметрах работы сети;

Цифровые устройства релейной защиты и автоматики, поддерживающие цифровой обмен данными;

Системы мониторинга и диагностирования технического состояния электрооборудования;

Технологическое телевидение (с возможностью тепловизионного наблюдения) для осуществления контроля дежурными операторами ОДС (ОДГ) за технологическими процессами и персоналом;

Цифровые (электронные) измерители тока и напряжения (включая трансформаторы, а также различные виды датчиков, включая волоконно-оптические), поддерживающие цифровой обмен данными.

Прогнозирование изменения надежности электроснабжения потребителей в зависимости от располагаемых финансовых ресурсов на проведение технического обслуживания и ремонта (далее – ТОиР) и технического перевооружения и реконструкции (далее – ТПиР), в том числе алгоритма оценки рисков, обусловленных отказами производственных активов является частью единой методологии, реализуемой в системе управления производственными активами.

Одним из факторов, влияющих на принятие решений о технических воздействиях, является риск отказа производственного актива, рассчитываемый на основе данных о потенциальном ущербе и вероятности возникновения данного ущерба, выражаемый в денежной форме.

Оценка и прогнозирование показателей надежности сводится к решению оптимизационной задачи и реализуется через построение математической модели, учитывающей совокупность технических, технологических и экономических факторов.

Для построения качественной математической модели, учитывающей всевозможные факторы и повышения точности прогнозирования необходимо использовать огромный набор как структурированных, так и неструктурированных данных (Big Data) из различных источников, таких как:

–телеметрические данные с объектов электросетевого хозяйства;

–информация от систем диагностики оборудования;

–статистика отказов оборудования;

–исторические сведения о результатах измерений и испытаний электротехнических активов;

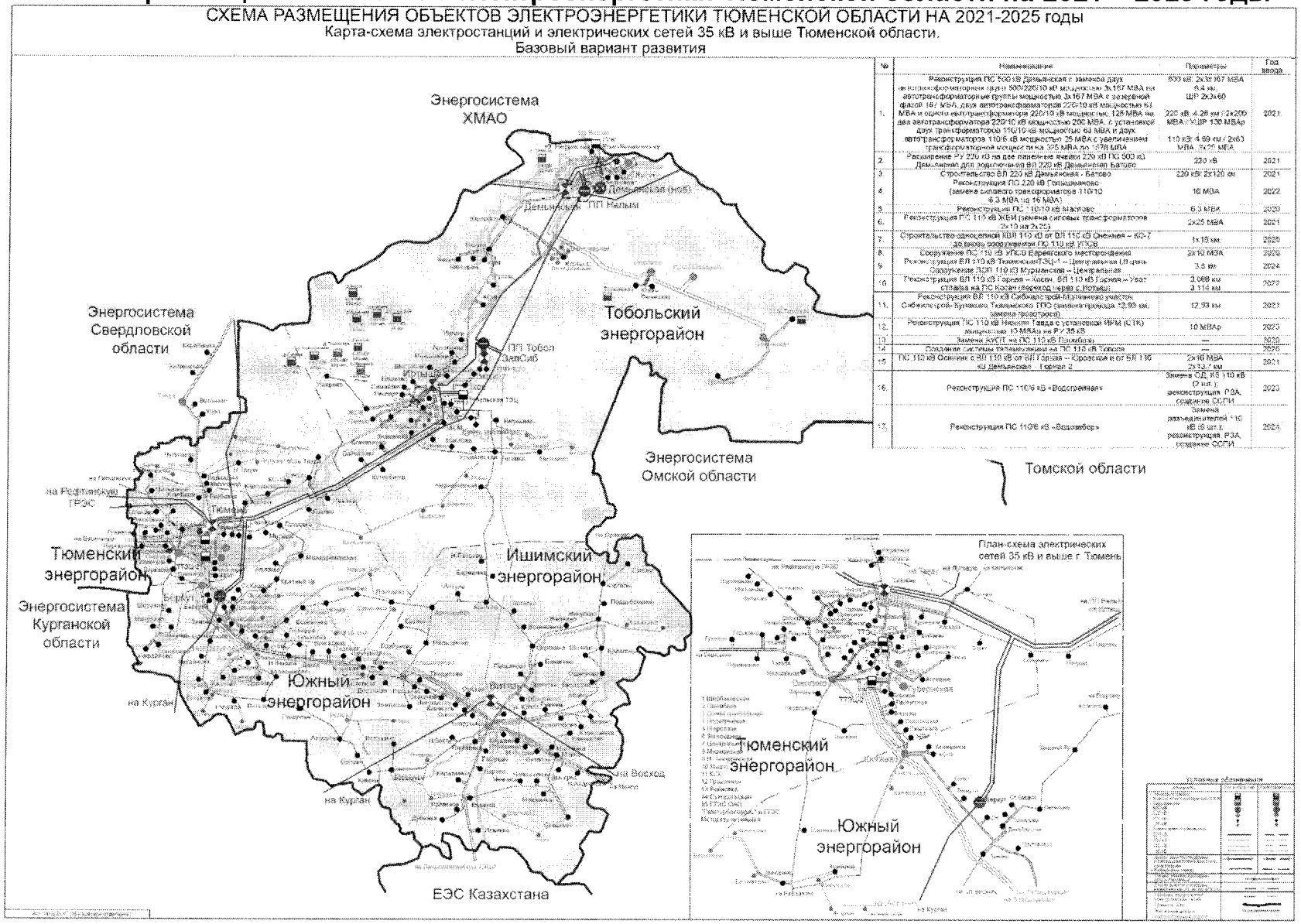
–статистика по экономическому, экологическому и репутационному ущербу Общества.

Применение методов машинного обучения вкупе с большими данными позволят более качественно, в динамике, выполнять предиктивный анализ и проводить оценку состояния оборудования, что позволит реализовать риск-ориентированный подход – выявлять, анализировать и прогнозировать аварии, оценивать риски и возможные последствия аварий в целях оптимизации необходимых организационно-технических мер предупреждения аварий, недопущения возникновения угроз аварий и повышения эффективности обеспечения промышленной безопасности в целом.

Использование современных технологий и методов по анализу данных дает возможность формировать сбалансированную программу

технических воздействий – ТОиР и ТПиР, отвечающую заданным требованиям надежности и экономической целесообразности.

5. Схема размещения объектов электроэнергетики Тюменской области на 2021 – 2025 годы



№	Наименование	Параметры	Год ввода
1.	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой двух автотрансформаторных групп 500/220/10 кВ мощностью 3х167 МВА на автотрансформаторные группы мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА, двух автотрансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА и одного автотрансформатора 220/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА, с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА и двух автотрансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 375 МВА (до 1276 МВА	500 кВ: 2х333 /167 МВА 6,4 км; ШР 2х3х60 220 кВ: 4,28 км / 2х200 МВА / КШР 130 МВАр 110 кВ: 4,69 км / 2х63 МВА; 2х25 МВА	2021
2.	Расширение +У 220 кВ на две линейные ячейки 220 кВ ПС 500 кВ Демьянская для подключения ВЛ 220 кВ Демьянская-Батово	220 кВ	2021
3.	Строительство ВЛ 220 кВ Демьянская - Батово	220 кВ/ 2х120 км	2021
4.	Реконструкция ПС 220 кВ Голышманово (замена силового трансформатора 110/10 6,3 МВА на 16 МВА)	16 МВА	2022
5.	Реконструкция ПС 110/10 кВ Малиново	6,3 МВА	2020
6.	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ (замена силовых трансформаторов 2х10 на 2х25)	2х25 МВА	2021
7.	Строительство одноцепной КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Онежная – КЭ-7 до ввода оборудования ПС 110 кВ УЭОВ	1х10 км	2020
8.	Сооружение ПС 110 кВ УПСВ Еврейского месторождения	2х10 МВА	2020
9.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменский ТЭЦ-1 – Центральная (2 цепь)	3,6 км	2024
10.	Сооружение ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная	—	2022
11.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Горная – Косин. ВЛ 110 кВ Горная – Уват Отпайка на ПС Косин (переход через р. Ноты)	3,068 км 3,114 км	2022
12.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сибнефтепровод-Мулянино участок Сибнефтепровод-Булаково Тюменского ПНО (замена провода 12,93 км, замена тросов 1 км)	12,93 км	2021
13.	Реконструкция ПС 110 кВ Нижняя Тавда с установкой ФРМ (СТК) мощностью 10 МВАр на РУ 35 кВ	10 МВАр	2023
14.	Замена АУСП на ПС 110 кВ Пионерная	—	2020
15.	Создание системы телемеханики на ПС 110 кВ Тобольск	—	2020
16.	ПС 110 кВ Боковая с ВЛ 110 кВ от ВЛ Горная – Юровская и от ВЛ 110 кВ Демьянская – Горная 2	2х16 МВА 2х13,7 км	2021
17.	Реконструкция ПС 110/6 кВ «Родственная»	Замена СД, 8 ЯЗ 110 кВ О н.т.), реконструкция РЗА, создание ССПИ	2023
18.	Реконструкция ПС 110/6 кВ «Водозабор»	Замена разъединителей 110 кВ (6 шт.); реконструкция РЗА, создание ССПИ	2024

ДОГОВОР № Т13/18/1428-ДТП /ЗСНХ. 3829
об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям

г.Тюмень «25» июня 2018

Акционерное общество энергетики и электрификации «Тюменьэнерго», именуемое в дальнейшем **«Сетевая организация»**, в лице заместителя генерального директора – директора филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Фирсова Антона Александровича, действующего на основании доверенности от 08.12.2017, удостоверенной нотариусом нотариального округа город Сургут Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области Капраловой Светланой Дмитриевной, зарегистрированной в реестре за №02-42/1/312, с одной стороны, и

Общество с ограниченной ответственностью «Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат», именуемое в дальнейшем **«Заявитель»**, в лице генерального директора Климова Игоря Георгиевича, действующего на основании Устава, с другой стороны,

вместе именуемые **«Стороны»**, в целях обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства (далее – энергопринимающие устройства) Заявителя заключили настоящий Договор о нижеследующем:

1. Предмет Договора

1.1. По настоящему договору Сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств Заявителя (далее – технологическое присоединение), а именно: ТП-10/0,4 кВ с ЛЭП-10 кВ, для электроснабжения аэропорта, расположенного по адресу: Тюменская область, Тобольский район, с. Иртышатские Юрты (Иртышак), Вагайский тракт, 7,5 км, со следующими характеристиками:

- максимальная мощность 4100 кВт, в том числе на I этапе 2300 кВт, на 2 этапе 1800 кВт с учетом максимальной мощности 1500 кВт выделенной для электроснабжения строительного городка по договору №Т13/18/1497-ДТП от 09.06.2018 до момента ввода аэропорта в эксплуатацию;
- категория надежности – II (вторая) от сетей АО «Тюменьэнерго», I (первая) обеспечивается заявителем;
- класс напряжения в точках присоединения 10 кВ,

в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств Заявителя, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих им энергопринимающих устройств.

Заявитель обязуется оплатить расходы (плату) на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего Договора.

1.2. Перечень мероприятий по технологическому присоединению и распределение обязанностей между Сторонами по их выполнению, определены в Технических условиях (далее – ТУ) (приложение 1 к настоящему Договору).

1.3. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению по настоящему Договору со стороны Заявителя и Сетевой организации составляет 2 (два) года с даты заключения Договора.

1.4. Заявитель несет балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, Сетевая организация - до границ участка Заявителя.

Порядок оформления Акта об осуществлении технологического присоединения устанавливается в соответствии с пунктами 2.1.6 и 2.3.11 настоящего Договора.

Договор АО «Тюменьэнерго»

8. Местонахождения, реквизиты и подписи Сторон

Сетевая организация
АО «Тюменьэнерго»
628408, Автономный округ Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, улица Университетская, дом 4
ИНН 8602060185
КПП 997650001
ОГРН 1028600587399
Западно-Сибирский банк
ПАО Сбербанк г. Тюмень
БИК 047102651
к/с 30101810800000000651
р/с 40702810067170003790

Филиал АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети»
625000, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Даудельная, 44
ИНН 8602060185
КПП 720343001
Тел. 8-3452-59-63-59,
Факс 8-3452-59-64-70
Trs-can@te.ru

Заявитель
ООО «Запсибнефтехим»
ИНН 1658087524
КПП 720601001
ОГРН 1071690035185
Расчетный счёт 40702810900000004288
«Газпромбанк» (Акционерное общество)
г. Москва
Корр. счёт 30101810200000000823
БИК 044525823
Юридический адрес: 626150, область Тюменская, город Тобольск, улица Промзона
Почтовый адрес: 626150, Российская Федерация, Тюменская область, г. Тобольск, а/я 22
E-mail: ZapSib2@sibur.ru
Тел.: 8 (3456) 398-111

От Сетевая организация:
Заместитель генерального директора – директор филиала
АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети»

_____ **А.А. Фирсов**
М.П. «___» _____ 2018

От Заявителя:
Генеральный директор
ООО «Запсибнефтехим»

_____ **И.Г. Климов**
М.П. «___» _____ 2018

М. Н. Ягов
по доверенности
№ 28/2 от 01.06.2018

С протокола разногласий

Приложение
к договору №_____ от _____20___
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

№_____ от «___» _____20__ г.

Сетевая организация: АО «Тюменьэнерго».
Заявитель: ООО «Запсибнефтехим»

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: ТП-10/0,4 кВ с ЛЭП 10 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: аэропорт, расположенный по адресу: Тобольский р-он, с. Иртышатские Юрты (Иртышак), Вагайский тракт, 7,5 км.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **4100 кВт,** в том числе на 1 этапе **2300 кВт** (в т.ч. I категория – 1000 кВт; II категория – 1180 кВт; III категория – 120 кВт), на 2 этапе **1800 кВт** (в т.ч. I – 300 кВт; II (вторая) – 1320 кВт; III (третья) – 180 кВт) с учетом максимальной мощности 1500 кВт выделенной для электроснабжения строительного городка до момента ввода аэропорта в эксплуатацию.

4. Категория надежности: II (вторая) от сетей АО «Тюменьэнерго», I (первая) обеспечивается заявителем.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: 1 этап 2019 г, 2 этап 2020 г.

7. Точки присоединения и максимальная мощность энергопринимающих устройств по точкам присоединения (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

На первом этапе:

1) концевая опора 10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ВЛЗ-10 кВ от ячейки 10 кВ № 6 РУ-10 кВ ПС-110 кВ Сумкино, 1150 кВт.

2) концевая опора 10 кВ ЛЭП-10 кВ от ячейки 10 кВ № 9 КРУН-10 кВ ПС-110 кВ Маслово, 1150 кВт, сооружаемая по договору об осуществлении технологического присоединения строительного городка аэропорта в г. Тобольск.

На втором этапе:

1) концевая опора 10 кВ ЛЭП-10 кВ от ячейки 10 кВ на I секции шин реконструируемой ПС-110 кВ Маслово, 2050 кВт.

2) концевая опора вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ЛЭП-10 кВ от ячейки 10 кВ на II секции шин реконструируемой ПС-110 кВ Маслово, 2050 кВт.

3) концевая опора 10 кВ ВЛЗ-10 кВ от ячейки 10 кВ № 6 РУ-10 кВ ПС-110 кВ Сумкино, 0 кВт.

8. Основной источник питания: ПС-110 кВ Маслово, ПС-110 кВ Сумкино.

9. Резервный источник питания: ДГУ.

10. **Сетевая организация** осуществляет:

На перовом этапе:

10.1. Строительство ВЛЗ-10 кВ от ячейки 10 кВ №6 РУ-10 кВ ПС-110 кВ Сумкино до границ земельного участка заявителя проводом СИП3 сечением 70 мм^2 и более

протяженностью 14,6 км с установкой реклоузера 10 кВ с функцией коммерческого учета на границе балансовой принадлежности.

10.2. Строительство ВЛЗ-10 кВ от сооружённой ЛЭП-10 кВ от ячейки №9 ПС-110 кВ Маслово до границ земельного участка заявителя проводом СИП3 сечением 70 мм^2 и более протяженностью 0,025 км с установкой реклоузера 10 кВ с функцией коммерческого учета на границе балансовой принадлежности.

На втором этапе:

10.3. Комплексную реконструкцию ПС-110 кВ Маслово с изменением схемы 110 кВ, установкой двух силовых трансформаторов и ячеек 10 кВ в рамках инвестиционной программы АО «Тюменьэнерго».

10.4. Строительство ЛЭП-10 кВ от вновь сооруженной ячейки 10 кВ на II секции шин реконструируемой ПС-110 кВ Маслово до границ земельного участка заявителя проводом СИП3 сечением 70 мм^2 и более протяженностью 2,85 км и КЛ-10 кВ сечением свыше 150 мм^2 протяженностью 2,15 км с установкой реклоузера 10 кВ с функцией коммерческого учета на границе балансовой принадлежности.

10.5. Перезавод со строительством сооруженной от ячейки №9 ЛЭП 10 кВ ПС-110 кВ Маслово во вновь сооруженную ячейку 10 кВ на I секции шин реконструируемой ПС-110 кВ Маслово кабелем сечением свыше 150 мм^2 протяженностью 0,2 км.

11. **Заявитель** осуществляет:

11.1. Разработку проекта электроснабжения аэропорта, расположенного по адресу: Тобольский р-он, с. Иртышатские Юрты (Иртышак), Вагайский тракт, 7,5 км, с выделением двух этапов, в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами проектирования. Проектом на каждом этапе предусмотреть:

11.1.1. Сооружение в границах земельного участка, расположенного по адресу: Тобольский р-он, с. Иртышатские Юрты (Иртышак), Вагайский тракт, 7,5 км ТП-10/0,4 кВ. Местоположение, комплектацию, мощность силовых трансформаторов, тип и параметры устанавливаемого оборудования определить проектом.

11.1.2. Подключение вновь сооружаемых ЛЭП-10 кВ от разъединителей 10 кВ, установленных АО «Тюменьэнерго» на границе балансовой принадлежности.

11.1.3. Расчёт режимов сети и уставок РЗА с учётом выделения категорированных энергопринимающих устройств. Исходные данные для расчетов запросить в Тобольском ТПО филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

11.1.4. Марку, сечение провода (кабеля), тип ЛЭП-10 кВ определить проектом. Место, условия и объем работ по подключению на стадии проектирования дополнительно согласовать с Тобольским ТПО филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» с выездом на место. При пересечениях и сближениях с другими инженерными сооружениями выдержать нормируемые расстояния согласно требованиям ПУЭ.

11.1.5. Расчет максимальной активной и реактивной мощности на шинах РУ-0,4 кВ сооружаемой ТП-10/0,4 кВ с указанием используемых нормативных документов. В расчете нагрузок указать наименования и мощности всех подключаемых электроприемников, учесть коэффициенты одновременности нагрузок. При необходимости предусмотреть установку автоматических устройств компенсации реактивной мощности с доведением tg φ до величины не более 0,4 на границе раздела балансовой принадлежности. Тип, место установки устройств, количество и мощность определить проектом.

11.1.6. Установку необходимого количества ВРУ-0,4 кВ аэропорта. Технические характеристики, тип и марку устанавливаемого во ВРУ-0,4 кВ оборудования определить проектом с учетом максимальной мощности и категории надежности подключаемых к ним электроприемников.

11.1.7. При наличии потребителей аварийной брони предусмотреть их выделение на отдельные питающие линии. Выполнить установку автономных резервных источников питания с автоматическим запуском, обеспечивающих минимально необходимый уровень потребления электрической энергии в соответствии с уровнем аварийной и (или) технологической брони.

11.1.8. Для электроснабжения электроприемников первой категории надёжности предусмотреть установку независимых источников питания с автоматическим вводом резерва. Проектом определить тип, параметры и место установки автономных источников резервного питания (ДГУ). Присоединение ДГУ к внутренним сетям объекта выполнить через устройство АВР, исключающие подачу напряжения в электрическую сеть АО «Тюменьэнерго».

11.1.9. Выполнение требований ПУЭ по обеспечению надежности электроснабжения электроприемников I (первой) категории.

11.1.10. Заземление и защиту от атмосферных и коммутационных перенапряжений вновь сооружаемых объектов согласно требованиям ПУЭ.

11.1.11. Выполнение требований ГОСТ 32144-2013 к качеству электрической энергии.

11.1.12. При проектировании и строительстве аэропорта обеспечить выполнение требований «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 № 160.

11.2. Согласование с Тобольским ТПО филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» проекта электроснабжения с выделением двух этапов, выполненного в соответствии с пунктом 11.1 настоящих технических условий.

11.3. В случае если в ходе проектирования у заявителя возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» с последующей корректировкой технических условий и условий договора об осуществлении технологического присоединения.

11.4. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы на основании разработанной и согласованной с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» проектной документации.

11.5. Получение разрешения органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию объектов заявителя.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет 2 (два) года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Тюменьэнерго» энергопринимающих устройств ООО «Запсибнефтехим» для электроснабжения аэропорта, расположенного по адресу: Тобольский р-он, с. Иртышатские Юрты (Иртышак), Вагайский тракт, 7,5 км, с максимальной мощностью 4 100 кВт.

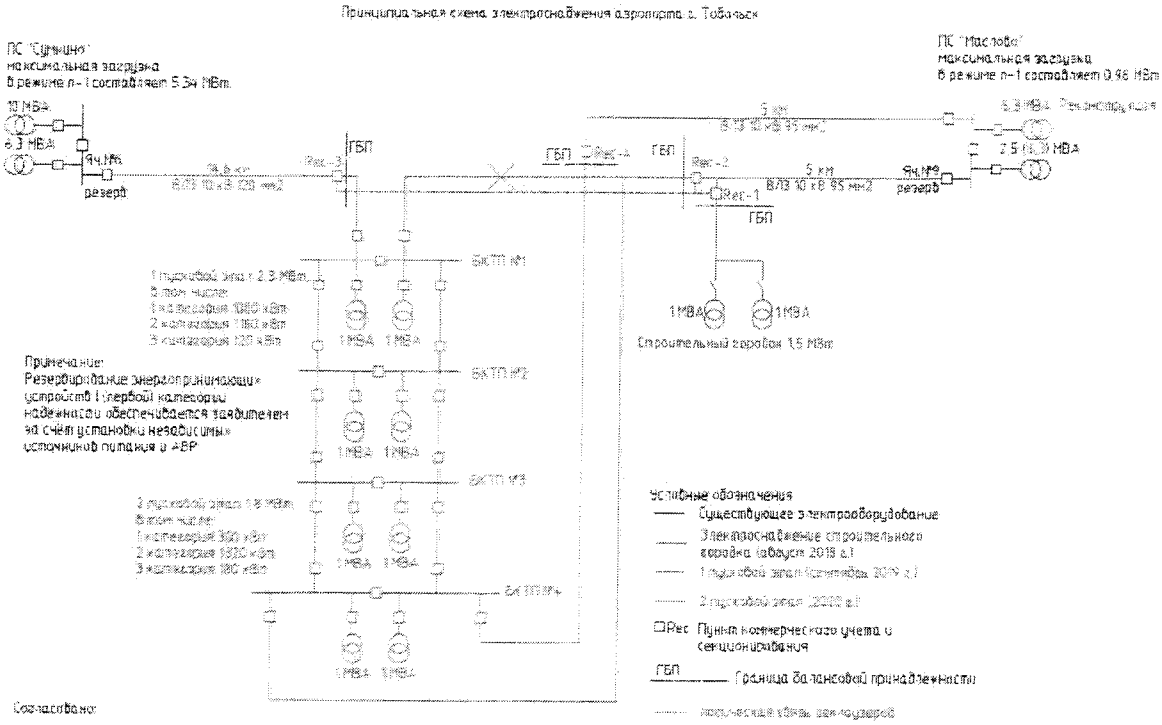
Приложение: пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям АО «Тюменьэнерго» на 1 л. в 1 экз.

Первый заместитель директора -
главный инженер И.В. Андреев

Приложение к техническим условиям

№_____ от _____

Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств ООО «Запсибнефтехим» к электрическим сетям АО «Тюменьэнерго»



Согласовано:

Приложение №
к дополнительному соглашению №_____ от «___» _____
к договору об осуществлении технологического
присоединения № Т13/18/1428-ДТП от 25.06.2018

Изменения, вносимые в технические условия № Т13/18/1428-ТУ от 25.06.2018 для присоединения к электрическим сетям АО «Россети Тюмень» энергопринимающих устройств ООО «ЗапСибНефтехим».

№ Т13/18/1428-ТУ-1 от «20» апреля 2020 г.

Сетевая организация: **АО «Россети Тюмень».**
Заявитель: **ООО «ЗапСибНефтехим».**

1. По тексту технических условий слова «Тюменьэнерго» читать как «Россети Тюмень».

2. По тексту технических условий слова «- «Тюменские распределительные сети»» читать как «Тюменские электрические сети».

1. Пункт 7. технических условий читать в следующей редакции: «7. Точки присоединения и максимальная мощность энергопринимающих устройств по точкам присоединения (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

На первом этапе:

1) концевая опора 10 кВ вновь сооружаемой АО «Россети Тюмень» ВЛЗ-10 кВ от ячейки 10 кВ № 6 РУ-10 кВ ПС-110 кВ Сумкино, 1150 кВт.

2) концевая опора 10 кВ ЛЭП-10 кВ от ячейки 10 кВ № 9 КРУН-10 кВ ПС-110 кВ Маслово, 1150 кВт, сооружаемая по договору об осуществлении технологического присоединения строительного городка аэропорта в г. Тобольск.

На втором этапе:

1) концевая опора 10 кВ ЛЭП-10 кВ от ячейки 10 кВ №9 реконструируемой ПС-110 кВ Маслово, 2050 кВт.

2) концевая опора 10 кВ ВЛЗ-10 кВ от ячейки 10 кВ № 6 РУ-10 кВ ПС-110 кВ Сумкино, 2050 кВт.

3) концевая опора 10 кВ ЛЭП-10 кВ от ячейки 10 кВ КРУН-10 кВ реконструируемой ПС-110 кВ Маслово, 0 кВт.

3. Пункт 10.3. технических условий читать в следующей редакции: «10.3. Реконструкция ПС-110 кВ Маслово (замена силового трансформатора 1×2,5 МВА на 1×6,3 МВА)» в рамках инвестиционной программы АО «Россети Тюмень»».

4. Пункт 10.4. технических условий читать в следующей редакции: «10.4. Строительство ЛЭП-10 кВ от ячейки 10 кВ КРУН-10 кВ реконструируемой ПС-110 кВ Маслово до границ земельного участка заявителя проводом СИП3 сечением 70 мм^2 и более протяженностью 2,85 км и КЛ-10 кВ сечением свыше 150 мм^2 протяженностью 2,35 км с установкой реклоузера 10 кВ с функцией коммерческого учета на границе балансовой принадлежности».

5. Пункт 10.5. технических условий читать в следующей редакции: «10.5. Установка ВДТ на ВЛ-10 кВ от ячейки 10 кВ № 6 РУ-10 кВ ПС-110 кВ Сумкино в рамках инвестиционной программы АО «Россети Тюмень».

6. Настоящие изменения считать неотъемлемой частью технических условий № Т13/18/1428-ТУ от 25.06.2018 для присоединения энергопринимающих устройств ООО «ЗапСибНефтехим».

И.о. заместителя генерального директора
по развитию и реализации услуг В.А. Кирюхин

Еремин Александр Сергеевич, 8-800-200-55-02

ДОГОВОР № Т13/18/3296-ДТП
об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям

г.Тюмень «20» декабря 2018

Акционерное общество энергетики и электрификации «Тюменьэнерго», именуемое в дальнейшем **«Сетевая организация»**, лице заместителя директора по развитию и реализации услуг филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Калинина Никиты Владимировича, действующего на основании доверенности №45386 от 30.10.2018 года, с одной стороны, и

Акционерное общество «Промэкскавация», именуемое в дальнейшем **«Заявитель»**, в лице управляющего – индивидуального предпринимателя Селюка Сергея Александровича, действующего на основании устава и договора передачи полномочий единоличного исполнительного органа публичного акционерного общества управляющему от 20.02.2017, с другой стороны,

вместе именуемые **«Стороны»**, в целях обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства (далее – энергопринимающие устройства) Заявителя заключили настоящий Договор о нижеследующем:

1. Предмет Договора

1.1. По настоящему договору Сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств Заявителя (далее – технологическое присоединение), а именно: ТП-10 кВ с ВЛ-10 кВ, для электроснабжения участка «Гидронамыв», расположенного по адресу: Тюменская область, Тобольский район, ТОО Санниково (бывший совхоз Ждановский), земельный участок с кадастровым номером 72:16:0000000:1653, со следующими характеристиками:

- максимальная мощность 800 кВт;
- класс напряжения в точках присоединения 10 кВ,

в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств объектов электросетевого хозяйства Заявителя, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих им энергопринимающих устройств объектов электросетевого хозяйства.

Заявитель обязуется оплатить расходы (плату) на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего Договора.

1.2. Перечень мероприятий по технологическому присоединению и распределение обязанностей между Сторонами по их выполнению, определены в Технических условиях (далее – ТУ) (приложение 1 к настоящему Договору).

1.3. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению по настоящему Договору со стороны Заявителя и Сетевой организации составляет не более 1 (одного) года с даты заключения Договора.

1.4. Заявитель несет балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, Сетевая организация - до границ участка Заявителя.

При осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя, находящихся в нежилых помещениях, расположенных в многоквартирных домах, под границей участка заявителя понимается граница балансовой принадлежности, определенная в документах о технологическом присоединении к электрической сети соответствующего многоквартирного дома, а при их отсутствии, если

Договор АО «Тюменьэнерго»

8. Местонахождения, реквизиты и подписи Сторон

Сетевая организация
АО «Тюменьэнерго»
628408, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, улица Университетская, дом 4
ИНН 8602060185
КПП 997650001
ОГРН 1028600587399
Западно-Сибирский банк
ПАО Сбербанк г. Тюмень
БИК 047102651
к/с 30101810800000000651
р/с 40702810067170003790

Филиал АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети»
625000, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Даудельная, 44
ИНН 8602060185
КПП 720343001
Тел. 8-3452-59-63-59,
Факс 8-3452-59-64-70
Trs-can@te.ru

Заявитель № 0000003097
АО «Промэкскавация»
ИНН 7206010213
КПП 720301001
ОГРН 1027201301973
Расчетный счет 40702810867330100578
Западно-Сибирский банк
ПАО Сбербанк г. Тюмень
Корр. счет 30101810800000000651
БИК 047102651
Юридический адрес: 625000, область Тюменская, город Тюмень, улица Институтская, дом 2А, квартира 26
E-mail: sec@zao-pe.ru
Тел.: 8-800-301-28-28, 8-922-472-9889

От Сетевой организации:
Заместитель директора по развитию и реализации услуг филиала АО «Тюменьэнерго» – «Тюменские распределительные сети»

_____ **Н.В. Калинин**
М.П. «____» _____ 201_

От Заявителя:
Управляющий – индивидуальный предприниматель

_____ **С.А. Селюк**
М.П. «26» 02. 2019

Договор АО «Тюменьэнерго»

Приложение
к договору № ТИ/18/3296-ДТП от 20.12. 2018
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям
№ ТИ/18/3296-ТУ от «20» 12 2018 г.

Сетевая организация: **АО «Тюменьэнерго».**
Заявитель: **АО «Промэкскавация».**

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: ТП-10/0,4 кВ с ВЛ-10 кВ.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: участок «Гидронамыв», расположенный по адресу: Тюменская область, Тобольский район, ТОО Санниково (бывший совхоз Ждановский), на земельном участке с кадастровым номером 72:16:0000000:1653.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **800 кВт.**

4. Категория надежности: III (третья).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: II квартал 2019 года.

7. Точка присоединения и максимальная мощность по точкам присоединения: вновь сооружаемая АО «Тюменьэнерго» ВЛЗ-10 кВ от ближайшей опоры ВЛ-10 кВ Санниково, 800 кВт.

8. Основной источник питания: ПС 110 кВ Маслово.

9. Резервный источник питания: нет.

10. **АО «Тюменьэнерго»** осуществляет:

10.1. Проектирование и строительство ВЛЗ-10 кВ от ближайшей опоры ВЛ-10 кВ Санниково протяженностью 0,05 км проводом СИП3 сечением не менее 70 мм^2 с установкой реклоузера 10 кВ с функцией коммерческого учета.

11. **Заявитель** осуществляет:

11.1. Разработку проекта электроснабжения участка «Гидронамыв», расположенного по адресу: Тюменская область, Тобольский район, ТОО Санниково (бывший совхоз Ждановский), на земельном участке с кадастровым номером 72:16:0000000:1653, в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами проектирования. Проектом предусмотреть:

11.1.1. Сооружение ТП-10/0,4 кВ. Местоположение, комплектацию, мощность силового трансформатора, тип и параметры устанавливаемого оборудования определить проектом.

11.1.2. Строительство ВЛЗ-10 кВ для подключения ТП-10/0,4 кВ к сооружаемой АО «Тюменьэнерго» опоре 10 кВ от опоры 10 кВ ВЛ-10 кВ Санниково. Присоединение ВЛЗ-10 кВ выполнить через разъединитель 10 кВ. Для ВЛ-10 кВ рекомендуем использовать провод СИП-3 сечением не менее 50 мм^2, опоры из ж/б стоек, защиту от грозовых перенапряжений с применением длинно-искровых разрядников РДИП(М)-10. При пересечениях и сближениях с другими инженерными сооружениями выдержать нормируемые расстояния согласно требованиям ПУЭ. Условия и объем работ по подключению к вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ВЛЗ-10 кВ в ходе проектирования согласовать с Тобольским ТПО филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

11.1.3. Схему распределительной сети от ТП-10/0,4 кВ, марку и сечение провода (кабеля) определить проектом.

11.1.4. Расчет уставок релейной защиты вновь сооружаемого коммутационного аппарата 10 кВ и проверку уставок РЗА ВЛ-10 кВ Санниково. Исходные данные для расчетов в части ВЛ-

Договор АО «Тюменьэнерго»

10 кВ Санниково и ПС 110 кВ Маслово согласовать с Тобольским ТПО филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

11.1.5. Расчет максимальной активной и реактивной мощности на шинах 10 кВ ТП-10/0,4 кВ с указанием используемых нормативных документов. В расчете нагрузок указать наименования и мощности всех подключаемых электроприемников земснаряда, учесть коэффициенты спроса, одновременности и совмещение максимумов нагрузок. При необходимости предусмотреть установку автоматических устройств компенсации реактивной мощности с доведением tg φ до величины не более 0,4 на границе раздела балансовой принадлежности. Тип, место установки устройств, количество и мощность определить проектом.

11.1.6. Расчет емкостного тока в сооружаемой распределительной сети 10/6 кВ. Определить необходимость выполнения мероприятий по компенсации емкостного тока.

11.1.7. Заземление и защиту от атмосферных и коммутационных перенапряжений вновь сооружаемых объектов согласно требованиям ПУЭ.

11.1.8. Выполнение требований ГОСТ 32144-2013 к качеству электрической энергии. Выполнить расчет падения напряжения на ВЛ-10 кВ Санниково от ПС 110 кВ Маслово в пусковых режимах работы двигателей земснаряда. По результатам расчета выполнить монтаж устройств плавного пуска электродвигателей земснаряда для достижения необходимого значения кратности пускового тока, но не более 3.

11.1.9. Выполнение требований ПУЭ по обеспечению III (третьей) категории надежности электроснабжения электроприемников.

11.1.10. Выполнение требований Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 с целью недопущения наложений устанавливаемых охранных зон для вновь вводимых объектов электросетевого хозяйства на земельные участки и строения иных собственников.

11.2. В случае если в ходе проектирования у заявителя возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» с последующей корректировкой технических условий.

11.3. Согласование с Тобольским ТПО филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» проекта электроснабжения участка «Гидронамыв», расположенного по адресу: Тюменская область, Тобольский район, ТОО Санниково (бывший совхоз Ждановский), на земельном участке с кадастровым номером 72:16:0000000:1653, выполненного в соответствии с пунктом 11.1. настоящих технических условий.

11.4. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы на основании разработанной и согласованной с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» проектной документации, выполненной в соответствии с п. 11.1. настоящих технических условий.

12. Получение разрешения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйств Заявителя.

13. Срок действия настоящих технических условий составляет 2 (два) года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

Первый заместитель директора –
главный инженер И.В. Андреев

Амерханова З.А.
8-800-200-55-02

Договор АО «Тюменьэнерго»

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ СОГЛАШЕНИЕ №Т13/18/3296-ДТП-2
к Договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям №Т13/18/3296-ДТП от 20.12.2018

г. Тюмень «30» декабря 2019

Акционерное общество «Россети Тюмень», именуемое в дальнейшем **«Сетевая организация»**, в лице заместителя директора по развитию и реализации услуг филиала АС «Россети Тюмень» - филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Калинина Никиты Владимировича, действующего на основании доверенности №54774 от 05.07.2019 года, с одной стороны, и

Акционерное общество «Промэкскавация», именуемое в дальнейшем **«Заявитель»**, в лице управляющего – индивидуального предпринимателя Селюка Сергея Александровича, действующего на основании Устава и Протокола внеочередного собрания акционеров от 20.02.2017, с другой стороны, а совместно именуемые Стороны, заключили настоящее Дополнительное соглашение о нижеследующем:

На основании письма вх.№Т13/01/17619 от 14.11.2019 и в соответствии с положениями ч. 1 ст. 450 ГК РФ, Стороны пришли к соглашению внести изменения в Договор об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Промэкскавация» к электрической сети АО «Тюменьэнерго» №Т13/18/3296-ДТП от 20.12.2018 (далее - Договор), а именно:

1. Внести изменения в технические условия в соответствии с приложением к настоящему Дополнительному соглашению.

2. Технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя осуществляется в соответствии с техническими условиями присоединения энергопринимающих устройств № Т13/18/3296-ТУ от 20.12.2018, с учетом изменений №Т13/18/3296-ТУ-1 от 30.12.2019.

3. Иные условия Договора, не измененные и не затронутые настоящим Дополнительным соглашением, остаются неизменными и Стороны подтверждают по ним свои обязательства.

4. Настоящее Дополнительное соглашение является неотъемлемой частью Договора о осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям №Т13/18/3296-ДТП от 20.12.2018 и составлено в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

5. Настоящее Дополнительное соглашение вступает в силу с момента его подписания Сторонами.

Подписи сторон:

От Сетевой организации:	**От Заявителя:**
Заместитель директора по развитию и реализации услуг филиала АО «Россети Тюмень» - АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети»	**Управляющий – индивидуальный предприниматель**
_____ **Н.В. Калинин**	_____ **С.А. Селюк**
М.П. «__» _____ 20__	М.П. «20» 04 2020

Приложение № 1
к дополнительному соглашению № Т13/18/3296-ДТП-2 от «30» 12 2019
к договору об осуществлении технологического
присоединения № Т13/18/3296-ДТП от 20.12.2018

Изменения, вносимые в технические условия № Т13/18/3296-ТУ от 20.12.2018 для присоединения энергопринимающих устройств АО «Промэкскавация»

№ Т13/18/3296-ТУ-1 **от «** 30 **»** 12 **2019 года**

АО «Тюменьэнерго»
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)
АО «Промэкскавация» (далее - Заявитель)
(полное наименование организации)

1. Пункт 7. технических условий читать в следующей редакции: «7. Точки присоединения и максимальная мощность энергопринимающих устройств по точкам присоединения: от опоры № 64 отпайки ВЛ-10 кВ Санниково на ТП-10/0,4 кВ 1468 от опоры № 105».

2. Пункт 10.1. технических условий читать в следующей редакции: «10.1 Проектирование и строительство ВЛЗ-10 кВ от опоры №64 ВЛ-10 кВ Санниково протяженностью 0,05 км. Проводом СИП3 сечением не менее 70 мм^2 с установкой реклоузера 10 кВ с функцией коммерческого учета.»

3. Настоящие изменения считать неотъемлемой частью технических условий № Т13/16/3296-ТУ от 20.12.2018 технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Промэкскавация».

Заместитель главного инженера
по эксплуатации А.С. Лясковский

Данил Вячеславович Андреевич
8(3452)-200-55-00

ДОГОВОР № Т13/19/3377-ДТП
об осуществлении технологического присоединения
к электрическим сетям

г.Тюмень «29» ноября 2019

Акционерное общество энергетики и электрификации «Тюменьэнерго», именуемое в дальнейшем **«Сетевая организация»**, лице заместителя директора по развитию и реализации услуг филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Калинина Никиты Владимировича, действующего на основании доверенности №54774 от 05.07.2019 года, с одной стороны, и

Акционерное общество «Промэкскавация», именуемое в дальнейшем **«Заявитель»**, в лице управляющего – индивидуального предпринимателя Селюка Сергея Александровича, действующего на основании Устава и Протокола внеочередного собрания акционеров от 20.02.2017, с другой стороны, вместе именуемые Сторонами, заключили настоящий договор о нижеследующем:

I. Предмет договора

1. По настоящему договору сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя (далее – технологическое присоединение), а именно: ЛЭП 10 кВ с ТП-10/0,4 кВ, в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств, объектов электроэнергетики), с учетом следующих характеристик:

- максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств 400 кВт;
- категория надежности III (третья);
- класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение 0,4 кВ;
- максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств --- кВт.

Заявитель обязуется оплатить расходы на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего договора.

2. Технологическое присоединение необходимо для электроснабжения насосного оборудования, расположенного по адресу: Тюменская область, Тобольский район, Санниковское с/п, в 500 м севернее бывшей д. Комарова, земельный участок с кадастровым номером 72:16:1911002:3.

3. Точка присоединения указана в технических условиях для присоединения к электрическим сетям (далее - технические условия) и располагается на расстоянии 25 метров от границы участка заявителя, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя.

4. Технические условия являются неотъемлемой частью настоящего договора и приведены в приложении.

Срок действия технических условий составляет 2 (два) года со дня заключения настоящего договора.

5. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению составляет 1 (один) год со дня заключения настоящего договора.

настоящего договора, Стороны разрешают в соответствии с законодательством Российской Федерации.

VII. Заключительные положения

21. Настоящий договор считается заключенным с даты поступления подписанного заявителем экземпляра настоящего договора в сетевую организацию.

22. Настоящий договор составлен и подписан в двух экземплярах, по одному для каждой из Сторон.

Приложение: Технические условия № Т13/19/3377-ТУ от 29.11.2019.

Реквизиты

Сетевая организация
АО «Тюменьэнерго»
628408, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра город Сургут, улица Университетская, дом 4
ИНН 8602060185
КПП 997650001
ОГРН 1028600587399
Западно-Сибирское отделение
№8647 ПАО Сбербанк
БИК 047102651
к/с 30101810800000000651
р/с 40702810067170003790

Филиал АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети»
625000, Тюменская обл., г. Тюмень,
ул. Даудельная, 44
ИНН 8602060185
КПП 720343001
Тел. 8-3452-59-63-59,
Факс 8-3452-59-64-70
TRS-can@te.ru

Заявитель
АО «Промэкскавация»
ИНН 7206010213
КПП 720301001
ОГРН 1027201301973
Расчетный счет 40702810867330100578
Западно-Сибирское отделение
№8647 ПАО Сбербанк
Корр. счет 30101810800000000651
БИК 047102651
Юридический адрес: 625000, область Тюменская, город Тюмень, улица Институтская, дом 2А, квартира 26
E-mail: sec@zao-pe.ru
Тел.: 8-800-301-28-28, 8-922-472-9889

От Сетевой организации:
Заместитель директора по развитию и реализации услуг филиала АО «Тюменьэнерго» – «Тюменские распределительные сети»

_____ **Н.В. Калинин**
М.П. «___» _____ 2019

От Заявителя:
Управляющий – индивидуальный предприниматель

_____ **С.А. Селюк**
М.П. «18» 12. 2019

Приложение
к договору № Т13/19/3377-ДТП от 29.11. 2019
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

№ Т13/19/3377-ТУ от «29» 11 2019 г.

Сетевая организация: **АО «Тюменьэнерго».**
Заявитель: **АО «Промэкскавация».**

1. Наименование энергопринимающих устройств Заявителя: ЛЭП 10 кВ с ТП-10/0,4 кВ.

2. Наименование и местонахождение объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: насосное оборудование, расположенное по адресу: Тюменская область, Тобольский район, Санниковское с/п, в 500 м севернее бывшей д. Комарова, земельный участок с кадастровым номером 72:16:1911002:3.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **400 кВт.**

4. Категория надежности: III (третья).

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: VI квартал 2019 г.

7. Точки присоединения и максимальная мощность по каждой точке присоединения, при этом максимальная мощность по точкам присоединения распределится следующим образом и составит: опора 10 кВ вновь сооружаемой ВЛЗ 10 кВ от ВЛ 10 кВ Санниково ПС 110 кВ Маслово.

8. Основной источник питания: ПС 110 кВ Маслово.

9. Резервный источник питания: нет.

10. **АО «Тюменьэнерго»** осуществляет:

10.1. Проектирование и строительство ВЛЗ 10 кВ от ВЛ 10 кВ Санниково ПС 110 кВ Маслово до границы земельного участка заявителя протяженностью 0,97 км проводом сечением 50 мм^2 с установкой отпаечного разъединителя 10 кВ и реклоузера 10 кВ с функцией коммерческого учета. Протяженность, тип и сечение ВЛЗ 10 кВ уточнить проектом.

11. **Заявитель** осуществляет:

11.1. Разработку проекта электроснабжения насосного оборудования, расположенного по адресу: Тюменская область, Тобольский район, Санниковское с/п, в 500 м севернее бывшей д. Комарова, земельный участок с кадастровым номером 72:16:1911002:3, в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами проектирования. Проектом предусмотреть:

11.1.1. Сооружение ТП-10/0,4 кВ. Местоположение, комплектацию, мощность силовых трансформаторов, тип и параметры устанавливаемого оборудования определить проектом.

11.1.2. Присоединение вновь сооружаемой ТП-10/0,4 кВ выполнить к вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ВЛЗ 10 кВ от ВЛ 10 кВ Санниково ПС 110 кВ Маслово воздушным (или кабельным) ответвлением 10 кВ с установкой отпаечного разъединителя 10 кВ. Тип ЛЭП 10 кВ, марку, сечение кабеля/провода определить проектом. При пересечениях и сближениях с другими инженерными сооружениями выдержать нормируемые расстояния согласно требованиям ПУЭ. Объем работ и место присоединения к сети АО «Тюменьэнерго» согласовать с Тобольским ТПО филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

11.1.3. Монтаж вводных распределительных устройств 0,4 кВ (ВРУ 0,4 кВ) насосного оборудования, тип, количество ВРУ 0,4 кВ и марку устанавливаемого во ВРУ 0,4 кВ оборудования определить проектом с учетом максимальной мощности подключаемых электроприемников. Технические характеристики, параметры устанавливаемого оборудования определить проектом. Заземление ВРУ 0,4 кВ выполнить согласно требованиям ПУЭ.

11.1.4. Сооружение распределительной сети 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ вновь сооружаемой ТП-10/0,4 кВ до ВРУ 0,4 кВ насосного оборудования с учётом норм проектирования и ПУЭ. Сечение провода (кабеля) кабеля определить проектом с проверкой обеспечения необходимого уровня напряжения у потребителей. При пересечениях и сближениях с другими инженерными сооружениями выдержать нормируемые расстояния согласно требований ПУЭ.

11.1.5. Расчёт максимальной активной и реактивной мощности в месте присоединения к сети АО «Тюменьэнерго» с указанием используемых нормативных документов. В расчёте нагрузок указать наименования и мощности всех подключаемых электроприёмников объекта, учесть коэффициенты одновременности и совмещение максимумов нагрузок. При необходимости предусмотреть установку автоматических устройств компенсации реактивной мощности с доведением tg φ до величины не более 0,4 на границе раздела балансовой принадлежности. Тип, место установки устройств, количество и мощность определить проектом.

11.1.6. Выполнение требований ПУЭ по обеспечению надежности электроснабжения электроприемников III категории.

11.1.7. Выполнение требований ГОСТ 32144-2013 к качеству электрической энергии.

11.2. Согласование с Тобольским ТПО филиала АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» проекта электроснабжения насосного оборудования, расположенного по адресу: Тюменская область, Тобольский район, Санниковское с/п, в 500 м севернее бывшей д. Комарова, земельный участок с кадастровым номером 72:16:1911002:3, в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами проектирования, выполненного в соответствии с пунктом 11.1 настоящих технических условий.

11.3. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы на основании проектной документации, выполненной в соответствии с п. 11.1 настоящих технических условий и согласованной с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

11.4. В случае если в ходе проектирования у заявителя возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» с последующей корректировкой технических условий.

11.5. Направление в адрес органа федерального государственного энергетического надзора уведомления о готовности на ввод в эксплуатацию и прилагаемых к нему документов в отношении построенных заявителем объектов в течение 5 дней со дня оформления акта о выполнении технических условий способом, позволяющим установить дату отправки и получения уведомления. Объекты заявителя считаются введенными в эксплуатацию с даты направления в орган федерального государственного энергетического надзора уведомления.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет 2 (два) года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям АО «Тюменьэнерго» энергопринимающих устройств АО «Промэкскавация», с максимальной мощностью 400 кВт.

Заместитель главного инженера по эксплуатации А.С. Лясковский

Быков Роман Валерьевич,
8-800-200-55-02

Приложение 2

Акционерное общество энергетики и электрификации «Тюменьэнерго»
Филиал Тюменские распределительные сети
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Даудельная, д. 44.
Тел.: (3452) 59-62-59, 59-63-59 факс: (3452) 59-64-70,
trs-can@te.ru

24.04.2019 № Т13/01/5635

На от

О направлении информации по ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – ПС Центральная

Директору Департамента жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области
А. А. Фирсову

ул. Первомайская, д. 34/1,
г. Тюмень, 625000
Тел.: (3452) 42-79-77
e-mail: gkh@72to.ru; sorokinDV@72to.ru

Уважаемый Антон Александрович!

В ответ на Ваше обращение о рассмотрении вопроса включения в Схему и программу перспективного развития электроэнергетики Тюменской области (далее - СиПР) проекта: «Комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – ПС Центральная I, II цепь и сооружение КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная» направляем актуальный акт описания технического состояния ВЛ 110 Тюменская ТЭЦ-1 – ПС Центральная I, II (далее – ВЛ 110) (Приложение №1).

В период 2017-2019гг. для обеспечения безопасного и надёжного электроснабжения на ВЛ 110 реализованы следующие мероприятия:
- Выполнена замена изоляции, гасителей вибрации и поддерживающий арматуры на всей протяжённости ВЛ;
- Установлены спиральные шлейфовые зажимы на всех анкерных опорах;
- Выполнено усиление контура заземления у 26 опор;
- Установлены отбойники у основания опор №18, 19;
- Отремонтирован фундамент на опоре №17;
- Выполнен ремонт провода в пролётах опор №25-26.

Кроме этого, выполняется ежегодная подрезка деревьев в соответствии с многолетним планом графиком, учитывающим вегетативные периоды и темпы роста зелёных насаждений.

Срок эксплуатации тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – ПС Центральная – 1,2 составляет 57 лет. В связи с превышением нормативного срока эксплуатации (на 22 года) в настоящее время выявлены существенные дефекты ВЛ 110 кВ, связанные с коррозией металла опор, грозотроса, проводов, повреждениями фундамента.

Однако, устранение данных дефектов в рамках комплексной реконструкции существующей ВЛ 110 не представляется возможным из-за стесненных условий прохождения трассы (расположение в охранной зоне ВЛ 110 детского сада (ясли) № 73, общественных автомобильных парковок, магазинов с большим скоплением людей) и отсутствия технической возможности замены опор и фундаментов без отключения двух цепей и, как следствие, обесточением ПС 110 кВ Загородная и ПС 110 кВ Центральная от которых запитаны социально значимые объекты центральной части г. Тюмени, в том числе:
- школы, детские сады, областная клиническая больница № 2, Тюменский индустриальный университет;

- гос. учреждения: Региональное УФСБ РФ по Тюменской области, УФСИН РФ по Тюменской области (Исправительная колония № 1), Межрайонный отдел ГИБДД, Администрация г. Тюмени;
- 200 тыс. жителей Центрального района г. Тюмени.

Перевод нагрузки ПС 110 кВ Центральная и Загородная (около 50 МВт) на смежные центры питания не представляется возможным, т.к. существующие распределительные сети 10 кВ не позволяют перевести нагрузку в полном объеме (резервируемая нагрузка не более 10-15 МВт (20-30%)).

На основании изложенного и в соответствии с результатами внестадийной работы: «Комплексная программа развития электрических сетей Тюменской области» требуется выполнить организацию двухстороннего питания ПС 110 кВ Центральная и Загородная дополнительно от ПС 220 кВ Ожогино путем строительства КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная протяженностью 3,5 км, а также реализовать комплексную реконструкцию ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 –Центральная I, II цепь.

Приложение: Акт описания технического состояния №01/01 от 23.04.2019

И.о. заместителя генерального директора –
директора филиала П. В. Самылов

Чернов Н. А.
(3452) 59-63-65

Филиал АО «Тюменьэнерго»-
«Тюменские распределительные сети»

Утверждаю:
Первый заместитель директора
– главный инженер
_____ К.С. Стрельцов
«23» апреля 2019 года

АКТ №01/01
Описания технического состояния
ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Центральная 1,2 цепь
(наименование объекта)

1. Описание Объекта:
   Оборудование: **ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная–1,2 цепь**
   Тип/марка воздушная, длина 4,3 км, опоры металлические, фундамент ж/б сборный
   Год ввода в эксплуатацию 1962 г., Инв. № 03103
   Полный срок службы (ресурс) по КД (ТУ) 35 лет
   Фактический срок эксплуатации 57 лет.
   Остаточная стоимость на 01.04.2019 г. – 0 руб.

2. На основании результатов контроля технического состояния объекта установлены следующие дефекты:

№ п/п	Наименование элемента объекта.	Вид дефекта.	Меры по устранению дефекта.
1.	Грозозащитный трос оп. № 2-26	коррозия	Замена грозотроса
2.	Фундаменты опоры № 16	трещины и повреждения, оголение арматуры	Замена фундамента
3.	Фундаменты опор № 5,6,8,9,12, 13,14,15,18,19,20,22,23,24,25	Фундаменты с подножниками опор залиты бетонным монолитом, отсутствует информация о состоянии подножников	Замена фундаментов основания опоры
4.	Металлические опоры № 6,13, 18,19,25	деформация элементов опор	Замена опор
5.	Металлические опоры	коррозия деталей опор и металлических подножников	Замена опор
6.	Металлическая опора № 20,24	наклон опоры	Замена опоры с фундаментом

Дополнительные замечания:

1. Расположение объектов в охранной зоне объекта в городской черте:
   - детский сад (ясли) № 73 ул. Холодильная, 42;
   - пешеходные дорожки, скверы и детские игровые площадки;
   - общественные автомобильные парковки, в т.ч. для граждан с ограниченными возможностями;
   - автобусные остановки и магазины с большим скоплением граждан расположены по ул. Харьковская, Холодильная, Одесская.
2. Многочисленные пересечения с существующими коммуникациями.
3. Расположение опор в полосе отвода автомобильной дороги.
4. Размещение объекта в непосредственной близости от жилых домов, в центре г. Тюмени.

5. Отсутствие возможности реконструкции без отключения обеих цепей и обесточения ПС 110 кВ Загородная и ПС 110 кВ Центральная, существующие распределительные сети 10 кВ не позволяют осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Загородная и ПС 110 кВ Центральная на смежные центры питания.
6. Отсутствие возможности строительства временных обходов для обеспечения частичной реконструкции объекта.

Заключение:

В связи с превышением нормативного срока эксплуатации (срок превышен на 20 лет), а также с учетом выявленных в ходе осмотра дефектов опор, фундаментов, грозотроса требуется комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-Центральная-1,2.

Однако, устранение данных дефектов в рамках комплексной реконструкции невозможно из-за стесненных условий прохождения трассы ВЛ (расположение в жилой зоне и в полосе отвода автомобильной дороги) и отсутствия возможности реконструкции без отключения обеих цепей и, как следствие, обесточения ПС 110 кВ Загородная и ПС 110 кВ Центральная от которых запитаны социально значимые объекты жизнеобеспечения центральной части г. Тюмени, в том числе:

- школы, детские сады, областная клиническая больница № 2, Тюменский индустриальный университет;
- Гос. учреждения: Региональное УФСБ РФ по Тюменской области, УФСИН РФ по Тюменской области (Исправительная колония № 1, Межрайонный отдел ГИБДД, Администрация г. Тюмени;
- 200 тыс. жителей Центрального района г. Тюмени.

Отсутствует возможность организации обходов и обеспечения безопасных условий труда.

Учитывая социальную значимость и риски обесточения потребителей центральной части города Тюмени рекомендуется выполнить организацию двухстороннего питания ПС 110 кВ Центральная и Загородная дополнительно от ПС 220 кВ Ожогино путем строительства КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная протяженностью 3,5 км, а также реализовать комплексную реконструкцию ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 –Центральная I, II цепь.

И.о. начальника СЭиР ВЛ А.Н. Ложкин

Филиал Акционерного общества «Россети Тюмень»
Тюменские электрические сети
Россия, 625002, г. Тюмень,
ул. Даудельная, д. 44
www.te.ru

тел.: +7 (3452) 59-62-59, 59-63-59
факс: +7 (3452) 59-64-70
email: trs-can@te.ru

28.04.2020 № Т13/01/4077

На _____ от _____

О направлении информации по реконструкции ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 - ПС Центральная

Директору Департамента
жилищно-коммунального хозяйства
Тюменской области
А. А. Фирсову

Уважаемый Антон Александрович!

В соответствии с Вашим запросом, в дополнение к письмам КВ-2635 от 15.04.2020 и КВ-2779 от 20.04.2020 по вопросам разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области 2021-2025 сообщаю, что информация направленная письмом Т13/01/5635 от 24.04.2019 о необходимости комплексной реконструкции ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 - ПС Центральная I, II цепь является актуальной, и в прошедший период с 24.04.2019 по 28.04.2020 не проведено реконструкции данной линии, выполнены работы обеспечивающие безопасную и надёжную текущую эксплуатацию ВЛ.

Общий максимум нагрузки ПС 110 кВ Центральная и Загородная получающих питание по рассматриваемой ВЛ 110 кВ в 2018 г. составил 53,65 МВА, в 2019 – 54,09 МВА. Перевод нагрузки ПС 110 кВ Центральная и Загородная на смежные центры питания не представляется возможным, так как существующие распределительные сети 10 кВ не позволяют перевести нагрузку в полном объеме (резервируемая нагрузка не более 10- 15 МВт (20-30%)).

На основании изложенного и в соответствии с результатами внестадийной работы: «Комплексная программа развития электрических сетей Тюменской области 2020-2024» (далее – КПРЭ) требуется выполнить организацию новой ЛЭП для питания ПС 110 кВ Центральная и Загородная от ПС 220 кВ Ожогино путем строительства КЛ 110 кВ Мурманская - Центральная протяженностью 3,5 км, после чего выполнить комплексную реконструкцию ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 - Центральная I, II цепь. Ориентировочная стоимость мероприятий оценивается в 1 791,04 млн. руб. с НДС (в ценах 2019 года) при завершении проекта в 2024 году согласно КПРЭ.

Альтернативный вариант организации питания нагрузки ПС 110 кВ Центральная и Загородная на период реконструкции питающей ВЛ 110 кВ с использованием 14 дизельных электростанций установленной мощностью 3,6 МВт (3х1,2 МВт) для покрытия непереводимой нагрузки 39-44 МВА (с учётом обеспечение необходимого резерва) детально не рассматривался, в виду того, что только капитальные затраты на реализацию данного варианта (без учёта стоимости дизельного топлива, эксплуатационных затрат, затрат на демонтажные работы по результатам окончания работ и т.д.) сопоставимы с затратами на реализацию сетевого варианта в полном объёме, и составляют – 1 767,08 млн. руб. с НДС (в ценах 2019 года, приняты по объекту аналогу (сооружение ДЭС на базе ДГУ мощностью 3,6 МВт на напряжении 10 кВ в п. Сытомино в рамках КПРЭ 2020-2024)). Также, следует отметить, что при реализации установки ДГУ необходимо наличие финансовой возможности Администрации муниципального образования г. Тюмень нести

затраты на эксплуатацию ДГУ в период реконструкции АО «Россети Тюмень» ВЛ 110 кВ «ТТЭЦ-1 – Центральная», в связи с тем, что АО «Россети Тюмень» не является генерирующей компанией и не может осуществлять данный вид деятельности, тогда как реализация транзита будет выполнена без привлечения муниципального образования с сохранением текущей надёжности электроснабжения потребителей.

Первый заместитель директора –
главный инженер К. С. Стрельцов

Смирнов Владимир Викторович,
(3452) 59-61-04

РОССЕТИ ТЮМЕНЬ

Акционерное общество «Россети Тюмень»,
Россия, 628408, Тюменская область,
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра,
г. Сургут, ул. Университетская, дом 4
www.te.ru

тел.: +7 (3462) 77-63-50
факс: +7 (3462) 77-66-77
email: can@te.ru

20.04.2020 № КВ-2779

На _____ от _____

О направлении информации по СиПРЭ ТО 2021-2025

Директору Департамента
жилищно-коммунального хозяйства
Тюменской области
А. А. Фирсову

Уважаемый Антон Александрович!

Направляю Вам информацию согласно заключению АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ от 15.04.2020 № Р57-62-И-19-1232, в части, соответствующей компетенции АО «Россети Тюмень» для разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области 2021-2025 (далее – СиПРЭ ТО), в том числе обоснования изменений в «Перечне электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в 2020 – 2025 годы в Тюменской области». Прошу использовать приложения 2, 5-7 без публикации в общем доступе.

Приложение (в эл. виде):
1. Нагрузка центров питания 35 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО "Россети Тюмень";
2. Перечень документов технологического присоединения, учтенных при расчете перспективной нагрузки центров питания 35 кВ и выше;
3. Сведения о длительно допустимых нагрузка трансформаторов центров питания 35 кВ и выше;
4. Акт описания технического состояния ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная-1,2 цепь от 23.04.2019;
5. Отчет предпроектного обследования ВЛ 110 кВ Горная-Косач, ВЛ 110 кВ Горная-Уват отпайка на ПС Косач опоры №№ 38/39 – 41/42 (переход ВЛ через р. Иртыш);
6. Отчет предпроектного обследования ВЛ 110 кВ «Сибжилстрой – Молчаново участок Сибжилстрой - Кулаково»;
7. Документы технологического присоединения по наиболее крупным проектам;
8. Изменения, вносимые в технические условия № Т13/18/1428-ГУ от 25.06.2018 для присоединения к электрическим сетям АО «Россети Тюмень» энергопринимающих устройств ООО «ЗапСибНефтехим»;
9. Обоснования изменений в «Перечне электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в 2020 – 2025 годы в Тюменской области».

И. о. заместителя генерального директора
по развитию и реализации услуг В. А. Кирюхин

Смирнов Владимир Викторович,
(3452) 59-61-04

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
филиала АО «СУЭНКО»
«Тюменские городские
электрические сети»
_____ В.И. Песецкий
«26» 11 2019г.

АКТ № 1
комиссионного обследования объекта электросетевого хозяйства филиала АО «СУЭНКО» ТГЭС.

Комиссия в составе:

Председатель комиссии:	
Главный инженер ТГЭС	Песецкий В.И.
Члены комиссии:	
Зам. Главного инженера по перспективному развитию	Дуркин С.В.
Зам. Начальника ПТС	Ахкамов В.Р.
Начальник ПЛ	Клабуков С.А.

Произвела осмотр оборудования, рассмотрела проектную, ремонтную, эксплуатационную документацию: ПС 110/6 кВ Водогрейная,
и установила, что:
ПС 110/6 кВ Водогрейная введена в эксплуатацию в 1985 году.

По результатам визуального осмотра подстанции выявлены дефекты:
-ОРУ 110 кВ отслеживаются деформации опорных металлоконструкций, просадки фундаментов оборудования, естественный физический износ основных функциональных узлов оборудования, обусловленный длительным сроком эксплуатации;
-КРУН 6 кВ серия К-47 отслеживаются деформации металлоконструкций корпуса, внутренних конструкций, просадки фундамента, естественный физический износ оборудования, обусловленный длительным сроком эксплуатации.

Срок эксплуатации силовых трансформаторов Т-1, Т-2 тип ТДН-16000/110 более 34 лет, трансформаторы находятся в удовлетворительном состоянии, по основным техническим характеристикам отслеживаются граничные диапазоны. Силовой трансформатор Т-1 укомплектован высоковольтными вводами с бумажно-масляной изоляцией тип ГМТА-110 с граничными значениями изоляционных характеристик.

Блоки отделитель, короткозамыкатель ОД-КЗ 110 Т1, ОД-КЗ 110 Т2 тип ОД-110М, КЗ-110М находятся в эксплуатации более 34 лет. По результатам приемосдаточных измерений технических характеристик ОД, КЗ установлено, что временные характеристики находятся в граничных значениях допустимых диапазонов. В результате визуального осмотра отслеживаются перекос опорных конструкций, естественный механический износ и выработка основных передаточных узлов привода вследствие длительного срока эксплуатации. Наличие схемных решений ПС с применением блоков ОД, КЗ-110 дополнительно приводит к увеличению времени электродинамического и электротермического воздействий на оборудование и как следствие снижения эксплуатационного ресурса изоляции.

Вентильные разрядники РВС 110 Т1, РВС 110 Т2 находятся в эксплуатации более 34 лет, по результатам эксплуатационных испытаний установлено, что изоляционные характеристики разрядников находятся в граничных значениях допустимых диапазонов.

Масляные выключатели КРУН 6 кВ тип ВК-10 эксплуатируются более 34 лет. По результатам приемосдаточных измерений технических характеристик выключателей ВК-10 установлено, что временные характеристики и значения переходного сопротивления токоведущих контуров фаз находятся в граничных значениях допустимых диапазонов. На выключателях выработан ресурс ремонтопригодности вследствие длительного срока эксплуатации.

На ПС 110 кВ Водогрейная защиты трансформаторов выполнены на электромеханических реле, которые имеют большую степень износа. Необходимо заменить защиты трансформаторов на микропроцессорные, и провести модернизацию других систем

РЗА для исключения эксплуатации силового электрооборудования в условиях недостаточного охвата систем защиты с устаревшей элементной базой, неремонтопригодными узлами, слабой функциональностью, высокой инертностью и ограниченными наборами рабочих параметров. Следует выполнить технологическую, режимную и информационную увязки реконструируемых систем РЗА с общесистемной АСУ ТП. Необходимо привести РЗА к современному унифицированному виду и принципу построения, с применением прогрессивных технических разработок.Состояние изоляции контрольных кабелей по механической и электрической прочности находятся на грани допустимых значений. Использование данных кабелей несет риски передачи оперативного тока во вторичных цепях, стабильность контрольных и управляющих сигналов, качественное электропитание вторичных устройств.

Заключение комиссии:

В связи с эксплуатацией первичного оборудования ОРУ 110 кВ, КРУН 6 кВ с техническими характеристиками в граничных (переходных в неработоспособное состояние) значениях допустимых диапазонов, выработкой ресурса ремонтопригодности оборудования вследствие длительного срока эксплуатации, нецелесообразностью эксплуатационных затрат на учащенное техническое обслуживание и ремонт необходимо выполнить комплексную реконструкцию ПС 110/6 кВ Водогрейная с заменой блоков ОД, КЗ-110 на элегазовые выключатели, опорных металлоконструкций, устройств зашиты от перенапряжений, оборудования КРУН-6 кВ и реконструкцию устройств РЗиПА, с созданием ССПИ, с выполнением мероприятий по антитеррористической защищенности энергообъекта (защитное ограждение, видеонаблюдение и пр.) Работы по комплексной реконструкции ПС 110/6 кВ кВ Водогрейная подлежит включению в инвестиционную программу АО «СУЭНКО» в 2023 году.

Члены комиссии:

Зам. Главного инженера по перспективному развитию — Дуркин С.В.

Зам. Начальника ПТС — Ахкамов В.Р.

Начальник ПЛ — Клабуков С.А.

Приложение 5

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
филиала АО «СУЭНКО»
«Тюменские городские
электрические сети»
_____ В.И. Песецкий
«26» 11 2019г.

АКТ № 2
комиссионного обследования объекта электросетевого хозяйства филиала АО «СУЭНКО» ТГЭС.

Комиссия в составе:

Председатель комиссии:	
Главный инженер ТГЭС-	Песецкий В.И
Члены комиссии:	
Зам. Главного инженера по перспективному развитию	Дуркин С.В.
Зам. Начальника ПТС	Ахкамов В.Р.
Начальник ПЛ	Клабуков С.А.

Произвела осмотр оборудования, рассмотрела проектную, ремонтную, эксплуатационную документацию: ПС 110/6 кВ Водозабор,
и установила, что:
ПС 110/6 кВ Водозабор находится в эксплуатации с 1985 года.

По результатам визуального осмотра подстанции выявлены дефекты:
-ОРУ 110 кВ отслеживаются деформации опорных металлоконструкций и разъединителей 110 кВ, просадки фундаментов оборудования, естественный физический износ основных функциональных узлов оборудования, обусловленный длительным сроком эксплуатации.

Вентильные разрядники РВС 110 Т1, РВС 110 Т2, находятся в эксплуатации более 19 лет, по результатам эксплуатационных испытаний установлено, что изоляционные характеристики разрядников находятся в граничных значениях допустимых диапазонов.

На ПС 110 кВ Водозабор защиты трансформаторов выполнены на электромеханических реле, которые имеют большую степень износа. Необходимо заменить защиты трансформаторов на микропроцессорные, и провести модернизацию других систем РЗА для исключения эксплуатации силового электрооборудования в условиях недостаточного охвата систем защиты с устаревшей элементной базой, неремонтопригодными узлами, слабой функциональностью, высокой инертностью и ограниченными наборами рабочих параметров. Следует выполнить технологическую, режимную и информационную увязки реконструируемых систем РЗА с общесистемной АСУ ТП. Необходимо привести РЗА к современному унифицированному виду и принципу построения, с применением прогрессивных технических разработок. Состояние изоляции контрольных кабелей по механической и электрической прочности находятся на грани допустимых значений. Использование данных кабелей несет риски передачи оперативного тока во вторичных цепях, стабильность контрольных и управляющих сигналов, качественное электропитание вторичных устройств.

Заключение комиссии:
В связи с эксплуатацией оборудования ПС 110/6 кВ Водозабор с техническими характеристиками в граничных (переходных в неработоспособное состояние) значениях допустимых диапазонов, выработкой ресурса ремонтопригодности оборудования вследствие длительного срока эксплуатации, нецелесообразностью эксплуатационных затрат на учащенное техническое обслуживание и ремонт необходимо выполнить комплексную реконструкцию ОРУ 110кВ: с заменой опорных металлоконструкций и разъединителей 110 кВ, устройств защиты от перенапряжений ОРУ 110 кВ и реконструкцию устройств РЗиПА, с созданием ССПИ, с выполнением мероприятий по антитеррористической защищенности энергообъекта (защитное ограждение, видеонаблюдение и пр.) Работы по реконструкции ПС

Водозабор подлежит включению в инвестиционную программу АО «СУЭНКО» в 2024 году.

Члены комиссии:

Зам. Главного инженера по перспективному развитию Дуркин С.В.

Зам. Начальника ПТС Ахкамов В.Р.

Начальник ПЛ Клабуков С.А.

Приложение 6

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
филиал АО "СУЭНКО"
Тюменские городские электрические сети
_____ В.И. Песецкий
"26" 11 2019г.

Акт № 3
Комиссионного обследования объекта электросетевого хозяйства

Комиссией в составе: председателя - зам. главного инженера по перспективному развитию С.В. Дуркина, начальника ПЛ С.А. Клабукова, ведущего инженера РЗА ПЛ А.В. Иванова
(должность, ФИО председателя и членов комиссии)

Проведен анализ состояния оборудования АУОТ на ПС-110/10кВ «Промбаза». Рассмотрена ремонтная, эксплуатационная документация и техническое состояние АУОТ на ПС-110/10кВ «Промбаза». По результатам анализа принято решение о необходимости замены АУОТ в рамках реализации инвестиционной программы 2020г.

Председатель комиссии _____ С.В. Дуркин

Члены комиссии _____ С.А. Клабуков

_____ А.В. Иванов

Приложение 7

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
филиал АО "СУЭНКО"
Тюменские городские электрические сети
_____В.И. Песецкий
"15" 01 2020г.

Акт №1
Комиссионного обследования объекта электросетевого хозяйства

Комиссией в составе: председателя - зам. главного инженера по перспективному развитию С.В. Дуркина, начальника ПЛ С.А. Клабукова, ведущего инженера по телемеханике Г.Н. Слободяна
(должность, ФИО председателя и членов комиссии)

Проведен осмотр вновь смонтированного оборудования на ПС 110/10кВ «Тополя». По результатам осмотра принято решение о необходимости создания системы телемеханики на ПС-110/10кВ «Тополя в рамках реализации инвестиционной программы 2020г.

Председатель комиссии _____ С.В. Дуркин

Члены комиссии _____ С.А. Клабуков

_____ Г.Н. Слободян

Приложение 8

Филиал Акционерного общества «Россети Тюмень»
Тюменские электрические сети
Россия, 625002, г. Тюмень,
ул. Даудельная, д. 44
www.te.ru

тел.: +7 (3452) 59-62-59, 59-63-59
факс: +7 (3452) 59-64-70
email: trs-can@te.ru

Т13/01/4135 № 29.04.2020

На _____ от _____

О направлении информации по вопросам разработки СиПР 2021-2025

Директору Департамента
жилищно-коммунального хозяйства
Тюменской области
А. А. Фирсову

Уважаемый Антон Александрович!

В соответствии с Вашим запросом, в дополнение к письмам КВ-2635 от 15.04.2020 и КВ-2779 от 20.04.2020, Т13/01/4077 от 28.04.2020 по вопросам разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области 2021-2025 сообщаю:

1. В настоящий момент на ПС 110 кВ Маслово установлен трансформатор ТМН-2500-110/10 1979 года выпуска.

2. Распределительная сеть 10 кВ ПС 110 кВ Маслово имеет связи с другими центрами питания:

ПС 110 кВ Маслово ф. 10 кВ Санниково - ПС 110 кВ Ульяновская ф. 10 кВ Звезда – перевод нагрузки с учетом перспективных потребителей невозможен в связи с недопустимым снижением уровня напряжения в этом режиме;

ПС 110 кВ Маслово ф. 10 кВ Пушнятские - ПС 110 кВ Сумкино ф. 10 кВ Маслово – перевод возможен в объеме максимальной текущей нагрузки. Максимум нагрузки по ПС 110 кВ Маслово зафиксирован в 9:00 18.12.2019, в это время нагрузка по ф. 10 кВ Пушнятские составила 0,242 МВА;

ПС 110 кВ Маслово ф. 10 кВ Аэропорт 1 - ПС 110 кВ Сумкино ф. 10 кВ Русаново – перевод нагрузки невозможен в нормальном режиме, так как оба фидера обеспечивают II категорию надежности электроснабжения.

3. По вопросу строительства ЛЭП 10 кВ для перевода нагрузки ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная, сообщаю следующее. Предполагая возможным для цели перевода нагрузки вариант строительства 10хКЛ 10 кВ (3х1х500 АПвП) от ПС 110 кВ Камышинская до ПС 110 кВ Центральная и Загородная с протяженностью трассы 4 км, ориентировочная стоимость строительства составит 784 млн. руб. При этом стоимость строительства КЛ 110 кВ Мурманская-Центральная протяженностью по трассе 3,5 км. составит порядка 385 млн. руб.

Первый заместитель директора –
главный инженер К. С. Стрельцов

Смирнов Владимир Викторович,
(3452) 59-61-04