



ГУБЕРНАТОР ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

29 апреля 2019 г.

г. Тюмень

№ 26-р

*Об утверждении схемы
и программы развития
электроэнергетики Тюменской
области на 2020 – 2024 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 2020–2024 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Установить, что в ходе реализации схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2020–2024 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 2020–2024 годы на Официальном портале органов государственной власти Тюменской области.

4. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Тюменской области от 27.04.2018 № 39-р «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2019–2023 годы».

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



А.В. Моор

Приложение
к распоряжению Губернатора
Тюменской области
от 29 апреля 2019 г. № 26-р



**СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ
НА 2020 – 2024 ГОДЫ**

Тюмень 2019 г.

Оглавление

<u>1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА 110 кВ И ВЫШЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ</u>	<u>6</u>
1.1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	6
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	8
1.3 ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	15
1.4 ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С УКАЗАНИЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.....	15
1.5 ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД.....	16
1.6 СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	17
1.7 СТРУКТУРА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ПО ТИПАМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ВИДАМ СОБСТВЕННОСТИ.....	21
1.8 ОЦЕНКА ПЛАНОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЯ НАДЕЖНОСТИ ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ В ОТНОШЕНИИ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	22
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).....	24
1.11 ОСНОВНЫЕ ВНЕШНИЕ СВЯЗИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	26
1.12 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ	28
1.13 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В НОРМАЛЬНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	28
1.14 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В РЕМОНТНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	28
<u>2 ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2020 – 2024 ГОДЫ 110 кВ И ВЫШЕ</u>	<u>30</u>
2.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Тюменской области.....	30
2.2 ПРОГНОЗ динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	31
2.2.1 ПРОГНОЗ динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей	31
2.2.2 ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	31
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ..	37
2.4 ПРОГНОЗ электропотребления и максимума нагрузки по Тюменской области на пятилетний период	39
2.5 ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	42
2.6 АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ НА ПЕРИОД 2019 – 2024 годов.....	42
2.7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В НОРМАЛЬНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	43
2.8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В РЕМОНТНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	43
2.9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЗАГРУЗКИ ЦЕНТРОВ ПИТАНИЯ 110 кВ.....	44
2.10 ПЕРЕЧЕНЬ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ К ВВОДУ ПО АНАЛИЗУ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	70

2.10.1 ТОБОЛЬСКИЙ ЭНЕРГОРАЙОН	70
2.10.2 ТЮМЕНСКИЙ ЭНЕРГОРАЙОН	71
2.11 ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ (РЕКОНСТРУКЦИИ) ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ 110 кВ И ВЫШЕ	72
2.12 Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше	75
2.13 Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ.....	75
3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЛАНИРУЕМЫЕ К СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИЕ ОБЪЕКТЫ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИЕ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	76
4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ «ЦИФРОВОГО» ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	76
5. СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019 – 2024 годы	
<u>6. ПРИЛОЖЕНИЕ №1</u>	
<u>7. ПРИЛОЖЕНИЕ №2</u>	
<u>8. ПРИЛОЖЕНИЕ №3</u>	
<u>9. ПРИЛОЖЕНИЕ №4</u>	
<u>10. ПРИЛОЖЕНИЕ №5</u>	

Перечень сокращений

А – ампер;
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;
 $I_{\text{ддтн}}$ – длительно допустимое значение токовой нагрузки;
 $I_{\text{адтн}}$ – аварийно допустимое значение токовой нагрузки;
 $I_{\text{расч}}$ – значение расчетной токовой нагрузки;
 $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение;
 $S_{\text{ном}}$ – 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 на севере 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.

Площадь территории Тюменской области (без автономных округов) составляет 160,1 тыс. км². 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 01.01.2019 составляет 1 518,4 тыс. человек. В последние годы для Тюменской области характерно улучшение демографической ситуации.

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

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°C.

К наиболее крупным городам Тюменской области с численностью населения более 50 тыс. человек относятся г. Тюмень (791,2 тыс. чел.), г. Тобольск (102,5 тыс. чел.), г. Ишим (65,1 тыс. чел.), по данным 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 (2016 год к уровню 2006 года) ВРП области в сопоставимых ценах увеличился в 1,27 раза (в среднем по России ВРП за аналогичный период – в 1,24 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 2018 году составила 71,7%, организаций добычи полезных ископаемых – 23,1%, организаций обеспечения электрической энергией, газом и паром, кондиционирования воздуха – 4,4%, организаций водоснабжения, водоотведения, сбора и утилизации отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – 0,8%. 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 01.01.2019 составила 33,0%. Среднегодовая численность занятых в сельском и лесном хозяйстве, охоте, рыболовстве в общей численности занятых за 2017 год составила 6,1%.

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.

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 с разбивкой по энергорайонам на собственный максимум Энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов 2018 года

1. Тюменский энергорайон

Тюменский энергорайон (рисунок 3) охватывает территорию пяти муниципальных образований области: городской округ город Тюмень, Нижнетавдинский, Тюменский, Ярковский, Исетский муниципальные районы.

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.



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 220 кВ Снежная и Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»). В Тобольском энергорайоне имеется электростанция ПАО «Сургутнефтегаз» – ГТЭС Южно-Нюрымского м.р.

4. Южный энергорайон

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

Основными центрами электроснабжения Южного энергорайона являются 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 Тюмень – Луговая
	ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень
Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР	1,2АТГ ПС 500 кВ Тюмень
	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 (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Кротово – Татарка
	ВЛ 110 кВ Ница – Туринск (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Сотник – МДФ
	ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда -2
	ВЛ 110 кВ Тобольская – Кутарбитка

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.

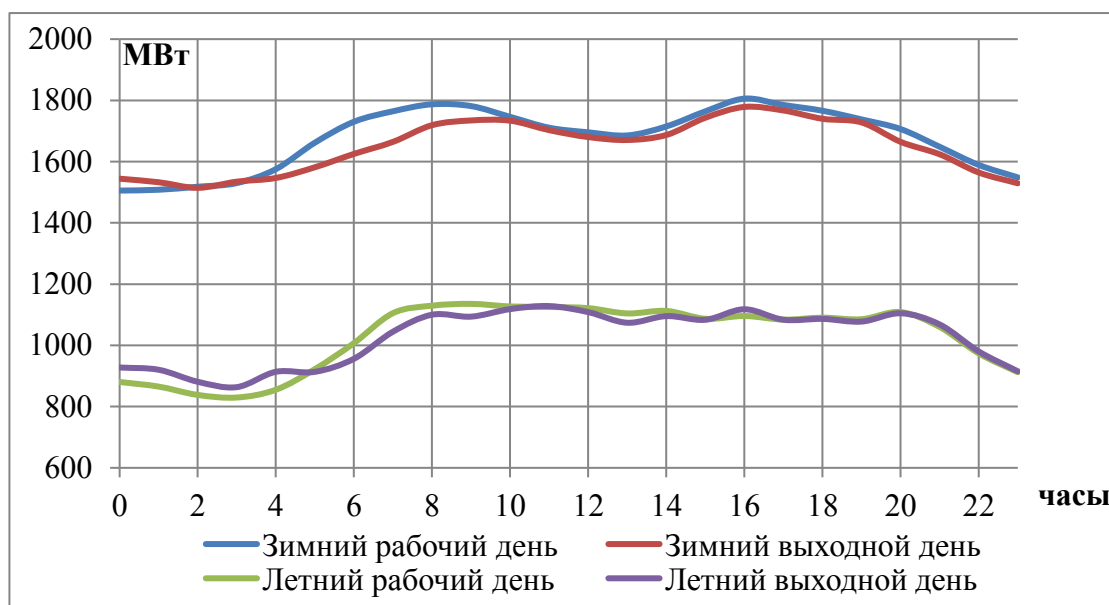


Рисунок 7 – Усредненный график потребления мощности энергосистемы Тюменской области

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

К генерирующим компаниям относится 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.

К крупным электросетевым компаниям относятся:

- Филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Магистральные электрические сети Западной Сибири (далее – филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири) – собственник электрических сетей напряжением 220 – 500 кВ;
- АО «Тюменьэнерго» осуществляет деятельность по передаче электроэнергии и технологическому присоединению на территории Тюменского региона (ЯНАО, ХМАО–Югра, Тюменская область). На обслуживании АО «Тюменьэнерго» находятся сети 220 – 0,4 кВ;
- ПАО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» (далее – ПАО «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 ПАО «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 энергосбытовым компаниям и гарантирующим поставщикам электроэнергии относятся:

- Тюменьэнергосбыт – филиал 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;
- АО «ЕЭСнК»;
- АО «Мосэнергосбыт»;
- ООО «Газпром энергосбыт Брянск»;
- ООО «ЕЭС-Гарант»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «НЭП»;
- ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС»;
- ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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 2014 – 2018 гг. на территории Тюменской области.

Таблица 2 – Динамика потребления электроэнергии на территории Тюменской области в 2014 – 2018 гг.

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Электропотребление (млн кВт·ч)	11 803,3	11 248,1	11 698,0	13 073,7	13 647,5
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	+6,3	-4,7	+4,0	+11,8	+4,4

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

Сведения о динамике электропотребления $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ и максимуме потребляемой мощности P_{max} крупных потребителей электрической энергии и мощности в Тюменской области приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сведения об электропотреблении и максимуме потребления мощности крупных потребителей энергосистемы Тюменской области за период 2014 – 2018 гг.

Потребитель		Год				
		2014	2015	2016	2017	2018
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	1 103,7	1 509,6	1 658,4	1 132,3	1 010,1
	P_{max} , МВт	243,0	209,6	248,7	201,8	187,9
ООО «Тобольск-Нефтехим»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	434,3	479,8	489,8	–	–
	P_{max} , МВт	56,0	59,5	63,0	–	–
ООО «Тобольск-Полимер»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	180,2	257,0	237,9	–	–
	P_{max} , МВт	30,0	30,6	34,2	–	–

Потребитель		Год				
		2014	2015	2016	2017	2018
ООО «СИБУР Тобольск» ¹	$\Delta_{\text{потр,}}$ млн кВт·ч	–	–	–	781,3	1 069,5
	$P_{\text{max,}}$ МВт	–	–	–	64,3	122,1
АО «Антипинский НПЗ»	$\Delta_{\text{потр,}}$ млн кВт·ч	78,7	77,0	218,8	312,0	348,5
	$P_{\text{max,}}$ МВт	13,0	8,8	38,4	43,2	44,7
Филиал ООО «УГМК-Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени» ²	$\Delta_{\text{потр,}}$ млн кВт·ч	217,8	310,3	297,9	360,8	377,7
	$P_{\text{max,}}$ МВт	70,0	71,9	67,2	61,1	64,0
ООО «РН-Уватнефтегаз»	$\Delta_{\text{потр,}}$ млн кВт·ч	141,3	135,5	132,1	112,7	108,3
	$P_{\text{max,}}$ МВт	18,0	16,8	17,2	16,3	14,1
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	$\Delta_{\text{потр,}}$ млн кВт·ч	486,4	477,6	467,3	488,1	494,4
	$P_{\text{max,}}$ МВт	65,9	65,2	64,2	66,9	66,8
АО «Транснефть – Сибирь»	$\Delta_{\text{потр,}}$ млн кВт·ч	1 452,8	1 392,7	1 296,7	1 194,0	1 208,4
	$P_{\text{max,}}$ МВт	216,7	166,5	162,0	159,5	152,0
ООО «ЗапСибНефтехим»	$\Delta_{\text{потр,}}$ млн кВт·ч	0,0	1,6	21,1	75,5	158,8
	$P_{\text{max,}}$ МВт	0,0	1,3	9,9	27,7	52,1

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 юга Тюменской области, на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области в 2014 – 2018 гг.

Таблица 4 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области за период 2014 – 2018 гг.

Наименование	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум нагрузки, МВт	1 951,0	1 905,0	1 890,0	1 912,0	2 057,0

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

² Введен в работу в 2013 году

Наименование	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки (%)	+9,2	-2,4	-0,8	+1,2	+7,6

За последние пять лет максимум нагрузки энергосистемы Тюменской области увеличился на 5,4%. При этом снижение максимума нагрузки в 2015 г., 2016 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 01.01.2019 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 01.01.2019

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
	T-100-130 ст. №5	ПСУ	1969	94,0
	T-100-130 ст. №6	ПСУ	1970	94,0
	T-100-130 ст. №7	ПСУ	1970	94,0
	ГТ V64.3A ст. №1	ПГУ	2005	60,0
	T-130/160-12,8 ст. №1		2005	130,0
	ГТ V64.3A ст. №2	ПГУ	2011	64,4
	T-145/160-12,8 ст. №2		2011	145,3
Тюменская ТЭЦ-2	Всего по электростанции			755,0

Наименование электростанции	Сведения о блоках/агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
(ПАО «Фортум»)	T-180/210-130-1 ст. №1	ПСУ	1986	180,0
	T-180/210-130-1 ст. №2	ПСУ	1987	180,0
	T-180/210-130-1 ст. №3	ПСУ	1987	180,0
	K-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
	T-175/210-130 ст. №2	ПСУ	1983	175,0
	ПТ-140/165-130/15-2 ст. №4	ПСУ	1985	142,0
	P-100-130/15 ст. №3	ПСУ	2011	103,6
	K-110-1,6 ст. №5	ПСУ	2011	109,7
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	T-12-2PЭУЗ ³	ГТУ	2002	12,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	T-32-2PB3-ГВ ⁴	ГТУ	2016	24,9
ГТЭС Южно-Нюрымского м/р (ПАО «Сургутнефтегаз»)	Урал-4000	ГТУ	2017	4,0
	Урал-4000	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 таблицу 6 сведены данные о вводе, реконструкции и демонтаже электрического оборудования по электростанциям энергосистемы Тюменской области за последние 5 лет.

³ Маркировка генератора

⁴ Маркировка генератора

Таблица 6 – Информация о вводе, демонтаже и перемаркировке оборудования по электростанциям на территории Тюменской области за 2014 – 2018 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-Нурымского м/р (ОАО «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 2014 – 2019 гг (I квартал 2019 г.).

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2014	Реконструкция ПС 110 кВ Метелево	2х10 МВА
2014	Реконструкция ПС 110 кВ Граничная	2х40 МВА
2014	Расширение ПС 500 кВ Нелым (установка УШР 500 кВ)» (в рамках договора на разработку ПСД от 30.04.2007 № П-21/07 с ООО «Проектный центр Энерго»)	180 МВар
2014	ПС 220 кВ Снежная. Расширение ОРУ 110 кВ на две линейные ячейки 110 кВ	
2015	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень	250 МВА
2015	Расширение ОРУ-110 кВ Тюменской ТЭЦ-2 на две линейные ячейки для включения в транзитный режим двухцепной КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – Ожогинь I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Широкая	

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
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 (2х3,6 км)
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Затон	1х10 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	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	2х6,73 км
2018	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	0.45+0,36 км
2018	ПС 500 кВ ЗапСиб, ВЛ 500 кВ ЗапСиб – Тобол-I,II,III,IV цепь	4х250 МВА 2х2,65 км 2х2,67 км
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Н.Тавда	2х16 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Червишево	2х16 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Кротово	2х2,5 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 2х63 Мвар
2019	ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Демьянская до ПС 220 кВ Пихтовая I, II цепь	2х180,5 км

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 2018 г. 76,5% выработки электроэнергии приходится на электростанции, принадлежащие ПАО «Фортум», 22,8% – на Тобольскую ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»). Оставшаяся часть электроэнергии (0,7%) вырабатывается электростанциями, принадлежащими ПАО «Тюменские моторостроители» и ПАО «Сургутнефтегаз».

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

В таблице 8 приведены данные по оценке плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций Тюменской области за период 2019 – 2022 гг.

Значение показателя уровня надежности оказываемых услуг определяется продолжительностью прекращений передачи электрической энергии и является отношением фактической суммарной продолжительности всех прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг за расчетный период регулирования к максимальному за расчетный период регулирования числу точек присоединения потребителей услуг к электрической сети электросетевой организации.

Таблица 8 – Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций Тюменской области за период 2019 – 2022 гг.

Наименование организации	2019	2020	2021	2022
ПАО «СУЭНКО»	0,9120	0,8983	0,8849	0,8716
АО «Тюменьэнерго»	0,5838	0,5751	0,5664	0,5579
ПАО «ФСК ЕЭС»	0,0339	0,0334	–	–

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 юга Тюменской области на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области в 2014 – 2018 гг.

Таблица 9 – Баланс мощности на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области в 2014 – 2018 гг., МВт

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Суммарное покрытие	1 776,0	1 736,2	1 546,5	1 652,0	1 460,9
в том числе:					
Тюменская ТЭЦ-1	571,0	486,9	555,2	643,0	556,4
Тюменская ТЭЦ-2	751,0	586,3	538,5	557,0	578,0

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	454,0	663,0	452,8	452,0	321,8
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
ГТЭС Южно-Нюрымского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	–	–	–	0,0	4,7
Потребление	1 951,0	1 905,0	1 890,0	1 912,0	2 057,0
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	+175,0	+168,8	+343,5	+260,0	+596,1

Таблица 10 – Баланс электроэнергии за период 2014 – 2018 гг., млн кВт·ч

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Суммарная выработка	10 655,1	10 154,6	9 270,9	10 130,9	10 901,1
ТЭС	10 609,2	10 116,8	9 227,1	10 083,9	10 827,2
Тюменская ТЭЦ-1	3 572,9	3 603,1	3 450,3	3 534,5	3 920,9
Тюменская ТЭЦ-2	4 321,7	3 994,7	3 538,8	4 176,7	4 424,5
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	2 714,6	2 519,0	2 238,0	2 372,7	2 481,8
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	45,9	37,8	42,8	40,0	33,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	–	–	1,0	4,7	5,3
ГТЭС Южно-Нюрымского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	–	–	–	2,3	35,6
Потребление	11 803,3	11 248,1	11 698,0	13 073,7	13 647,5
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	+1 148,2	+1 093,5	+2 427,1	+2 942,8	+2 746,4

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 Западной Сибири в магистральном сетевом комплексе класса напряжения 220 кВ и выше;
- АО «Тюменьэнерго» в распределительных сетях класса напряжения 220 – 0,4 кВ;
- ПАО «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 01.01.2019 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 ⁵ , шт.	Мощность ПС, МВА
По номинальному напряжению			
500 кВ	6	21	3 673,0
220 кВ	7	21	2 129,0
110 кВ	237	447	7 640,4
По эксплуатирующим организациям			
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири	12	59	5 886,4
АО «Тюменьэнерго»	178	311	4 971,4
ПАО «СУЭНКО»	3	6	142,6
Промышленные предприятия	57	113	2 442,0
ВСЕГО	250	489	13 442,4

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)	18	2 375,0
220 кВ	30	1 507,0
110 кВ	205	4 970,2

⁵ Суммарное количество Т/АТ приведено с учетом резервных Т/АТ

Наименование показателя	Кол-во ЛЭП, шт.	Длина, км
По эксплуатирующим организациям		
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири	52	3 883,5
АО «Тюменьэнерго»	199	4 966,5
ПАО «СУЭНКО»	2	2,2
ВСЕГО	253	8 852,2

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	$U_{\text{ном}}$, 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
	Р-1-35	35	1*20
	Р-2-35	35	1*20
	Р-3-35	35	1*20
	Р-4-35	35	1*20
ПС 500 кВ Тобол	Р-500 Тюмень	500	3*60
ПС 500 кВ Тобол	Р-500 Запсиб-1	500	3*60
ПС 110 кВ Вузгородок	КРМ-1	10	1,8

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{\text{ном}}$, кВ	Реактивная мощность, Мвар
ПС 110 кВ Вузгородок	КРМ-2	10	1,8
ПС 110 кВ Вузгородок	КРМ-3	10	1,8
ПС 110 кВ Вузгородок	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 01.01.2019 представлен в таблице 14, а также на рисунке 9.

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 области (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

Энергосистема	Диспетчерское наименование линии
	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

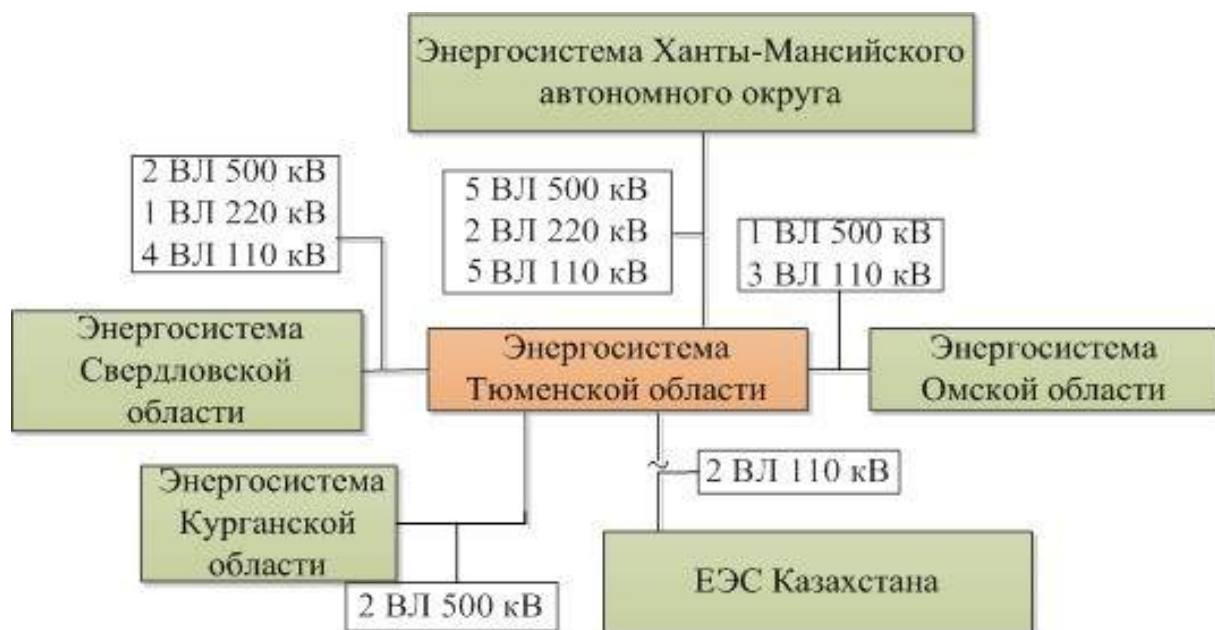


Рисунок 9 – Блок-схема электрических связей энергосистемы Тюменской области с внешними энергосистемами

Для исключения перегрузки ЛЭП нормально разомкнуты следующие транзиты:

- транзит 110 кВ Ожогоино – 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 рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня. При выполнении расчетов и анализа электрических режимов температура воздуха для зимнего периода принята минус 5⁰С, для летнего периода – плюс 25⁰С.

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Тюменской области во всех рассматриваемых электроэнергетических режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузок на период 2018 года параметры режима находятся в области допустимых значений.

1.13 Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети

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

1.14 Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети

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.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтной схеме применяются следующие схемно-режимные мероприятия:

- секционирование сети 220 кВ, 110 кВ;
- увеличение/снижение генерирующей мощности электростанциями;
- изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов;
- перевод отключенных элементов сети на оставшуюся в работе СШ 110 кВ и выше (в ПАР отключения одной из СШ) в случае возможности реализации данного мероприятия в течение 20 минут.

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.

2 Прогноз развития электрогенерирующего и электросетевого комплекса Тюменской области на 2020 – 2024 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 «Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года» ставит перед отраслью электроэнергетики следующие задачи:

- надежное и качественное электроснабжение потребителей на территории Тюменской области;
- развитие систем электроснабжения в муниципальных образованиях Тюменской области;
- реконструкция и техническое перевооружение электросетевого хозяйства.

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

- ввод в эксплуатацию новых энергетических мощностей на генерирующих станциях Тюменской области, развитие малой энергетики для энергоснабжения нефтегазового комплекса;
- развитие электросетевого комплекса в соответствии с генеральными планами развития населенных пунктов;
- 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;
- разработка оптимальной тарифной политики в увязке с базовыми решениями Правительства Российской Федерации.

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 «Тюменьэнерго» в 2018 году (факт) и на период 2019 – 2024 годов (план).

Таблица 15 – Отпуск электроэнергии из распределительных сетей АО «Тюменьэнерго» в 2018 году (факт) и на период 2019 – 2024 гг. (план), млн кВт·ч

№	Наименование ЭС	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Тюменские распределительные Сети	8 557,0	8 535,0	8 520,0	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 2019 – 2024 годов в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

– ООО «РН-Уватнефтегаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «РН-Уватнефтегаз» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» планируется присоединение объектов электросетевого хозяйства (ПС 220 кВ Пихтовая с двухцепной ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая I, II цепь, ПС 220 кВ Лянтинская с двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая I, II цепь, ПС 220 кВ Протозановская с заходами одной цепи двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая I, II цепь) с максимальной мощностью 126 МВт (переток по ВЛ 220 кВ Демьянская-Пихтовая I, II цепь).

– ООО «СИБИНТЭК», Варягское месторождение нефти Пограничного лицензионного участка по адресу: Варягское 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 к ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7.

– индустриальный парк в районе п. Богандинский Тюменского муниципального района. Максимальная мощность энергопринимающих устройств данного комплекса составляет 20,08 МВт в соответствии с

техническим условиями на технологическое присоединение. Электроснабжение промышленного парка планируется от ПС 110 кВ ЖБИ (замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА).

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

– в соответствии с действующими техническими условиями предусмотрено технологическое присоединение следующих потребителей к вновь сооружаемой ПС 110/10 кВ Причал:

- ПАО «СУЭНКО» с максимальной мощностью 8 521,0 кВт, в том числе за счет присоединения новых объектов потребителей электроэнергии и перераспределения нагрузки существующих потребителей, и 4 917,0 кВт для присоединения новых энергопринимающих устройств, расположенных в районе ул. Тобольский тракт г. Тюмень;

- ООО «Газпром энерго» с мощностью 4 837,0 кВт (перевод РП 10 кВ «Коттеджи» на ПС 110/10 кВ Причал с ранее согласованной мощностью 3 700,0 кВт и новые потребители).

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 2019 – 2024 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:

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

2.2.2.2 Умеренно-оптимистический вариант развития

В рамках умеренно-оптимистического варианта развития сетей энергосистемы Тюменской области приведены данные, полученные от государственных органов исполнительной власти, муниципальных образований, а также крупных потребителей электрической энергии, о планируемых к вводу потребителях. Ниже приведена информация о наиболее крупных, планируемых к вводу, потребителях:

– планируется освоение 50-ти земельных участков в г. Тюмени и Тюменском районе. Карта-схема освоения жилых микрорайонов

г. Тюмени и информация о планируемой нагрузке земельных участков приведены на рисунке 10 и в таблице 16;

– по данным АО «Агентство по ипотечному жилищному кредитованию по Тюменской области» в период 2018 – 2025 годов планируется освоение земельных участков ГП-6 и ГП-7, общей площадью 315 га, расположенных в Московском муниципальном образовании Тюменского района Тюменской области со строительством жилой комплексной застройки общей ориентировочной площадью 2 520 тыс. кв. м. жилья и общей электрической нагрузкой 47,876 МВт⁶;

– ООО «Руском» планирует осуществить строительство комплекса по выращиванию и переработке индейки, общая мощность присоединяемых объектов согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 15,28 МВт.

– ООО «Тюменский завод ферросплавов» планирует осуществить строительство завода ферросплавов общей мощностью 5,5 МВт от ПС 110/10 кВ Монтажная. В перспективе планы по увеличению мощности до 30 МВт.

– по данным Администрации Омутинского муниципального района Тюменской области в с. Омутинское, с. Вагай и с. Шабаново планируется ввод энергопринимающих устройств социального и производственного характера суммарной мощностью 3,61 МВт;

Информация раздела **«Умеренно-оптимистический вариант развития»** приведена справочно. Расчеты электроэнергетических режимов на период 2019 – 2024 годы в рамках умеренно-оптимистического варианта развития не выполняются.

Необходимость реализации мероприятий для обеспечения технологического присоединения указанных выше объектов, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и пр.

⁶ Электроснабжение энергопринимающих устройств, расположенных на земельных участках ГП-6 и ГП-7, с учетом территориального расположения предусматривается осуществить от вновь сооружаемой ПС 110 кВ Молодежная

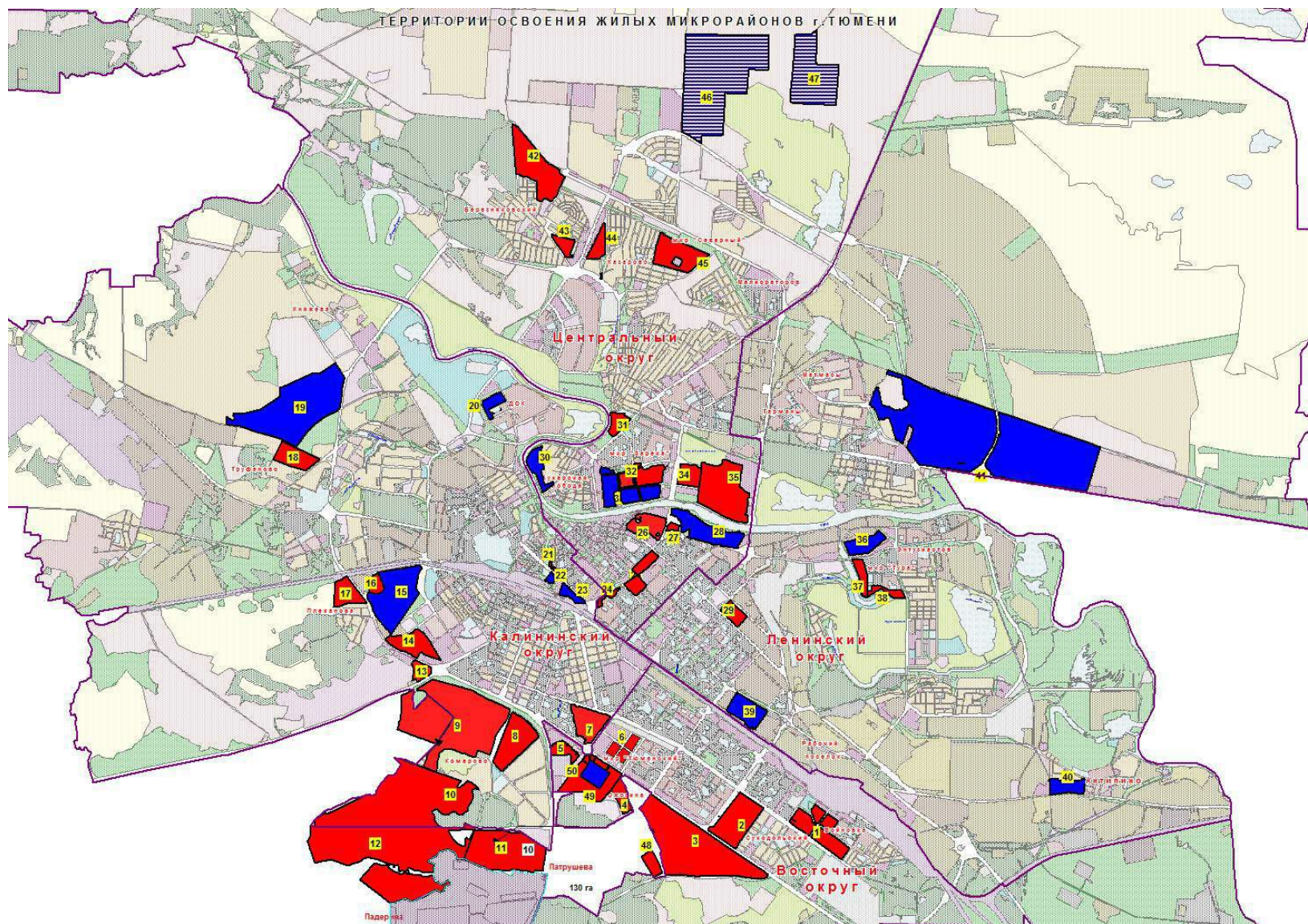


Рисунок 10 – Карта-схема освоения жилых микрорайонов г. Тюмени

Таблица 16 – Данные о планах по освоению жилых микрорайонов г. Тюмени

Наименование площадки	№ земельного участка	Площадь земельного участка, га	Тип застройки	Площадь (тыс.м2)		Численность населения, тыс.чел	Планируемая нагрузка, МВт
				жилая	нежилая		
1	2	3	4	5	6	7	8
Первоочередное освоение (до 2020 года)							
Территория мкр. Войновка	1	65	Многоэтажные жилые дома	780		26	23,2
Территория в р-не д. Ожогина, – мкр. Суходолье	2	60	Многоэтажные жилые дома	720		24	21,4
	3	215	Среднеэтажные жилые дома	2500		86	74,3
	48	14	Малоэтажные жилые дома	16		0,64	0,5
Территория в районе ул. Мельникайте – Федюнинского	4	19	Среднеэтажные жилые дома	60		1,667	1,8
	5	19	Среднеэтажные жилые дома	80,69		1,61	2,4
	6	19	Многоэтажные жилые дома	232,8		7,76	6,9
	7	35	Многоэтажные жилые дома	420		14	12,4
	49	63	Общественно-деловая застройка		70		11,2
Территория в районе д. Комарово – Падерина	8	68	Индивидуальная жилая застройка	85		1,632	1,0
	9	305	Многоэтажные жилые дома	2700		90	80,3
	10	315	этажность 8-16	2520		84	47,9
	11	141	Переменная, до 7 этажей	1050		30	31,2
	12	374	Индивидуальная жилая застройка	291,5		7,78	5,2
Территория в границах ул. Обьездная дорога – Московский тракт	13	14	Многоэтажные жилые дома	168		5,6	4,9
	14	75	Многоэтажные жилые дома	900		30	26,7
Территория в р-не д. Плеханова, а/п Плеханово	16	8	Многоэтажные жилые дома	130		3,5	3,8
	17	30	Индивидуальная жилая застройка	21,9		0,55	0,4
Территория в границах ул. Обьездная дорога-Тюмень – Луговое автодорога (р-н д. Труфаново)	18	26	Малоэтажные жилые дома	36		0,63	1,0

Наименование площадки	№ земельного участка	Площадь земельного участка, га	Тип застройки	Площадь (тыс.м2)		Численность населения, тыс.чел	Планируемая нагрузка, МВт
				жилая	нежилая		
1	2	3	4	5	6	7	8
Территория в районе ул. Привокзальной	21	1	Многоэтажные жилые дома	14,4		0,48	0,4
Территория вдоль ул. Профсоюзной, центральная часть	24	5	Общественно-деловая застройка		50		8.0
	25	26	Многоэтажные жилые дома	312		10,4	9,2
	26	32	Многоэтажные жилые дома	300		10	8,9
	27	4	Общественно-деловая застройка (ТЦ)		10		1,6
Территория в границах ул. Одесская-Харьковская – 50 лет Октября	29	18	Многоэтажные жилые дома	213,6		7,2	6,3
Территория в районе ул. Щербакова, Газовиков, Эрвье	31	16	Общественно-деловая застройка		25		4.0
	32	38	Многоэтажные жилые дома	454,8		15,16	13,5
Территория в границах ул. Алебашевская – Мельникайте (р-н оз. Алебашево)	34	25	Общественно-деловая застройка (ТРЦ)		100		16.0
	35	122	Многоэтажные жилые дома	1200		40	35,7
Территория в районе ул. Дамбовская – Лесопарковая – Западносибирская (мкр. Тура)	37	12	Многоэтажные жилые дома	145		4,8	4,3
	38	10	Многоэтажные жилые дома	90		3	2,6
Территория в районе п. Березняки, Казарово, мкр. Северный	42	95	Индивидуальная жилая застройка	108		2,16	1,3
	43	15	Индивидуальная жилая застройка	18		0,36	0,2
	44	18	Индивидуальная жилая застройка	21,6		0,432	0,3
	45	63	Индивидуальная жилая застройка	63		1,26	0,9
Перспективное освоение (с 2020 года)							
Территория в границах ул. Интернациональная-Объездная дорога	15	109	Общественно-деловая застройка		1090		174,4
Территория в границах ул. Объездная дорога – Тюмень – Луговое автодорога	19	232	Индивидуальная жилая застройка	240		4,8	3,2

Наименование площадки	№ земельного участка	Площадь земельного участка, га	Тип застройки	Площадь (тыс.м2)		Численность населения, тыс.чел	Планируемая нагрузка, МВт
				жилая	нежилая		
1	2	3	4	5	6	7	8
Территория мкр. Док	20	13	Многоэтажные жилые дома	156		5,2	4,6
Территория в р-не ул. Запольной	22	4	Общественно-деловая застройка		37		5,9
	23	10	Общественно-деловая застройка		100		16
Территория в районе ул. Профсоюзной – Мельникайте (прибрежная часть р. Туры)	28	63	Многоэтажные жилые дома	522,6		17	15,5
Территория мкр. Заречный	30	23	Общественно-деловая застройка		229		36,6
	33	54	Многоэтажные жилые дома	642		21,4	19
Территория ул. Дамбовская, мкр. Тура	36	28	Многоэтажные жилые дома	332,4		11,08	9,8
Территория в границах ул. Республики – Воровского, 50 лет ВЛКСМ	39	39	Многоэтажные жилые дома	360		12	10,7
Территория в р-не п. Антипино	40	24	Многоэтажные жилые дома	180		6	5,3
Территория в р-не Тобольского тракта (10 – 12 км)	41	668	Многоэтажные жилые дома	4500		150	133,8
Территория в районе ул. Мельникайте – Федюнинского	50	25	Общественно-деловая застройка (ТРЦ)		100		16
Зарезервировано для целей жилищного строительства							
Территория Велижанского тракта и ул. Объездная дорога (северная часть)	46	330	Индивидуальная жилая застройка	315		6,5	4,6
	47	131	Для садоводства и огородничества	70		2,5	0,7

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 2019 – 2024 гг. (базовый вариант).

Таблица 17– Перспективный баланс электроэнергии по территории Тюменской области на период 2019 – 2024 гг., млн кВт·ч

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Электропотребление	14 735,0	15 610,0	15 645,0	15 910,0	16 385,0	16 785,0
Суммарная выработка электростанций	10 559,6	10 560,8	11 930,6	12 022,3	12 025,3	12 025,3
в том числе по электростанциям:						
Тюменская ТЭЦ-1	3 853,0	3 853,0	3 853,0	3 853,0	3 853,0	3 853,0
Тюменская ТЭЦ-2	4 300,0	4 300,0	4 300,0	4 300,0	4 300,0	4 300,0
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	2 345,4	2 345,4	3 713,2	3 804,9	3 804,9	3 804,9
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ГТЭС Южно- Нюрымского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	31,2	32,4	34,4	34,4	37,4	37,4
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	+4 175,4	+5 049,2	+3 714,4	+3 887,7	+4 359,7	+4 759,7

Таблица 18 – Перспективный баланс мощности по территории Тюменской области на период 2019 – 2024 гг., МВт

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Суммарное потребление мощности	2 255,0	2 380,0	2 395,0	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»)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	+108,1	+233,1	+248,1	+323,1	+398,1	+453,1

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 2019 – 2024 годов на основании базового варианта развития энергосистемы Тюменской области.

Данные о прогнозном электропотреблении крупных потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона, на период до 2024 года приведены в таблице 21.

Таблица 19 – Прогноз электропотребления по территории Тюменской области на период 2019 – 2024 гг.

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Электро- потребление, млн кВт·ч	14 735,0	15 610,0	15 645,0	15 910,0	16 385,0	16 785,0
Среднегодовые темпы прироста электро- потребления, %	+8,0	+5,9	+0,2	+1,7	+3,0	+2,4

Таблица 20 – Прогноз максимума нагрузки по территории Тюменской области на период 2019 – 2024 гг.

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Максимум нагрузки, МВт	2 255,0	2 380,0	2 395,0	2 470,0	2 545,0	2 600,0
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки, %	+9,6	+5,5	+0,6	+3,1	+3,0	+2,2

Таблица 21 – Прогноз потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями на территории Тюменской области на период до 2024 года, млн кВт·ч

Наименование потребителя		2019	2020	2021	2022	2023	2024
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	Э _{потр} , млн кВт·ч	1 145,0	1 145,0	1 145,0	1 145,0	1 145,0	1 145,0
	P _{max} , МВт	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0
ООО «ЗапСибНефтехим»	Э _{потр} , млн кВт·ч	650,0	1 826,2	2 144,9	2 144,9	2 144,9	2 144,9
	P _{max} , МВт	134,8	260,0	272,0	272,0	272,0	272,0
ООО «СИБУР Тобольск»	Э _{потр} , млн кВт·ч	1 118,0	1 147,8	1 177,0	1 263,0	1 263,0	1 263,0
	P _{max} , МВт	127,6	131,0	134,4	144,2	144,2	144,2
АО «Антипинский НПЗ»	Э _{потр} , млн кВт·ч	388,2	449,0	448,3	448,3	448,3	448,3
	P _{max} , МВт	54,2	55,8	55,8	55,8	55,8	55,8
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	280,3	549,4	703,3	716,9	826,2	1 291,2
	P _{max} , МВт	44,5	74,7	98,3	89,4	99,6	147,4
ООО «РН-Уватнефтегаз» (электроснабжение добывающих скважин и объектов инфраструктуры с буровыми установками)	Э _{потр} , млн кВт·ч	310,3	621,3	773,0	799,3	892,8	1 422,6
	P _{max} , МВт	51,3	84,9	108,5	101,2	109,8	162,4
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	Э _{потр} , млн кВт·ч	499,3	514,3	530,3	549,3	567,3	567,3
	P _{max} , МВт	67,5	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2
АО «Транснефть – Сибирь»	Э _{потр} , млн кВт·ч	1 171,1	1 171,1	1 171,1	1 171,1	1 171,1	1 171,1
	P _{max} , МВт	149,7	149,7	149,7	149,7	149,7	149,7

На рисунках 11 и 12 представлены график изменения установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребителей на территории энергосистемы Тюменской области в период 2014 – 2024 годов и график изменения выработки электростанциями и

потребления электроэнергии по территории энергосистемы Тюменской области в период 2014 – 2024 годов соответственно.

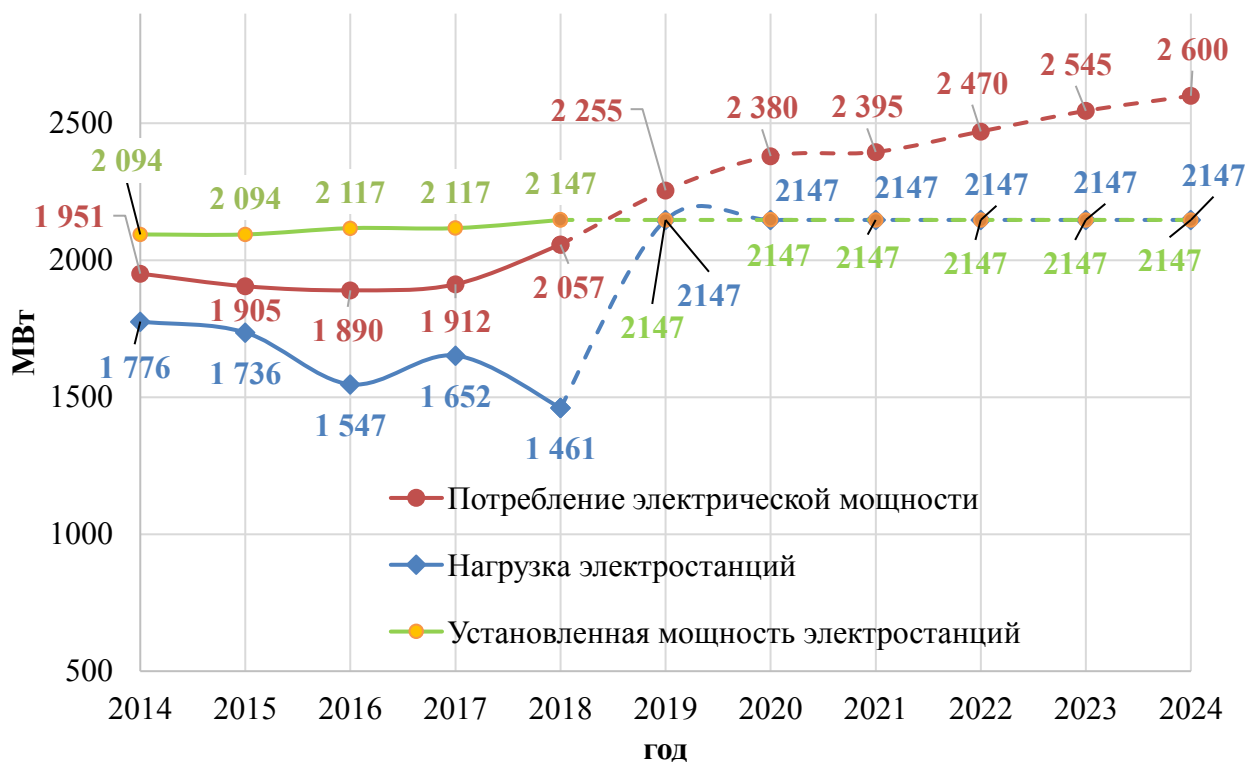


Рисунок 11 – Изменение установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребления по территории Тюменской области в период 2014 – 2024 годов



Рисунок 12 – Изменение выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории Тюменской области в период 2014 – 2024 годов

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

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 гг. ввод и вывод из эксплуатации генерирующих объектов и генерирующего оборудования на территории Тюменской области с высокой вероятностью реализации в период 2019 – 2025 гг. не предусмотрено.

2.6 Анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше на период 2019 – 2024 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 2019 – 2024 годов.

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

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630⁷.

При выполнении расчётов электрических режимов энергосистемы Тюменской области температура воздуха принята с учётом положений правил устройства электроустановок (ПУЭ), а также строительных норм и правил «Строительная климатология» СНиП 23-01-99. Согласно СНиП 23-01-99, максимальная среднемесячная температура воздуха Тюменской области, соответствующая зимнему периоду, равна минус 13,7°C, а средняя максимальная температура наиболее теплого месяца равна плюс 24°C. Согласно п.2.5.51 ПУЭ, температура воздуха для зимних периодов принята равной минус 5°C, а для летних периодов плюс 25°C.

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.

⁷ 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.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области на перспективу развития 2019 – 2024 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы и технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Во всех нормальных режимах перспективного периода 2019 – 2024 годов уровни напряжения в узлах 110 кВ и выше и токовая загрузка электросетевого оборудования 110 кВ и выше находятся в области допустимых значений.

2.7 Расчет и анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети

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

2.8 Расчет и анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети

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.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтной схеме возможно применение следующих схемно-режимных мероприятий:

- секционирование сети 220 кВ, 110 кВ;
- увеличение/снижение генерирующей мощности электростанциями;
- изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов;
- перевод отключенных элементов сети на оставшуюся в работе СШ 110 кВ и выше (в ПАР отключения одной из СШ) в случае возможности реализации данного мероприятия в течение 20 минут.

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.

2.9 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. В таблице 22 представлена информация о текущей загрузке центров питания 110 кВ энергосистемы Тюменской области на основании контрольных замеров нагрузок 2018 года, а также данные о приростах мощности и расчетной загрузке центров питания на период 2019 – 2024 годов.

Таблица 22 – Сведения о текущем и планируемом потреблении мощности по подстанциям 110 кВ энергосистемы Тюменской области с учетом технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
											2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ИшимЭ Р	Абатск (максимальная нагрузка была зафиксирована в зимний замер 2016 года и составила 7,7 МВА)	110/10	1Т	10	6.3	5.0	4.3	3.7	2.8		0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
		110/10	2Т	6.3																		
ИшимЭ Р	Аптула	110/10	1Т	6.3	6.3	0.5	0.4	0.4	0.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
ИшимЭ Р	Аромашево	110/10	1Т	10	10	3.2	2.8	2.2	1.7	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
		110/10	2Т	10																		
ИшимЭ Р	Балаганы	110/10	1Т	6.3	6.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ИшимЭ Р	Банниково	110/10	1Т	6.3	6.3	0.5	0.3	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
ИшимЭ Р	Безруково	110/10	1Т	25	25	1.4	1.8	2.0	1.7	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
		110/10	2Т	25																		
ИшимЭ Р	Бердюжье	110/35/10	1Т	10	10	5.1	3.9	3.7	3.1	-	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
		110/35/10	2Т	10																		
ИшимЭ Р	Березовка	110/10	1Т	6.3	6.3	0.5	0.6	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
ИшимЭ Р	Быструха	110/10	1Т	2.5	2.5	0.6	0.5	0.4	0.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА					Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
ИшимЭ Р	Викулово	110/35/10	1Т	10	10	6.2	4.4	4.1	3.1	-	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
		110/35/10	2Т	10																		
ИшимЭ Р	Вознесенка	110/10	1Т	10	10	5.2	5.1	2.6	2.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
		110/10	2Т	10																		
ИшимЭ Р	Выстрел	110/10	1Т	2.5	2.5	0.2	0.2	0.1	0.1	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
ИшимЭ Р	Вяткино	110/10	1Т	2.5	2.5	0.4	0.4	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ИшимЭ Р	Гагарино	110/10	1Т	6.3	6.3	1.9	1.6	1.4	1.2	-	1.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
ИшимЭ Р	Гладилово	110/10	1Т	6.3	6.3	0.7	0.7	0.5	0.5	-	0.02	0.00	4.99	0.00	0.00	0.00	0.7	0.7	5.7	5.7	5.7	5.7
		110/10	2Т	6.3																		
ИшимЭ Р	Горбуново	110	1Т	6.3	6.3	0.5	0.4	0.5	0.5	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
ИшимЭ Р	Дорожная	110/10	1Т	25	25	1.7	0.6	1.4	3.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
		110/10	2Т	25																		
ИшимЭ Р	Дубынка	110/10	1Т	6.3	6.3	0.9	0.8	0.5	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
ИшимЭ Р	Евсино	110/10	1Т	6.3	6.3	0.4	0.4	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ИшимЭ Р	Ермаки	110/10	1Т	6.3	6.3	0.4	0.3	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ИшимЭ Р	Желнино	110/10	1Т	2.5	2.5	0.5	0.6	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА					Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
ИшимЭР	Земляная	110/10	1Т	6.3	6.3	0.7	0.4	0.4	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
ИшимЭР	Ильинка	110/10	1Т	2.5	2.5	1.6	1.1	0.9	0.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
		110/10	2Т	6.3																		
ИшимЭР	Истошино	110/10	1Т	6.3	6.3	0.3	0.3	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ИшимЭР	Казанка	110/35/10	1Т	16	16	8.8	8.0	6.1	4.0	-	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
		110/35/10	2Т	16																		
ИшимЭР	Камышенка	110/10	1Т	6.3	6.3	0.5	0.5	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
ИшимЭР	Карасуль	110/10	1Т	6.3	6.3	1.8	1.6	1.5	1.2	-	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
		110/10	2Т	6.3																		
ИшимЭР	Каратаевка	110/10	1Т	2.5	2.5	0.4	0.4	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
		110/10	2Т	2.5																		
ИшимЭР	Каргалы	110/10	1Т	2.5	2.5	0.4	0.4	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ИшимЭР	Колос	110/35/10	1Т	10	10	3.3	1.9	3.0	2.6	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
		110/35/10	2Т	10																		
ИшимЭР	Коркино	110/10	1Т	25	25	6.8	3.0	6.2	4.0	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
		110/10	2Т	25																		
ИшимЭР	Кротово	110/10	1Т	6.3	2.5	0.5	0.5	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
		110/10	2Т	2.5																		
ИшимЭР	Ламенка	110/10	1Т	6.3	6.3	1.5	1.3	1.3	1.1	-	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА						Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА								
						МВА	МВА	МВА	МВА																	
ИшимЭ Р	Лапино	110/10	1Т	10	10	2.3	2.3	2.3	2.3	-	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4				
		110/10	2Т	10																						
ИшимЭ Р	Лариха	110/10	1Т	2.5	2.5	1.0	1.0	0.8	0.7	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0				
		110/10	2Т	6.3																						
ИшимЭ Р	Лотовка	110/10	1Т	2.5	2.5	0.1	0.1	0.1	0.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1				
ИшимЭ Р	М.Остров	110/10	1Т	25	25	2.5	3.3	2.8	1.3	-	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3				
		110/10	2Т	25																						
ИшимЭ Р	Майка	110/10	1Т	25	25	2.3	1.9	3.6	1.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6				
		110/10	2Т	25																						
ИшимЭ Р	Малышенка	110/10	1Т	6.3	6.3	1.1	1.0	0.5	0.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1				
ИшимЭ Р	Маслянка	110/10	1Т	6.3	6.3	1.5	1.4	1.0	1.0	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6				
		110/10	2Т	6.3																						
ИшимЭ Р	Менжинка	110/10	1Т	2.5	2.5	0.5	0.5	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5				
ИшимЭ Р	Н.Андреевская	110/10	1Т	25	25	0.5	0.4	2.2	0.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2				
		110/10	2Т	25																						
ИшимЭ Р	Н.Локти	110/10	1Т	2.5	2.5	0.7	0.7	0.8	0.7	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8				
		110/10	2Т	6.3																						
ИшимЭ Р	Н.Петрово	110/10	1Т	10	10	9.5	9.5	4.2	3.8	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5				
		110/10	2Т	10																						
ИшимЭ Р	Никольская	110/10	1Т	25	25	1.3	1.5	1.6	1.6	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6				
		110/10	2Т	25																						

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						МВА	МВА	МВА	МВА		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
					ИшимЭ Р	Октябрь	110/10	1Т	25	25	1.6	1.5	2.7	0.7	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.7
110/10	2Т	25																				
ИшимЭ Р	Омская	110/10	1Т	16	16	0.2	0.2	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
		110/10	2Т	16																		
ИшимЭ Р	Опеновка	110/10	1Т	16	16	0.9	1.3	1.6	1.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
		110/10	2Т	16																		
ИшимЭ Р	Ощепково	110/10	1Т	3.2	2.5	0.6	0.6	0.4	0.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
		110/10	2Т	2.5																		
ИшимЭ Р	Памятных	110/10	1Т	10	10	6.7	5.5	5.7	4.8	-	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
		110/10	2Т	10																		
ИшимЭ Р	Песьяново	110/10	2Т	2.5	2.5	0.4	0.4	0.4	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
		110/10	1Т	2.5																		
ИшимЭ Р	Петухово	110/10	1Т	25	25	2.4	3.0	1.7	3.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
		110/10	2Т	25																		
ИшимЭ Р	Пинигино	110/10	1Т	2.5	2.5	0.2	0.2	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
ИшимЭ Р	Поддубровное	110/10	1Т	6.3	6.3	0.3	0.2	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ИшимЭ Р	Прокутка	110/10	1Т	6.3	6.3	0.6	0.5	0.4	0.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
ИшимЭ Р	Равнец	110/10	1Т	6.3	6.3	0.4	0.4	0.4	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ИшимЭ Р	Скакуново	110/10	1Т	25	25	1.4	1.7	1.5	1.9	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
		110/10	2Т	25																		

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС				Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА											
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
ИшимЭ Р	Сладково	110/35/10	1Т	10	10	2.8	2.3	1.9	1.4	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
		110/35/10	2Т	10																		
ИшимЭ Р	Сорокино	110/10	1Т	6.3	6.3	3.5	3.3	2.4	2.1	-	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
		110/10	2Т	6.3																		
ИшимЭ Р	Степная	110/10	1Т	25	25	2.1	1.9	1.8	2.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
		110/10	2Т	25																		
ИшимЭ Р	Стрехнино	110/10	1Т	10	10	7.9	6.1	6.5	6.1	-	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
		110/10	2Т	10																		
ИшимЭ Р	Тушнолобово	110/10	1Т	6.3	6.3	0.7	0.7	0.6	0.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
ИшимЭ Р	Челюскинцы	110/10	1Т	6.3	6.3	0.4	0.3	0.3	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ИшимЭ Р	Ченчерь	110/10	1Т	6.3	6.3	0.3	0.3	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ИшимЭ Р	Юбилейная	110/10	1Т	6.3	6.3	0.6	0.6	0.6	0.6	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
		110/10	2Т	6.3																		
ИшимЭ Р	Яровское	110/10	1Т	6.3	6.3	0.1	0.2	0.4	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ТобЭР	Абалак	110/6	1Т	6.3	6.3	1.7	1.7	1.2	1.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
		110/6	2Т	6.3																		
ТобЭР	Аремзяны	110/6	1Т	10	10	0.0	0.2	0.0	0.0	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
		110/6	2Т	10																		
ТобЭР	Байкалово	110/10	1Т	6.3	6.3	2.0	1.8	1.0	0.8	-	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
		110/10	2Т	6.3																		

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА						Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018	2019		2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
						МВА	МВА	МВА	МВА														
ТобЭР	Башково	110/10	1Т	10	6.3	3.5	2.5	1.9	1.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	
		110/10	2Т	6.3																			
ТобЭР	Бегишево	110/35/10	1Т	6.3	6.3	1.6	1.3	0.4	0.4	-	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	
		110/35/10	2Т	6.3																			
ТобЭР	Блинниково	110/10	1Т	2.5	2.5	0.6	0.6	0.0	0.2	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	
ТобЭР	Волгинская	110/10	1Т	25	25	16.3	13.9	7.8	5.1	-	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	
		110/10	2Т	25																			
ТобЭР	ВОС	110/6	1Т	6.3	6.3	0.6	0.7	1.2	1.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
		110/6	2Т	6.3																			
ТобЭР	Вузгородок	110/10/10	1Т	25	25	3.4	1.5	4.8	2.6	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	
		110/10/10	2Т	25																			
ТобЭР	Горная	110/10/10	1Т	40	40	9.0	9.0	33.1	24.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33.1	33.1	33.1	33.1	33.1	33.1	
		110/10/10	2Т	40																			
ТобЭР	ГПП-3	110/10	1Т	63	63	12.0	20.4	20.6	20.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	
		110/10	2Т	63																			
ТобЭР	Епанчинский водозабор	110/10	1Т	2.5	2.5	1.9	1.9	0.8	0.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	
ТобЭР	ЗапСиб-2	110	1Т	25	25	17.4	12.1	21.4	14.9	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	21.4	
		110	2Т	25																			
ТобЭР	Затон	110/10	1Т	6.3	6.3	1.0	1.0	0.7	0.6	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	
		110/10	2Т	10																			
ТобЭР	ЗКСМ	110/10	1Т	2.5	2.5	0.1	0.1	0.1	0.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
ТобЭР	Знаменская	110/10	1Т	16	16	4.4	4.3	2.7	2.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						МВА	МВА	МВА	МВА		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		110/10	2Т	16																		
ТобЭР	Ингаир	110/10	1Т	2.5	2.5	0.7	0.1	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
ТобЭР	Кальча	110/35/10	1Т	40	40	13.5	13.4	10.7	10.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
		110/35/10	2Т	40																		
ТобЭР	Кедровая	110/10	1Т	6.3	6.3	3.0	2.4	1.2	0.9	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	Кирсарай	110/10	1Т	6.3	6.3	2.0	1.9	1.2	0.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	КОС	110/10	1Т	6.3	6.3	4.3	3.9	2.4	2.4	-	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	Косач	110/10	1Т	6.3	6.3	3.4	2.7	1.8	1.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	КС-7	110/10/10	1Т	63	63	29.6	27.9	24.7	25.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29.6	29.6	29.6	29.6	29.6	29.6
		110/10/10	2Т	63																		
ТобЭР	КС-8	110/10	1Т	6.3	6.3	1.5	1.9	1.5	1.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	КС-9	110/10/10	1Т	63	189	40.7	40.7	37.2	37.9	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7
		110/10/10	2Т	63																		
		110/10/10	3Т	63																		
		110/10/10	4Т	63																		
ТобЭР	Кутарбитка	110/10	1Т	6.3	6.3	0.7	0.6	0.4	0.4	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	Маслово	110/10	1Т	2.5	2.5	0.7	0.7	0.7	0.5	-	1.24	1.66	0.00	0.00	0.00	0.00	2.0	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
											2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		110/10	нет Т2	нет Т2																		
ТобЭР	Менделеево	110/10/10	1Т	40	40	13.4	13.4	28.2	19.6	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2
		110/10/10	2Т	40																		
ТобЭР	Митькино	110/10	1Т	2.5	2.5	0.8	0.8	0.3	0.3	-	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
ТобЭР	Муген	110/6	1Т	10	10	3.2	3.1	0.2	3.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
		110/6	2Т	10																		
ТобЭР	Нелым	110/10	1Т	2.5	2.5	0.1	0.1	0.1	0.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
ТобЭР	Нюрымская	110	1Т	16	16	9.0	8.7	6.3	5.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
		110	2Т	16																		
ТобЭР	Речпорт	110/10	1Т	10	10	5.3	4.6	3.1	4.2	-	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
		110/10	2Т	16																		
ТобЭР	Семаково	110/10	2Т	16	16	0.8	0.5	0.6	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
ТобЭР	Сетово	110/10/10	1Т	40	40	14.9	8.8	26.4	20.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5
		110/10/10	2Т	40																		
ТобЭР	Стройбаза	110/10	1Т	16	16	2.7	2.1	1.8	1.0	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
		110/10	2Т	25																		
ТобЭР	Сумкино	110/10	1Т	6.3	6.3	4.1	3.9	2.3	2.0	-	0.07	1.61	0.00	0.00	0.00	0.00	4.1	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
		110/10	2Т	10																		
ТобЭР	Сырьевая	110/10/10	1Т	32	32	12.6	12.0	11.3	12.9	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9
		110/10/10	2Т	32																		
ТобЭР	Татарка	110/6	1Т	10	12.5	8.8	8.5	7.8	7.5	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
		110/6	2Т	10																		
		110/10	3Т	2.5																		

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА					Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
ТобЭР	Тобольская	110/35/10	1Т	25	50	18.5	11.4	15.6	10.3	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6
		110/35/10	2Т	25																		
		110/10	3Т	25																		
ТобЭР	Туртас	110/10	1Т	6.3	6.3	4.2	2.9	2.3	1.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	Уват	110/6	1Т	10	10	3.4	3.3	0.2	3.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
		110/6	2Т	10																		
ТобЭР	Ульяновская	110/35/10	1Т	10	10	7.3	6.4	2.3	1.6	-	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
		110/35/10	2Т	10																		
ТобЭР	Ушарово	110/10	1Т	6.3	6.3	0.4	0.4	0.2	0.2	-	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ТобЭР	Чернаковская	110/10	1Т	2.5	2.5	0.6	0.6	0.3	0.2	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
ТобЭР	Шестаково	110/10	1Т	6.3	6.3	1.8	1.7	1.0	1.0	-	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	Юровская	110/10	1Т	6.3	6.3	0.7	0.8	0.3	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
		110/10	2Т	6.3																		
ТобЭР	УПСВ Варяг мр (новая)	110	1Т	10	10	0.0	0.0	0.0	0.0	-	7.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
		110	2Т	10																		
ТюмЭР	Алебашево	110/10	1Т	40	40	27.5	14.4	19.1	9.9	-	1.92	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	29.5	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9
		110/10	2Т	40																		
ТюмЭР	Антипино	110/10	1Т	25	25	10.1	6.1	5.7	6.2	-	3.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9
		110/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Бачкун	110/10	1Т	40	40	7.4	0.9	26.5	13.8	-	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5
		110/10	2Т	40																		

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
											2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
											МВА	МВА	МВА	МВА								
ТюмЭР	Березняки	110/10	1Т	40	40	6.4	5.2	0.2	0.2	-	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
		110/10	2Т	40																		
ТюмЭР	Борки	110/10	1Т	6.3	6.3	2.8	2.2	0.0	0.0	-	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
ТюмЭР	Боровое	110/10	1Т	16	32	14.4	10.7	10.6	10.4	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
		110/10	2Т	16																		
		110/10	3Т	16																		
ТюмЭР	Бурдун	110/10	1Т	40	40	25.5	13.5	17.4	10.0	-	1.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.1	27.1	27.1	27.1	27.1	27.1
		110/10	2Т	40																		
ЮжнЭР	Велижаны	110/35/10	1Т	16	16	5.6	5.1	6.7	5.5	-	1.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
		110/35/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Винзили	110/10	1Т	16	16	8.3	6.9	9.0	5.7	-	1.44	1.30	0.00	0.00	0.00	0.00	10.5	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Водогрейная	110/6	1Т	16	16	0.7	0.6	0.8	0.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
		110/6	2Т	16																		
ТюмЭР	Водозабор	110/6	1Т	2.5	2.5	0.6	0.6	0.4	0.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
		110/6	2Т	2.5																		
ТюмЭР	Войновка	110/10	1Т	25	25	12.2	10.1	10.9	6.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
		110/10	2Т	25																		
ТюмЭР	Горьковка	110/10	1Т	16	16	9.8	8.5	2.5	2.2	-	1.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Граничная	110/10	1Т	40	40	23.9	12.0	16.7	9.5	-	1.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3
		110/10	2Т	40																		

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Uном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018 МВА	зимний минимум 02-00 19.12.2018 МВА	летний максимум 10-00 20.06.2018 МВА	летний минимум 03-00 20.06.2018 МВА	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
											2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ТюмЭР	Гужевое	110/10	1Т	16	16	2.6	3.3	4.5	2.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Домостроительная	110/10	1Т	25	25	7.0	4.7	3.4	3.1	-	14.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5
		110/10	2Т	25																		
ТюмЭР	Ембаево	110/10	1Т	16	16	6.3	4.8	2.2	1.7	-	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	ЖБИ	110/10	1Т	10	25	4.0	3.8	3.9	3.6	-	2.15	7.42	11.69	0.00	0.00	0.00	6.1	13.6	25.2	25.2	25.2	25.2
		110/10	2Т	10																		
ТюмЭР	Загородная	110/10	1Т	40	40	33.0	16.5	25.2	12.4	-	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33.1	33.1	33.1	33.1	33.1	33.1
		110/10	2Т	40																		
ТюмЭР	Западная	110/35/10	1Т	40.5	40.5	34.8	21.8	27.3	15.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8
		110/35/10	2Т	40.5																		
ЮжнЭР	Иевлево	110/10	1Т	2.5	2.5	1.7	1.4	1.1	0.9	-	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
		110/10	2Т	2.5																		
ТюмЭР	Казарово	110/10	1Т	16	16	20.1	15.3	11.3	8.3		0.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Камышинская	110/10	1Т	40	40	6.9	2.8	5.5	2.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
		110/10	2Т	40																		
ЮжнЭР	Караганда	110/10	1Т	10	10	6.7	5.9	3.1	2.8	-	0.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
		110/10	2Т	10																		
ТюмЭР	Картымская	110/10	1Т	2.5	2.5	1.2	1.0	0.4	0.4	-	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
		110/10	2Т	2.5																		
ТюмЭР	Каскара	110/10	1Т	16	16	11.8	9.4	6.8	5.7	-	0.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Uном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018 МВА	зимний минимум 02-00 19.12.2018 МВА	летний максимум 10-00 20.06.2018 МВА	летний минимум 03-00 20.06.2018 МВА	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА						
											2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
		110/10	2Т	16																			
ТюмЭР	Комарово	110/10	1Т	40	40	12.1	8.5	5.3	3.5	-	10.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	23.1	
		110/10	2Т	40																			
ЮжнЭР	Коммунар	110/35/10	1Т	10	10	5.5	4.7	3.7	3.7	-	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	
		110/35/10	2Т	10																			
ЮжнЭР	КС-10	110/10	1Т	6.3	6.3	1.8	1.8	0.4	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	
		110/10	2Т	6.3																			
ТюмЭР	КСК	110/10	1Т	25	20	11.1	6.4	14.3	6.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	
		110/10	2Т	20																			
ТюмЭР	Кулаково	110/10	1Т	16	16	8.1	6.8	2.3	2.1	-	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	
		110/10	2Т	16																			
ТюмЭР	Кыштырла	110/6	1Т	10	16.3	5.9	4.3	3.6	3.3	-	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	
		110/10	2Т	6.3																			
		110/10	3Т	16																			
ТюмЭР	ЛПК	110/10	1Т	16	16	8.0	4.2	6.2	3.5	-	1.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	
		110/10	2Т	25																			
ЮжнЭР	Матуши	110/10	1Т	6.3	2.5	1.8	1.5	0.6	0.6	-	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	
		110/10	2Т	2.5																			
ТюмЭР	Медик	110/10	1Т	10	10	3.0	2.0	4.8	2.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	
		110/10	2Т	10																			
ЮжнЭР	Междуреченская	110/10	1Т	6.3	6.3	0.9	0.8	0.5	0.3	-	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
ТюмЭР	Метелево	110/6	1Т	10	10	5.8	4.4	3.4	2.0	-	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС				Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА											
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
		110/6	2Т	10																		
ЮжнЭР	Мичурино	110/35/10	1Т	16	16	9.0	8.8	4.1	4.1	-	0.50	1.82	0.00	0.00	0.00	0.00	9.5	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
		110/35/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Молчаново	110/10	1Т	6.3	6.3	6.8	6.0	3.4	3.0	6,81	0.136	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
		110/10	2Т	6.3																		
ТюмЭР	Монтажная	110/10	1Т	16	16	5.1	4.2	3.8	3.3	-	0.16	5.5	0.00	0.00	0.00	0.00	5.3	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Моторный завод	110/10	1Т	31.5	31.5	25.5	23.2	6.6	3.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5
		110/10	2Т	32																		
ТюмЭР	Мурманская	110/10	1Т	40	40	27.6	14.7	18.7	9.9	-	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.9	27.9	27.9	27.9	27.9	27.9
		110/10	2Т	40																		
ТюмЭР	Новотехническая	110/10	1Т	40	40	18.1	8.1	15.7	7.7	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1
		110/10	2Т	40																		
ЮжнЭР	Нижняя Тавда	110/35/10	1Т	16	16	9.6	7.9	4.2	3.1	-	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7
		110/35/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Нариманово	110/10	1Т	6.3	6.3	6.9	2.5	1.0	4.3	-	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
ТюмЭР	Онохино	110/10	1Т	10	10	6.9	4.8	4.5	3.1	-	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
		110/10	2Т	10																		
ТюмЭР	Перевалово	110/10	1Т	16	16	10.4	8.4	5.2	4.3	-	2.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1
		110/10	2Т	16																		
ЮжнЭР	Покровка	110/10	1Т	6.3	6.3	1.5	1.2	1.0	0.8	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
		110/10	2Т	6.3																		

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА					Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
ТюмЭР	Приозерная	110/10	1Т	25	25	4.8	6.0	5.5	4.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		110/10	2Т	25																		
ТюмЭР	Промбаза	110/10	1Т	40	40	14.5	8.3	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5
		110/10	2Т	40																		
ТюмЭР	Причал (новая)	110	1Т	40	40	0.0	0.0	0.0	0.0	-	7.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
		110	2Т	40																		
ТюмЭР	Пышминская	110/10	1Т	16	16	7.7	5.3	5.0	3.4	-	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Разбахта	110/10	2Т	6.3	6.3	3.5	3.4	2.0	1.8	-	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
ЮжнЭР	Рафайлово	110/10	1Т	40	40	14.5	14.4	21.1	15.0	-	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2
		110/10	2Т	40																		
ТюмЭР	Ремдормаш	110/10	1Т	6.3	6.3	1.3	1.0	1.0	0.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
		110/10	2Т	6.3																		
ТюмЭР	Роцино	110/10	1Т	25	25	6.3	5.0	6.7	3.4	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
		110/10	2Т	25																		
ТюмЭР	Северная	110/10	1Т	25	25	14.7	9.4	7.8	4.6	-	2.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7
		110/10	2Т	25																		
ТюмЭР	Сибжилстрой	110/10	1Т	25	25	14.6	12.2	8.9	5.8	-	5.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6
		110/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Слобода-Бешкиль	110/10	1Т	6.3	6.3	0.8	0.6	0.4	0.4	-	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
		110/10	2Т	6.3																		
ТюмЭР	Созоново	110/10	1Т	6.3	6.3	2.0	1.5	1.4	1.2	-	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
		110/10	2Т	6.3																		

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА					Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
ЮжнЭР	Солобоево	110/10	1Т	2.5	2.5	1.4	1.3	0.5	0.5	-	0.12	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6
		110/10	2Т	6.3																		
ТюмЭР	Суходольская	110/10	1Т	40	40	18.6	8.3	13.7	6.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6
		110/10	2Т	40																		
ТюмЭР	Тараскуль	110/10	1Т	6.3	6.3	2.0	1.4	1.6	0.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
		110/10	2Т	6.3																		
ТюмЭР	Тарманы	110/10	1Т	25	25	24.1	15.4	13.9	8.8	-	1.89	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	26.0	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3
		110/10	2Т	25																		
ТюмЭР	Тополя	110/10	1Т	6.3	2.5	5.4	3.4	0.1	0.1	-	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
		110/10	2Т	2.5																		
ТюмЭР	Торгили	110/10	1Т	40	80	22.5	20.7	30.7	29.7	-	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.9	30.9	30.9	30.9	30.9	30.9
		110/10	2Т	40																		
		110/10	3Т	40																		
ТюмЭР	Туринская	110/10	1Т	10	10	2.5	1.5	1.4	1.1	-	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.9
		110/10	2Т	10																		
ТюмЭР	Усть-Тавда	110/10	1Т	6.3	2.5	1.7	1.6	1.1	1.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
		110/10	2Т	2.5																		
ТюмЭР	Утяшево (Максимум нагрузки был зафиксирован в зимний замер 19.12.2018 г в 17.00 и составил 12,35 МВА)	110/10	1Т	10	10	12.2	10.3	7.3	6.6	-	0	0.00	0	0.00	0.00	0.00	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35
			110/10	2Т	10																	
ТюмЭР	Химфарм	110/10	1Т	6.3	6.3	2.4	2.0	3.2	3.1	-	1.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
											2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		110/10	2Т	6.3																		
ТюмЭР	Центральная	110/10	1Т	63	63	19.0	10.5	20.6	9.9	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6
		110/10	2Т	63																		
ТюмЭР	Червишево	110/10	1Т	16	16.0	9.6	7.6	2.9	2.7	-	0.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Чермет	110/10	1Т	16	16	8.5	8.2	3.1	2.6	-	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7
		110/10	2Т	16																		
ТюмЭР	Чикча (Максимум нагрузки был зафиксирован в зимний замер 19.12.2018 г в 20.00 и составил 11,07 МВА)	110/10	1Т	10	10	10.7	9.4	3.5	3.1	-	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	11.07	11.07	11.07	11.07	11,07	11.07
		110/10	2Т	10																		
ЮжнЭР	Чугунаево	110/10	1Т	6.3	6.3	2.5	2.6	1.6	1.5	-	0.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
		110/10	2Т	6.3																		
ТюмЭР	Широтная	110/10	1Т	40	40	17.4	10.7	9.8	6.2	-	0.00	2.76	2.94	0.00	0.00	0.00	17.4	20.1	23.1	23.1	23.1	23.1
		110/10	2Т	40																		
ЮжнЭР	Шорохово	110/10	1Т	6.3	6.3	2.2	1.8	0.9	0.9	-	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
		110/10	2Т	6.3																		
ТюмЭР	Щербаковская	110/10	1Т	16	16	13.2	8.4	8.0	4.4	-	0.48	0.52	0.00	0.00	0.00	0.00	13.7	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2
		110/10	2Т	16																		
ЮжнЭР	Ярково	110/35/10	1Т	6,3	6.3	7.4	5.8	3.2	2.8	-	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА	зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
											2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
											МВА	МВА	МВА	МВА								
		110/35/10	2Т	6,3																		
ЮжнЭР	Армизон	110/35/10	1Т	10	10	2.6	1.8	1.7	1.4	-	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
		110/35/10	2Т	10																		
ЮжнЭР	Атьялово	110/10	Т-1	6.3	6.3	0.4	0.4	0.0	0.0	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ЮжнЭР	Беркут-Т	110/10/10	1Т	25	25	2.9	1.3	2.3	3.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Беркут СН	110/10	1Т	2.5	2.5	0.2	0.3	0.2	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
		110/10	2Т	2.5																		
ЮжнЭР	Богандинка	110/10/10	1Т	25	25	2.2	1.7	1.6	2.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Боровинка	110/10	1Т	6.3	6.3	0.9	0.7	0.5	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
		110/10	2Т	6.3																		
ЮжнЭР	Бригадная	110/10/10	1Т	25	25	1.5	1.7	1.0	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Буньково	110/35/10	2Т	6.3	6.3	0.1	0.1	0.6	1.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
		110/35/10	1Т	6.3																		
ЮжнЭР	Вагай	110/10	1Т	6.3	6.3	1.1	0.8	0.8	0.9	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
		110/10	2Т	6.3																		
ЮжнЭР	Горюново	110/10	1Т	6.3	6.3	1.0	1.0	0.8	0.7	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
		110/10	2Т	6.3																		
ЮжнЭР	Декабристов	110/10/10	1Т	25	25	3.0	1.4	2.4	3.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Дроново	110/10	1Т	2.5	2.5	1.4	1.7	0.8	0.6	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА					Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
		110/10	2Т	2.5																		
ЮжнЭР	Емуртла	110/35/10	1Т	10	10	3.3	3.0	1.8	0.9	-	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
		110/35/10	2Т	10																		
ЮжнЭР	Зиново	110/10	1Т	6.3	6.3	1.7	1.5	0.9	0.9	-	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
		110/10	2Т	6.3																		
ЮжнЭР	Зоново	110/10	1Т	7.5	6.3	1.4	1.3	0.8	0.8	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
		110/10	2Т	6.3																		
ЮжнЭР	Ингалинка	110/35/10	1Т	6.3	6.3	1.0	0.8	0.8	0.9	-	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
ЮжнЭР	Калмак	110/10	Т-1	6.3	6.3	0.2	0.2	0.1	0.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
ЮжнЭР	Киево	110/10	1Т	6.3	6.3	2.4	1.8	1.0	0.9	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
		110/10	2Т	6.3						-												
ЮжнЭР	Колесниково	110/10	1Т	6.3	6.3	1.0	0.9	0.7	0.7	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
		110/10	2Т	6.3																		
ЮжнЭР	Кошевая	110/10/10	1Т	25	25	3.2	3.1	2.6	0.7	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Красный Яр	110/35/10	1Т	6.3	6.3	2.1	1.7	1.1	1.0	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
		110/35/10	2Т	6.3																		
ЮжнЭР	Криволукская	110/10/10	1Т	25	25	3.5	1.8	4.0	4.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	КС-11	110/10/10	1Т	63	63	48.7	48.7	48.1	48.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.7	48.7	48.7	48.7	48.7	48.7
		110/10/10	2Т	63																		
ЮжнЭР	Н-Заимка	110/10	1Т	6.3	6.3	3.4	3.0	2.6	2.8	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Uном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА					Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024						
						МВА	МВА	МВА	МВА		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		110/10	2Т	10																		
ЮжнЭР	Озерки	110/10	2Т	6.3	6.3	0.4	0.4	0.4	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ЮжнЭР	Ольховка	110/10/10	1Т	25	25	3.4	3.1	3.7	2.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Омутинка	110/35/10	1Т	25	25	8.8	7.8	4.9	4.1	-	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
		110/35/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Орлово	110/10	1Т	6.3	6.3	0.5	0.5	0.4	0.5	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
ЮжнЭР	Петелино	110/10	2Т	6.3	6.3	1.5	1.1	0.8	0.7	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
ЮжнЭР	Плетнево	110/35/10	Т-1	6.3	6.3	1.0	0.9	0.5	0.6	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
		110/35/10	Т-2	6.3																		
ЮжнЭР	Полевая	110/10	1Т	10	10	3.0	2.0	3.1	2.0	-	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
		110/10	2Т	10																		
ЮжнЭР	Пятково	110/10	Т-1	6.3	6.3	1.1	1.3	0.5	0.7	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
ЮжнЭР	Раздолье	110/10	1Т	2.5	2.5	0.2	0.2	0.2	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
		110/10	2Т	2.5																		
ЮжнЭР	Садовая	110/10/10	1Т	25	25	1.7	1.6	1.0	0.2	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Сельмаш	110/10	Т-1	10	10	0.1	0.1	0.1	0.1	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
ЮжнЭР	Ст.Кавдык	110/10	Т-1	6.3	6.3	1.2	1.0	0.8	0.9	-	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
ЮжнЭР	Томилово	110/10/10	Т-1	25	25	10.6	9.0	6.4	5.7	-	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7
		110/10/10	Т-2	25																		
ЮжнЭР	Тютрино	110/10	Т-1	2.5	2.5	0.1	0.1	1.0	0.9	-	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Наименование энергорайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т, МВА					Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) участие заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА					
						зимний максимум 16-00 19.12.2018	зимний минимум 02-00 19.12.2018	летний максимум 10-00 20.06.2018	летний минимум 03-00 20.06.2018		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
						МВА	МВА	МВА	МВА													
ЮжнЭР	Уково	110/10/10	1Т	25	25	4.9	2.9	5.3	3.6	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
		110/10/10	2Т	25																		
ЮжнЭР	Упорово	110/35/10	1Т	10	10	1.6	1.2	2.9	2.1	-	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
		110/10	2Т	10																		
ЮжнЭР	Шипаково	110/10	Т-1	6.3	6.3	0.4	0.2	0.2	0.3	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
ЮжнЭР	Юрга	110/35/10	1Т	10	10	5.3	3.7	2.9	2.5	-	0.24	0.00	1.5	0.00	0.00	0.00	5.5	5.5	7.0	7.0	7.0	7.0
		110/35/10	2Т	10																		
ЮжнЭР	Ялуторовск	110/10	1Т	20	16	10.0	6.5	10.3	6.9	-	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4
		110/10	2Т	16																		

Анализ текущей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования показал, что при отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания превышает ДДТН (АДТН) в соответствии с информацией, представленной собственником (письмо № Т13/01/5121 от 16.04.2019 приведено в Приложении № 2). Для нижеперечисленных центров питания анализ существующей схемы сети 6 – 10 – 35 кВ показал, что разгрузить перегружаемое трансформаторное оборудование (в течении допустимой длительности перегрузки) мероприятиями по переводу нагрузки на смежные центры питания 6 – 10 – 35 – 110 кВ невозможно, а именно:

Ишимский энергорайон:

- ПС 110 кВ Абатск;

Тюменский энергорайон:

- ПС 110 кВ Утяшево;
- ПС 110 кВ Молчаново;
- ПС 110 кВ Чикча.

ПС 110 кВ Утяшево

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Утяшево составляет 2х10 МВА. Максимальная нагрузка в соответствии с зимним контрольным замером 2018 года составила 12,35 МВА. При аварийном отключении (выводе в ремонт) 1(2)Т ПС 110 кВ Утяшево нагрузка оставшегося в работе 2(1)Т ПС 110 кВ Утяшево составит 123,5% от S_{ном} (653 А по стороне 10 кВ). Суточный график нагрузок приведен на рисунке 13.

По сведениям полученным от собственника (письмо № Т13/01/5121 от 16.04.2019 приведено в Приложении № 2) по стороне НН ДДТН составляет 551 А, АДТН и ее продолжительность определяются в соответствии с п. 5.3 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утвержденных приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 (далее – п. 5.3 ПТЭ), время приезда ОВБ составляет 2 часа, имеется возможность перевода нагрузки на смежные центры питания 110 кВ в объеме 4,4 МВА на ПС 110 кВ Комарово (3,0 МВА) и ПС 110 кВ Сибжилстрой (1,4 МВА) в течение 3 часов.

Учитывая суточный график нагрузки, продолжительность перегруза в режиме отключения одного из трансформаторов выше ДДТН – 22 ч. В соответствии с информацией собственника (письмо № Т13/01/5121 от 16.04.2019 приведено в Приложении № 2) допустимая длительность перегрузки выше ДДТН, но не выше АДТН (30% перегрузка) составляет не более 2 часов. Учитывая время приезда ОВБ и время переключений (суммарно 5 часов) отсутствует возможность разгрузки трансформатора путем перевода на смежные центры питания (ПС 110 кВ Комарово и ПС 110 кВ Сибжилстрой) в течении допустимой длительности перегрузки, определенной собственником. В связи с чем, в настоящее время на период переключений вводятся ГВО (время приезда ОВБ – 2 часа) в объеме, достаточном для разгрузки трансформатора до ДДТН.

С учетом вышесказанного, а также наличия ответственного потребителя – международного аэропорта «Рощино», для снижения токовой загрузки 1(2)Т ПС 110 кВ Утяшево при аварийном отключении (выводе в ремонт) 2(1)Т ПС 110 кВ Утяшево рекомендуется выполнить замену силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Утяшево на 2х16 МВА (мощность устанавливаемых трансформаторов уточнить при проектировании).



Рисунок 13 – Суточный график нагрузок от 19.12.2018 на ПС 110 кВ Утяшево

ПС 110 кВ Абатск

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Абатск составляет 1х6,3 МВА и 1х10 МВА. Максимальная загрузка рассматриваемой ПС 110 кВ была зафиксирована в день контрольного замера 2016 года и составила 7,7 МВА (407 А по стороне 10 кВ). Суточный график нагрузок от 21.12.2016 приведен на рисунке 14.

При аварийном отключении (выводе в ремонт) 1Т (10 МВА) ПС 110 кВ Абатск загрузка оставшегося в работе 2Т ПС 110 кВ Абатск составит 123% от $S_{ном}$ (407 А по стороне 10 кВ). По сведениям полученным от собственника (письмо № Т13/01/5121 от 16.04.2019 приведено в Приложении № 2) по стороне НН ДДТН составляет 331 А, АДТН и ее продолжительность определяются в соответствии с п. 5.3 ПТЭ, время приезда ОВБ составляет 2 часа, возможность перевода нагрузки на смежные центры питания 110 кВ отсутствует.

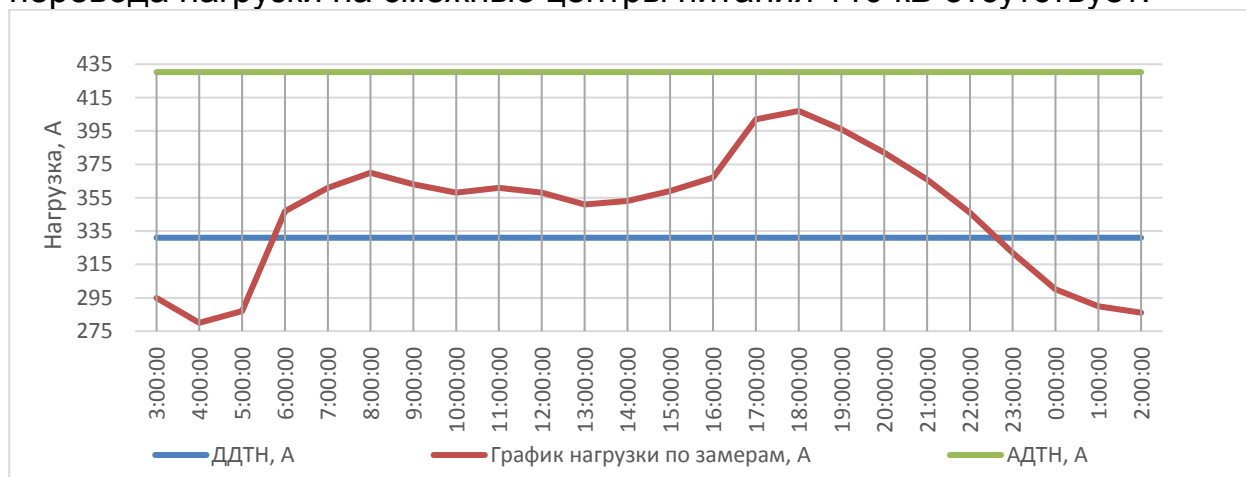


Рисунок 14 – Суточный график нагрузок от 21.12.2016 на ПС 110 кВ Абатск

Учитывая суточный график нагрузки, продолжительность перегруза в режиме отключения 1Т (10 МВА) ПС 110 кВ Абатск выше ДДТН – 17 ч. Для разгрузки трансформатора вводятся ГВО в объеме, достаточном для разгрузки трансформатора до ДДТН (время приезда ОВБ – 2 часа).

Удаленность ближайших смежных центров питания составляет 12 км в условиях труднодоступной местности, в связи с чем, строительство ЛЭП 10 кВ до смежных центров питания 110 кВ для возможности резервирования нагрузки по сети низшего напряжения нецелесообразно.

В связи с отсутствием возможности перевода нагрузки ПС 110 кВ Абатск на другие центры питания по сетям 10 кВ для снижения токовой загрузки 2Т ПС 110 кВ Абатск в нормальном режиме, при отключении 1Т (10 МВА) ПС 110 кВ Абатск, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Абатск с заменой трансформатора 2Т ПС 110 кВ Абатск 6,3 МВА на 10 МВА (мощность устанавливаемого трансформатора уточнить при проектировании).

ПС 110 кВ Молчаново

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Молчаново составляет 2х6,3 МВА.

Нагрузка по зимнему замеру 2018 года составила 6,79 МВА (365 А по стороне 10 кВ). Суточный график нагрузок приведен на рисунке 15.

Согласно данным АО «Тюменьэнерго» суммарная максимальная мощность исполненных договоров об осуществлении технологического присоединения от ПС 110 кВ Молчаново в 2018 году (с планируемым сроком набора нагрузки в 2019 году), а также действующих договоров технологического присоединения составляет 0,6 МВт (Приложение № 1). С учетом эффекта совмещения и несовпадения максимумов нагрузки расчетный прирост мощности на ПС 110 кВ Молчаново составит 0,19 МВА. Учитывая прирост мощности, при аварийном отключении (выводе в ремонт) 1(2)Т ПС 110 кВ Молчаново нагрузка оставшегося в работе 2(1)Т ПС 110 кВ Молчаново составит 6,98 МВА, 111% от $S_{ном}$ (375 А по стороне 10 кВ).

По сведениям полученным от собственника (письмо № Т13/01/5121 от 16.04.2019 приведено в Приложении № 2) по стороне НН ДДТН составляет 363 А(1Т) / 347 А(2Т), АДТН и ее продолжительность определяются в соответствии с п. 5.3 ПТЭ, время приезда ОВБ составляет 2 часа, имеется возможность перевода нагрузки на смежные центры питания 110 кВ (ПС 110 кВ Кулаково – 0,3 МВА (16 А)) в течение 3 часов.

Учитывая суточный график нагрузки и прирост мощности, продолжительность перегруза в режиме отключения одного из трансформаторов выше ДДТН – 8 ч. В соответствии с информацией собственника (письмо № Т13/01/5121 от 16.04.2019 приведено в Приложении № 2) допустимая длительность перегрузки выше ДДТН, но не выше АДТН (30% перегрузка) составляет не более 2-часов. Учитывая время приезда ОВБ и время переключений (суммарно 5 часов), отсутствует возможность разгрузки трансформатора для перевода нагрузки на смежные центры питания 110 кВ (ПС 110 кВ Кулаково) в течении допустимой длительности перегрузки,

определенной собственником. В связи с чем, в настоящее время на период переключений вводятся ГВО (время приезда ОВБ – 2 часа) в объеме, достаточном для разгрузки трансформатора до ДДТН.

На основании изложенного, рекомендуется выполнить перевод нагрузки на смежный центр питания путем строительства распределительной сети от ПС 110 кВ Кулаково, состоящей из 2-х цепной ЛЭП 10 кВ ориентировочной протяженностью 10 км и РП 10 кВ в районе н.п. Новотарманский (с уточнением при проектировании) и последующего перезавода на него нагрузки фидеров ПС 110 кВ Молчаново: КВЛ 10 кВ Решетниково, Светлое и Торфяник, объем переводимой нагрузки составит 2 – 4 МВт.

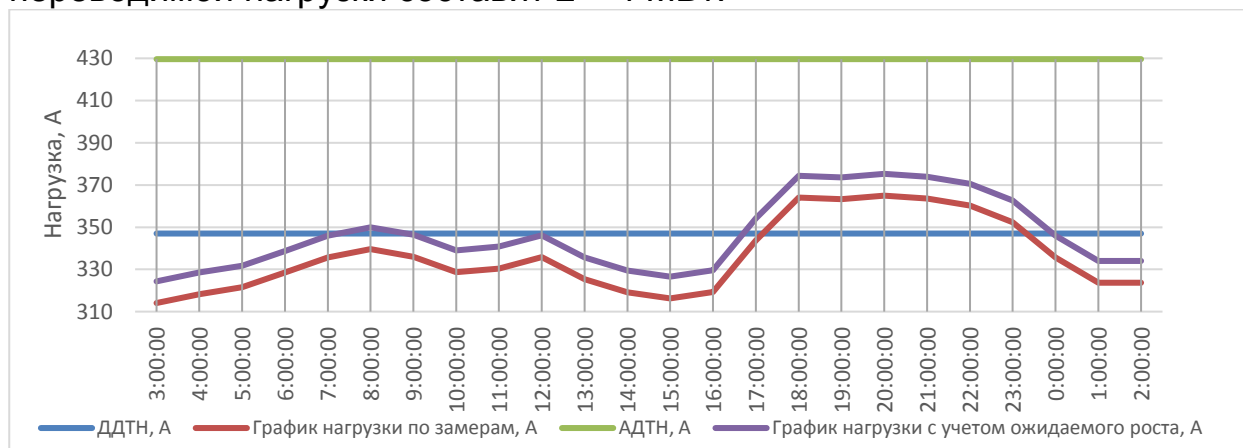


Рисунок 15 – Суточный график нагрузок от 19.12.2018 и график нагрузок с учетом прироста нагрузки на ПС 110 кВ Молчаново

ПС 110 кВ Чикча

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Чикча составляет 2х10 МВА. Нагрузка по зимнему замеру 2018 года составила 11,07 МВА. Суточный график нагрузок приведен на рисунке 16.

При аварийном отключении (выводе в ремонт) 1(2)Т ПС 110 кВ Чикча нагрузка оставшегося в работе 2(1)Т ПС 110 кВ Чикча составит 111% от $S_{ном}$ (600 А по стороне 10 кВ). По сведениям полученным от собственника (письмо № Т13/01/5121 от 16.04.2019 приведено в Приложении № 2) по стороне НН ДДТН составляет 551 А, АДТН и ее продолжительность определяются в соответствии с п. 5.3 ПТЭ, время приезда ОВБ составляет 2 часа, имеется возможность перевода нагрузки на смежные центры питания 110 кВ (ПС 110 кВ Антипино – 2,95 МВА) в течение 3 часов.

Учитывая суточный график нагрузки, продолжительность перегруза в режиме отключения одного из трансформаторов свыше ДДТН – 8 ч.В соответствии с информацией собственника (письмо № Т13/01/5121 от 16.04.2019 приведено в Приложении № 2) допустимая длительность перегрузки свыше ДДТН, но не выше АДТН (30% перегрузка) составляет не более 2-часов. Учитывая время приезда ОВБ и время переключений (суммарно 5 часов) отсутствует возможность разгрузки трансформатора для перевода нагрузки на смежные центры питания 110 кВ (ПС 110 кВ Антипино) в течении допустимой длительности перегрузки, определенной собственником. В связи с чем, в

настоящее время на период переключений вводятся ГВО (время приезда ОВБ – 2 часа) в объеме, достаточном для разгрузки трансформатора до ДДТН.

На основании изложенного, рекомендуется выполнить перевод нагрузки на смежные центры питания, путем строительства распределительной сети от ПС 110 кВ Туринская, состоящей из 2-х цепной ЛЭП 10 кВ ориентировочной протяженностью 8 км до существующего РП 10 кВ Чикча в н.п. Чикча, а также реконструкции РП 10 кВ Чикча (уточняется при проектировании), и последующего перевода на него нагрузки присоединенных фидеров 10 кВ, запитанных от ПС 110 кВ Чикча в объеме 2 – 4 МВт.

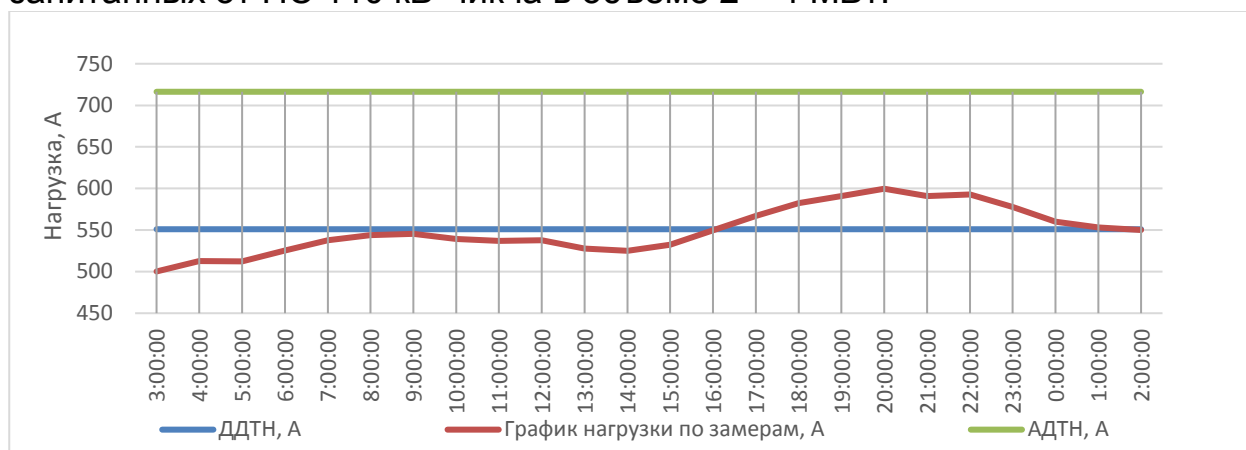


Рисунок 16 – Суточный график нагрузок от 19.12.2018 на ПС 110 кВ Чикча

2.10 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.

2.10.1 Тобольский энергорайон

ПС 110 кВ Тобольская

На ПС 110 кВ Тобольская установлены два трехфазных трехобмоточных трансформатора (1Т и 2Т) ТДТН-25000/110/35/10 (1970 года ввода в эксплуатацию) мощностью 25 МВА каждый и один трехфазный двухобмоточный с расщепленной обмоткой низкого напряжения (3Т) ТРДН-25000/110/10 (1999 года ввода в эксплуатацию) мощностью 25 МВА. Нормативный срок эксплуатации оборудования составляет 25 лет. Срок эксплуатации 1Т и 2Т превышает нормативный срок на 22 года. В соответствии с Актом технического обследования оборудования от 04.03.2019 № 2-Р (Приложение № 3) выявлены дефекты силовых трансформаторов, выключателей баковых 35 кВ и 110 кВ, разъединителей 35 кВ и 110 кВ типа РНД3-35 и РНД3-110 (у существующего оборудования превышен нормативный срок эксплуатации), а также системы водоотведения и строительных конструкций подстанции (порталы 35 кВ, 110 кВ, молниеотводы ОРУ-35 кВ, ОРУ-110 кВ).

Фактическая нагрузка согласно данным зимних контрольных замеров нагрузок составила: 2016 год – 28,61 МВА; 2017 год – 24,23 МВА; 2018 год – 23,8 МВА). В настоящее время ПС 110/35/10кВ Тобольская является системообразующим центром питания распределительных сетей 35 – 10 кВ и обеспечивает резервирование социально-значимых объектов и объектов жизнеобеспечения г. Тобольска в объёме 10 – 14 МВт (в ремонтной/аварийной схеме часть нагрузки (порядка 10 – 14 МВт) подстанций ПС 110 кВ Волгинская и ПС 110 кВ Речпорт переводится по сети 10 кВ (сеть ПАО «СУЭНКО») на ПС 110 кВ Тобольская).

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется к реализации мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Тобольская с заменой существующих трансформаторов 1Т и 2Т на 2х40 МВА с демонтажем 3Т.

2.10.2 Тюменский энергорайон

Комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь. Сооружение КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная

Срок эксплуатации тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь составляет 57 лет при нормативном сроке эксплуатации 35 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.

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.

По информации АО «Тюменьэнерго» (письмо от 24.04.2019 №Т13/01/5635 приведено в Приложении № 4) выполнить реконструкцию данной ВЛ 110 кВ путем перевода нагрузки ПС 110 кВ Центральная и Загородная (около 50 МВт) невозможно, 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%)).

Строительство временной ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная не представляется возможным в связи со сложностью отвода земли в центральной части города Тюмени, по которой возможно прохождение трассы ЛЭП 110 кВ. Строительство ЛЭП 10 кВ до смежных центров питания также нецелесообразно, в связи с необходимостью прокладки большого количества ЛЭП, для резервирования нагрузки в объеме 35 МВт, протяжённостью более 3 км в стеснённых условиях городской застройки.

В связи с высокими рисками повреждения существующей двухцепной ВЛ 110 кВ, ввиду неудовлетворительного ее состояния, рекомендуется выполнить организацию двухстороннего питания ПС 110 кВ Центральная и Загородная путем строительства КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная протяженностью 3,5 км.

Строительство КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная позволит запитать потребителей ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная от ПС 220 кВ Ожогоино и выполнить комплексную реконструкцию ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь.

Строительство ПС 110 кВ Молодежная

В соответствии с Протоколом совещания по вопросу рассмотрения проекта Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Тюменской области на период 2016 – 2020 годы от 26.03.2015 (г. Тюмень) для электроснабжения вышеуказанных потребителей рассмотрена целесообразность сооружения ПС 110 кВ Молодежная.

По данным АО «Тюменьэнерго» в настоящее время выданы технические условия на технологическое присоединение по двум заявкам ОАО «ТДСК» (Приложение № 5) для электроснабжения жилых домов с объектами соцкультбыта максимальной мощностью 4 570,0 кВт, а также 4 733,0 кВт, с поэтапным набором мощности в 2020 – 2022 гг на присоединение к ПС 110 кВ Молодежная.

В настоящее время в населенных пунктах Гусево, Посохово, Московский, Падерина, Комарово Тюменского района многодетным семьям выделяются земельные участки для строительства индивидуальных жилых домов, а также планируется строительство жилого района «Комарово-парк» в г. Тюмень.

На настоящий момент согласно данным АО «Тюменьэнерго» по титулу строительство ПС 110 кВ Молодежная фактически выполнены следующие мероприятия:

- проектно-изыскательские работы (ПИР) – 100%;
- первичное оборудование заказано и оплачено – 100%;
- поставка первичного оборудования – 100%;
- вторичное оборудование заказано и оплачено – 100%;
- поставка вторичного оборудования – 15%;
- строительно-монтажные работы (СМР) – 34%, в том числе:
 - забиты сваи под фундамент ОРУ 110 кВ;
 - установлены все порталы;
 - собран металлокаркас зданий закрытой части подстанции;
 - выполнена отсыпка подстанции песком.

Прогнозируемый срок сдачи объекта – II квартал 2019 года.

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

Единый перечень электросетевых объектов на 2019 – 2024 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 2019 – 2024 годы в Тюменской области

№	Наименование	Параметры ⁸	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
1	Строительство ПС 110 кВ Причал с отпайками от ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Тюмень I, II цепь	2х0,05 км 2х40 МВА	2019	Технологическое присоединение потребителей ПАО «СУЭНКО»
2	Строительство ПС 110 кВ Молодежная с двухцепной ВЛ 110 кВ	2х25 МВА 0,148 км	2019	Технологическое присоединение комплексного жилищного строительства
3	Строительство ПС 220/110/10 кВ Лянтинская на Усть-Тегусском месторождении	2х125 МВА	2019	Проекты Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
4	Строительство ВЛ 220 кВ Пихтовая-Лянтинская	139,8 км	2019	
5	Строительство ПС 220/110/10 кВ Протозановская на Протозановском месторождении	2х63 МВА	2019	
6	Строительство ВЛ 220 кВ Пихтовая- Протозановская и ВЛ 220 кВ Протозановская-Лянтинская	59,4 км и 85,7 км	2019	
7	Сооружение заходов двухцепной ВЛ 110 кВ Тямкинская – Южно- Петьегского на ПС 220 кВ Пихтовая с присоединением существующих ПС 110 кВ Тямкинская, ПС 110 кВ Южно- Петьегская, ГТЭС Тямкинского м/р	4х2 км	2019	
8	Сооружение заходов двухцепной ВЛ 110 кВ Усть- Тегусская – Урненская на ПС 220 кВ Лянтинская с присоединением ПС 110 кВ Усть-Тегусская, ПС 110 кВ Урненская, ГТЭС Усть- Тегусского м/р, ГПЭС Усть- Тегусского м/р	4х2 км	2019	Технологическое присоединение электроустановок ООО «РН-Уватнефтегаз»
9	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с увеличением трансформаторной мощности на 149 МВА	6,4 км, 2х501 МВА, 2х200 МВА, 2х63 МВА, 2х25 МВА, 9 км	2020	

⁸ Параметры рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше подлежат уточнению в рамках отдельного проектирования

№	Наименование	Параметры ⁸	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
10	Реконструкция ПС 110/10 кВ Маслово	Замена трансформатора 1х2,5 МВА на 1х6,3 МВА и установка второго трансформатора 1х6,3 МВА, замена ВЛ 110 кВ протяжённостью 1х0,4 км	2020	Технологическое присоединение нового аэропорта в Тобольском районе
11	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ	Замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА	2021	Технологическое присоединение индустриального парка п. Богадинский Тюменского района
12	Реконструкция ПС 110 кВ Абатск ⁹	Замена трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА	2021	Ликвидация превышения ДДТН 2Т (6,3 МВА) ПС 110 кВ Абатск при отключении 1Т (10 МВА) ПС 110 кВ Абатск
13	Реконструкция ПС 110 кВ Утяшево ¹⁰	Замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА	2021	Ликвидация превышения ДДТН 1(2)Т ПС 110 кВ Утяшево при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
14	Сооружение ПС 110 кВ УПСВ	2х10 МВА	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств «ПИТ «СИБИНТЭК»
15	Строительство одноцепной КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7 до вновь сооружаемой ПС 110 кВ УПСВ	1х16 км	2020	
16	Реконструкция ПС 110 кВ Тобольская	Замена 3х25 МВА на 2х40 МВА	2022	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования (В приложении №3 приведен Акт технического обследования оборудования №2-Р от 04.03.2019)
17	Комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь. Сооружение КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная		2024	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования (В приложении №4 приведен Акт описания технического состояния №01/01 от 23.04.2019).
18	Строительство 2-х цепной ЛЭП 10 кВ от ПС 110/10 кВ Туринская до существующего РП 10 кВ Чикча ¹¹	ЛЭП 10 кВ 2х8 км	2022	Ликвидация превышения ДДТН 1(2)Т ПС 110 кВ Чикча при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)

⁹ Мощность трансформаторов уточнить при проектировании

¹⁰ Мощность трансформаторов уточнить при проектировании

¹¹ Уточнить при проектировании

№	Наименование	Параметры ⁸	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
19	Строительство 2-х цепной ЛЭП 10 кВ от ПС 110/10 кВ Кулаково до нового РП 10 кВ в районе н.п. Новотарманский ¹²	ЛЭП 10 кВ 2х10 км	2022	Ликвидация превышения ДДТН 1(2)Т ПС 110 кВ Молчаново при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)

Сроки реализации электросетевого строительства и реконструкции, указанные в таблице 23, определены по состоянию на 01.04.2019. При формировании инвестиционных планов энергокомпаний указанные сроки могут быть уточнены с учетом нормативно-технических документов, регламентирующих сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции объектов (подстанций и линий электропередачи).

2.12 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 2019 – 2024 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 2019 – 2024 гг.

Класс напряжения	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км		
500 кВ	—	—	1 578,0	15,32	—	—	—	—	—	—	—	—
220 кВ	502,0	644,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
110 кВ	216,5	15,0	16,0	0,0	920,0	42,8	80,0	—	50,0	—	—	0,2

2.13 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 2019 – 2024 гг. приведены в таблице 25. Данные получены на основании инвестиционных программ АО «Тюменьэнерго» и ПАО «СУЭНКО».

¹² Уточнить при проектировании

Таблица 25 – Сводные данные по развитию электрической сети ниже 110 кВ энергосистемы Тюменской области на период 2019 – 2024 гг.

Класс напряжения	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
35 кВ	0,1	0,9	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10 кВ	49,2	140,5	145,3	330,7	50,2	165,3	60,3	170,0	24,6	969,9	13,6	38,2

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 (Правительством Российской Федерации распоряжением от 28 июля 2017 года № 1632-р утверждена программа «Цифровая экономика Российской Федерации» в рамках которой определены цели, задачи, направления и сроки реализации основных мер государственной политики по созданию необходимых условий для развития в России цифровой экономики, в которой данные в цифровом виде являются ключевым фактором производства во всех сферах социально-экономической деятельности), а также учитывая сформировавшиеся тенденции и вызовы, 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 алгоритмируемых 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.

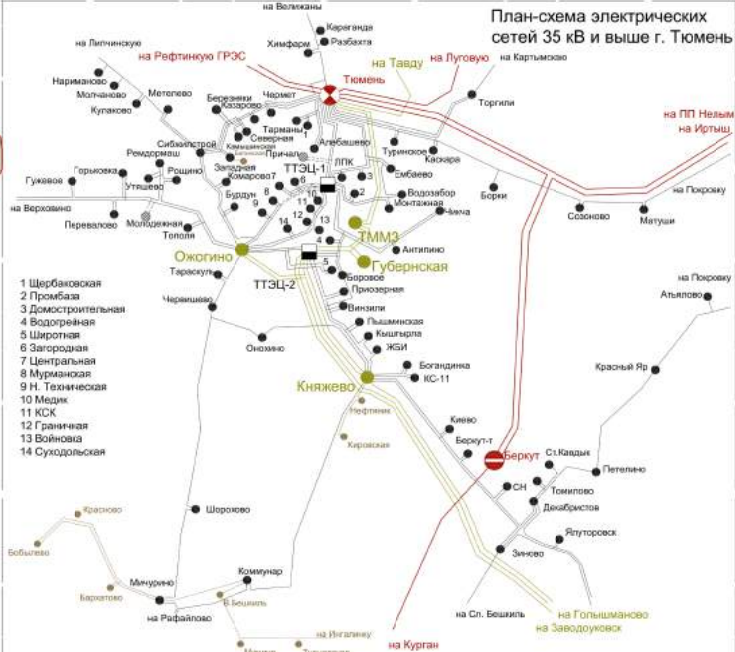
Применение методов машинного обучения вкупе с большими данными позволят более качественно, в динамике, выполнять предиктивный анализ и проводить оценку состояния оборудования, что позволит реализовать риск-ориентированный подход – выявлять, анализировать и прогнозировать аварии, оценивать риски и возможные 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.

Карта-схема электростанций и электрических сетей 35 кВ и выше Тюменской области.



№	Наименование	Параметры	Год ввода	Основание для зачисления мероприятия
1	Строительство ПС 110 кВ Причал с отпайками от ВЛ 110 кВ Тамбовская ТЭЦ-1 - Тамбов, И. Центр	20,05 км 2420 МВА	2019	Технологическое присоединение потребителей ПАО «СОУЗМВ»
2	Строительство ПС 110 кВ Молодежная с отпайками ВЛ 110 кВ	2625 МВА 0,148 км	2019	Технологическое присоединение комплексного жилищного строительства
3	Строительство ПС 220/110/0 кВ Витинская на Усть-Тугеуском месторождении	2х125 МВА	2019	
4	Строительство ВЛ 220 кВ Поктова-Витинская	139,8 км	2019	
5	Строительство ПС 220/110/0 кВ Протогонская на Протогонском месторождении	2403 МВА	2019	
6	ВЛ 220 кВ Поктова-Протогонская и ВЛ 220 кВ Протогонская-Витинская	59,4 км и 85,7 км	2019	Проекты Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
7	Сооружение замкнутой дуговой линии ВЛ 110 кВ Тамбовская – Южно-Пельюновская	4х2 км	2019	Технологическое присоединение электростанций ООО «РН-Удмуртгаз»
8	ВЛ 110 кВ Поктова с присоединением существующих ПС 110 кВ Тамбовская, ПС 110 кВ Южно-Пельюновская, ТЭС Тамбовского м-ра	4х2 км	2019	
9	Сооружение замкнутой дуговой линии ВЛ 110 кВ Усть-Тугеуская – Уренская, ПС 220 кВ Делетинская с присоединением ПС 110 кВ Усть-Тугеуская, ПС 110 кВ Уренская, ПСЭС Усть-Тугеуского м-ра, ПСЭС Усть-Тугеуского м-ра	6,4 км, 2х501 МВА, 2х200 МВА, 2х63 МВА, 2х25 МВА, 9 км	2020	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы
10	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с увеличением трансформаторной мощности на 149 МВА	Замена трансформатора 1х2,5 МВА на 1х3,3 МВА и установка второго трансформатора 1х3,3 МВА, замена ВЛ 110 кВ протяженностью 10,4 км	2020	Технологическое присоединение нового аэропорта в Тобольском районе
11	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ	Замена трансформатора 2х10 МВА на 2х25 МВА	2021	Технологическое присоединение индивидуального гаража и багажного Тамбовского района
12	Реконструкция ПС 110 кВ Абакат	Замена трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА	2021	Ликвидация превышения ДПН 2 (6,3 МВА) ПС 110 кВ Абакат при оптоделении ТГ (10 МВА) ПС 110 кВ Абакат
13	Реконструкция ПС 110 кВ Ушаево	Замена трансформатора 2х10 МВА на 2х16 МВА	2021	Ликвидация превышения ДПН 1/2 ПС 110 кВ Ушаево при одноканальном нормативном возмущении в номинальной схеме (отопление одного из трансформаторов)
14	Сооружение ПС 110 кВ УГПС	2х10 МВА	2021	Обеспечение технологического присоединения энергосилового устройства «ПТС «СИБИРГАЗ»
15	Строительство одноканальной ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Овчинина с отпайкой в сооруженной ПС 110 кВ УГПС	1х1,0 км	2020	Применение нормативной схемы оптоделения при эксплуатации оборудования
16	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковская	Замена 3х25 МВА на 2х40 МВА	2022	
17	Комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Тамбовская ТЭЦ-1 - Центральная И. Центр. Сооружение ВЛ 110 кВ Муромская - Центральная		2024	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
18	Строительство 2-х цепной ЛЭЛ 10 кВ от ПС 110/10 кВ Туринская до существующего РП 10 кВ -Ченка	10,0 км 2х8 км	2022	Ликвидация превышения ДПН 1/2 ПС 110 кВ Ченка при одноканальном нормативном возмущении в номинальной схеме (отопление одного из трансформаторов)
19	Строительство 2-х цепной ЛЭЛ 10 кВ от ПС 110/10 кВ Кулаков до нового РП 10 кВ в районе н.п. Новоармейский	10,0 км 2х10 км	2022	Ликвидация превышения ДПН 1/2 ПС 110 кВ Мокшан при одноканальном нормативном возмущении в номинальной схеме (отопление одного из трансформаторов)



Элементы	Супермаркеты	Рестораны
Экспресс-заказ		
Экспресс-доставка		
Позвонить		
220 вб		
110 вб		
35 вб		
Плани электропередач		
500 вб		
220 вб		
110 вб		
35 вб		
Плани электропередач в районах более высокого напряжения		
Кабельные линии		
Плани электропередач для населения		
Плани электропередач для населения на территории		
Граничные промышленные электросети		
Границы ЗЭС		
Железные дороги		
Автомобильные шоссе		

Таблица расчета прироста мощности за счет исполнения обязательств по действующим на 31.01.2019 договорам технологического присоединения (ДТП) к ПС 110/10 кВ Молчаново

№п.п.	Уровень напряжения, кВ	Заявитель	Дата начала действия ДТП	Максимальная мощность, МВт
1	0,4	Заявитель №1	03.05.2017	0,0150
2	0,4	Заявитель №2	06.06.2017	0,0150
3	0,4	Заявитель №3	30.08.2017	0,0150
4	0,4	Заявитель №4	01.09.2017	0,0150
5	0,4	Заявитель №5	24.11.2017	0,0150
6	0,4	Заявитель №6	30.11.2017	0,0150
7	0,4	Заявитель №7	12.03.2018	0,0150
8	0,4	Заявитель №8	28.03.2018	0,0150
9	0,4	Заявитель №9	28.03.2018	0,0150
10	0,4	Заявитель №10	11.04.2018	0,0150
11	0,22	Заявитель №11	28.05.2018	0,0150
12	0,4	Заявитель №12	20.06.2018	0,0150
13	0,4	Заявитель №13	06.08.2018	0,0150
14	0,4	Заявитель №14	10.08.2018	0,0150
15	0,4	Заявитель №15	13.08.2018	0,0150
16	0,22	Заявитель №16	14.09.2018	0,0150
17	0,4	Заявитель №17	18.09.2018	0,0150
18	0,4	Заявитель №18	26.10.2018	0,0150
19	0,4	Заявитель №19	19.11.2018	0,0150
20	0,4	Заявитель №20	20.11.2018	0,0150
21	0,4	Заявитель №21	30.11.2018	0,0250
22	0,4	Заявитель №22	04.12.2018	0,0150
23	0,4	Заявитель №23	04.12.2018	0,0150
24	0,4	Заявитель №24	13.12.2018	0,0150
25	0,4	Заявитель №25	29.01.2019	0,0150
Сумма максимальной мощности по договорам ТП не исполненным на 15.04.2019 $\Sigma P_{\text{максДТП}}$, МВт				0,385
Сумма максимальной мощности по договорам ТП не исполненным на 15.04.2019 с учетом коэффициентов совмещения и несовпадения максимумов и коэффициента мощности $\Sigma S_{\text{максДТП}}$, МВА				0,126

Таблица расчета прироста мощности по актам об осуществлении технологического присоединения (АТП) к ПС 110/10 кВ Молчаново, составленным после проведения контрольного замера 19.12.2018 до 31.01.2019

№п.п.	Наименование дебитора	Дата начала действия акта	Уровень напряжения, кВ	Максимальная мощность, МВт
1	Заявитель №1	03.01.2019	0,4000	0,0150
2	Заявитель №2	03.01.2019	0,4000	0,0150
3	Заявитель №3	04.01.2019	0,4000	0,0150
4	Заявитель №4	08.01.2019	0,4000	0,0150
5	Заявитель №5	09.01.2019	0,4000	0,0150
6	Заявитель №6	12.01.2019	0,4000	0,0150
7	Заявитель №7	18.01.2019	0,4000	0,0150
8	Заявитель №8	24.01.2019	0,4000	0,0150
9	Заявитель №9	24.01.2019	0,4000	0,0150
10	Заявитель №10	24.01.2019	0,4000	0,0150
11	Заявитель №11	24.01.2019	0,4000	0,0150
12	Заявитель №12	25.01.2019	0,4000	0,0150
13	Заявитель №13	25.01.2019	0,4000	0,0150
14	Заявитель №14	25.01.2019	0,4000	0,0150
Сумма максимальной мощности по актам ТП не учтенным в системном замере 19.12.2018 $\Sigma P_{\text{максАТП}}$, МВт				0,210
Сумма максимальной мощности по актам ТП не учтенным в системном замере 19.12.2018 с учетом коэффициентов совмещения и несовпадения максимумов и коэффициента мощности $\Sigma S_{\text{максАТП}}$, МВА				0,067



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

16.04.2019
На _____

№ 713/04/5121
от _____

О направлении информации

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 соответствии с запросом главного специалиста отдела инфраструктурных проектов ДЖКХ Тюменской области, обусловленного замечаниями Тюменского РДУ к Схеме и программе перспективного развития 2020-2024гг. (далее - СиПР) направляем информацию о загрузке трансформаторного оборудования.

Приложение:

1. Информация о загрузке трансформаторного оборудования.
2. Суточные графики нагрузки.

Первый заместитель директора –
главный инженер

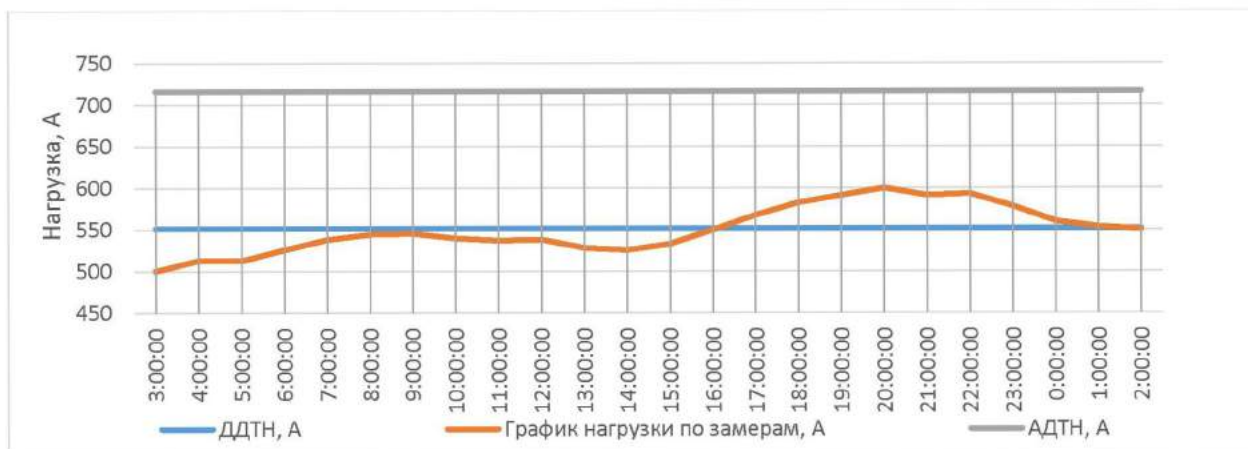
К. С. Стрельцов

Чернов Н. А.
(3452) 59-63-65

Информация о загрузке трансформаторного оборудования

Наименование ПС 110кВ		ДДТН (по стороне НН), А	АДТН и продолжительность допустимой перегрузки	Возможность перевода нагрузки по сети низшего напряжения на другие центры питания 110 кВ	центры питания, на которые переводится нагрузка	Время приезда оперативно-выездной бригады на ПС, час	Время перераспределения нагрузки на смежные центры питания, час
Утяшево	1Т	551	определяется согласно п.5.3 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утвержденных приказом Минэнерго России от 19.06.2003	4,4 МВА	на ПС Комарово (3 МВА), ПС Сибжилстрой (1,4 МВА)	2	3
	2Т	551					
Молчаново	1Т	363		0,3 МВА	на ПС Кулаково	2	3
	2Т	347					
Чикча	1Т	551		2,95 МВА	на ПС Антипино	2	3
	2Т	551					
Абатск	1Т	525				2	
	2Т	331					

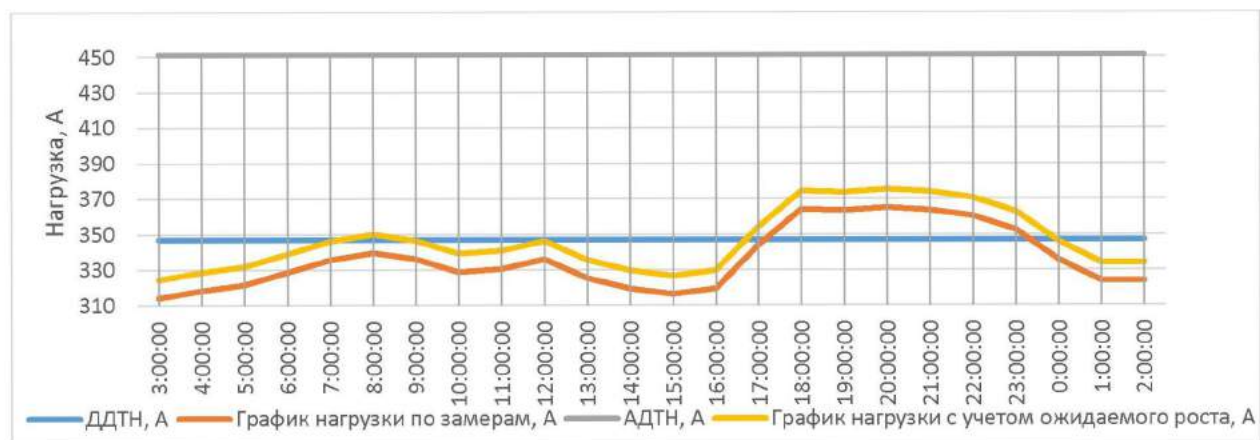
Примечание: допустимая длительность перегрузки выше ДДТН, но не выше АДТН (30% перегрузка) составляет не более 2-часов.



Суточный график нагрузок от 19.12.2018 и график нагрузок с учетом прироста нагрузки на ПС 110 кВ Чикча



Суточный график нагрузок от 19.12.2018 и график нагрузок с учетом прироста нагрузки на ПС 110 кВ Утяшево



Суточный график нагрузок от 19.12.2018 и график нагрузок с учетом прироста нагрузки на ПС 110 кВ Молчаново



Суточный график нагрузок от 19.12.2018 и график нагрузок с учетом прироста нагрузки на
ПС 110 кВ Абатск



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

№ Т13/01/5634

На

от

О направлении информации по
реконструкции ПС Тобольская

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: «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Тобольская» направляем актуальный акт технического обследования оборудования (Приложение №1).

В целях поддержания надлежащего технического состояния оборудования и обеспечения должного уровня надежности электроснабжения потребителей, технологически присоединенных к ПС 110/35/10 кВ Тобольская, проводятся мероприятия по текущему, среднему и капитальному ремонту оборудования в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей, в т.ч. в период с 2016 - 2019 гг. выполнены капитальные ремонты:

- Выключателей 35кВ - 3 шт;
- Выключателей 110кВ - 2 шт;
- Силовых трансформаторов 110кВ - 2 шт.

Кроме этого, выполнена замена двух конденсаторов связи 110 кВ.

При этом нормативный срок эксплуатации ПС, установленный заводом-изготовителем, превышен в 1,5 раза. По результатам испытаний выявлено необратимое снижение эксплуатационных свойств твердой изоляции, а также зафиксирован рост потерь холостого хода, снижающий параметры энергоэффективности.

Дополнительно обращаем внимание, что узловая ПС 110/35/10кВ Тобольская является системообразующим центром питания распределительных сетей 35 – 10 кВ, обеспечивающих электроснабжение всей центральной части города Тобольска, в которой сосредоточены социально-значимые объекты и объекты жизнеобеспечения.

На основании изложенного и в соответствии с результатами внестатийной работы: «Комплексная программа развития электрических сетей Тюменской области» требуется выполнить реконструкцию ПС 110/35/10кВ Тобольская с заменой силовых трансформаторов 3х25 МВА на 2х40 МВА.

Приложение: Акт технического обследования оборудования №2-Р от 04.03.2019.

И.о. заместителя генерального директора –
директора филиала

 П. В. Самылов

Чернов Н. А.
(3452) 59-63-65

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер Тобольского ТПО
филиала АО «Тюменьэнерго» Тюменские
распределительные сети
М.Ю. Ходорик
« 04 » марта 2019г.

АКТ № 2-Р
технического обследования оборудования

Комиссия в составе:

председателя

Зам. главного инженера Тобольского ТПО Романенко А.В.

должность, предприятие, фамилия, инициалы

и членов комиссии:

Начальника Тобольского РЭС Малько Е.В.

должность, предприятие, фамилия, инициалы

Начальника СП Тобольского ТПО Никитенко Ю.А.

должность, предприятие, фамилия, инициалы

провела техническое обследование оборудования на

ПС 110/35/10кВ Тобольская

объект (наименование, класс напряжения)

Диспетчерское наименование

ОРУ-110, ОРУ-35

Инвентарный номер

416046, 408506

При обследовании оборудования и анализе технической документации:
паспортов оборудования, актов предшествующих ремонтов и технического обслуживания
выявлены дефекты, перечисленные в приложении № 2-Р к данному акту.

На основании результатов обследования комиссия пришла к выводу:
выполнить реконструкцию ПС 110/35/10кВ Тобольская с заменой силовых трансформаторов
3х25 МВА на 2х40 МВА.

Председатель комиссии

Романенко А.В.

Члены комиссии:

Никитенко Ю.А.

Малько Е.В.

Приложение №1 к Акту технического обследования
№ 2-Р от «04» марта 2019 г.


ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ, РАБОТ И МАТЕРИАЛОВ

Объект (наименование ПС): ПС 110/35/10кВ Тобольская

№ п/п	Узлы	Обнаруженные дефекты	Заключение
1	Силовые трансформаторы	<p>На ПС 110 кВ Тобольская установлено 3 трансформатора (1Т и 2Т трехобмоточные на напряжение 110/35/10, трансформатор 3Т с расщепленной обмоткой низшего напряжения 110/10/10) по 25МВА каждый, суммарной мощностью 75МВА, при этом трансформатор 3Т включен через выключатель ОВ-110, в связи с отсутствием собственного выключателя. На период проведения ремонтной кампании и для освобождения выключателя ОВ-110 трансформатор 3Т выводится в резерв, и нагрузка по 10 кВ переводиться на трансформатор 1Т, на период прохождения ОЗП трансформатор 3Т вводится в работу, и нагрузка по 10 кВ с трансформатора 1Т переводится на 3Т, для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и в связи с увеличением нагрузки в ОЗП превышающим номинальные значения в схеме N-1.</p> <p>В ремонтной/аварийной схеме часть нагрузки (порядка 10-14 МВт) подстанций ПС 110 кВ Волгинская и ПС 110 кВ Речпорт переводиться по сети 10 кВ (сеть ПАО СУЭНКО) на ПС 110 кВ Тобольская, при этом существуют ограничения по нагрузке в связи с недостаточной мощностью трансформаторов 1Т, 2Т.</p> <p>По результатам контрольных замеров -загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Тобольская показала, что при отключении 3Т (аварийное отключение или вывод в ремонт (N-1)) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т превышает 109% (136А) от номинального значения, а при выходе из строя 2Т составит более 132% (160А) от номинального значения.</p> <p>Нормативный срок эксплуатации, установленный заводом-изготовителем превышен в 1,5 раза. Происходит ухудшение твёрдой изоляции по результатам испытаний на фурановые соединения, старение твёрдой изоляции, рост параметров потерь тока холостого хода.</p>	Необходима реконструкция ПС с заменой трансформаторов 3х25 МВА на 2х40 МВА
2	Выключатели баковые 110 кВ	<p>Маслонаполненные выключатели с нормируемым заводом-изготовителем сроком эксплуатации 25 лет - ресурс выработан; фарфоровые вводы местами имеют незначительные сколы и растрескивания (обработаны мастикой «Гермокрон-гидро»); в местах стыковки различных конструктивных элементов выключатели местами имеют запотевания трансформаторным маслом, уплотнительная резина имеет растрескивания и расслоения, запотевания маслом; электромагнитные приводы выключателей по результатам проведённых ТО, ТР и КР в стальной цельносварной станине привода имеют механическую выработку посадочных мест валов и рычагов (люфты), устранение подобных дефектов невозможно по причине отсутствия таковых комплектующих в наличии и снятия их с производства; внутренняя разводка силовых и контрольных цепей выполнена одножильными медными проводами с пластмассовой изоляцией и собранными в пучки, изоляция местами имеет растрескивания и отслоения от токоведущих жил, имеются течи масла по сварным швам, в результате проведённых ремонтов выявлен значительный износ контактной системы и подвижных частей внутри баков. Тенденция к ухудшению внутрибаковой изоляции.</p>	Требуется комплексная реконструкция ОРУ-110 с заменой масляных выключателей.
3	Порталы 35, 110 кВ, молниеотводы ОРУ-35, ОРУ-	Свайные основания имеют трещины и сколы надземной части конструкций свай. Стойки и траверсы - отдельные стойки	Требуется комплексная реконструкция ОРУ-

	110 кВ	имеют недопустимый эксцентриситет, что влияет на несущую способность конструкции в целом. Стойки и траверсы-м/конструкции подвержены коррозии по причине разрушения лакокрасочного покрытия.	35, ОРУ-110 с заменой порталов.
4	Разъединители 35, 110 кВ типа РНДЗ-35, РНДЗ-110	Трёхполюсные разъединители колонкового типа; ручные привода; нормируемый заводом-изготовителем срок эксплуатации 25 лет выработан; полюса разъединителей установлены на одной (общей) стальной пространственной раме, рама имеет отслоения защитного покрытия и местами развивающуюся коррозию; фарфоровые изоляторы местами имеют незначительные сколы и растрескивания (обработаны мастикой «Гермокрон-гидро»), армировочные швы фарфоровых изоляторов имеют растрескивания и выкрашивания цемента (обработаны мастикой «Гермокрон-гидро»); по результатам проведённых ТО, ТР и КР бронзовые кольца скольжения в чугунных подпятниках поворотных колонок имеют механическую выработку посадочных мест валов, устранение подобных дефектов не возможно по причине отсутствия таковых комплектующих в наличии и снятия их с производства, так же в местах сочленения продольных и поперечных горизонтальных рычагов изношены (либо отсутствуют) бронзовые кольца скольжения, что в совокупности делает не возможным выполнение чётких и безопасных коммутаций при оперативном управлении разъединителем.	Требуется комплексная реконструкция ОРУ-35, ОРУ-110 с заменой разъединителей
5	Система водоотведения	Территория производственной базы Тобольского ТПО и ПС 110/35/10кВ Тобольская с 3-х сторон граничат с гаражными кооперативами, что препятствует естественному оттоку талых и дождевых вод с территории базы и подстанции, что приводит к их обводнению.	Требуется устройство системы водоотведения.

Зам. главного инженера


Подпись

Романенко А.В.
Ф.И.О.

Начальник СП


Подпись

Никитенко Ю.А.
Ф.И.О.

Начальник РЭС


Подпись

Малько Е.В.
Ф.И.О.



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

№ Т1310115635

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 Ожогоино 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

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:

- 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.
- Многочисленные пересечения с существующими коммуникациями.
- Расположение опор в полосе отвода автомобильной дороги.
- 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 Ожогово 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

ДОГОВОР № Т13/19/0073-ДТП
об осуществлении технологического присоединения
к электрическим сетям

г. Тюмень

«15» марта 2019

Акционерное общество энергетики и электрификации «Тюменьэнерго», именуемое в дальнейшем **«Сетевая организация»**, в 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

Открытое акционерное общество «Тюменская домостроительная компания», именуемый в дальнейшем **«Заявитель»**, в лице Генерального директора Щепелина Николая Игнатьевича, действующего на основании Устава, с другой стороны, вместе именуемые Сторонами, 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: РП-10 кВ, ТП-10/0,4 кВ с ЛЭП-10-0,4 кВ, расположенной по адресам:

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:4639;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:4728;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:3757;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:4720;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:4653;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:6745;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:6746;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:6817;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:299;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:903;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:904;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:901;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:423;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:298;

6.7. Настоящий Договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

7. Перечень приложений к Договору

Приложение 1: Технические условия № Т13/19/0073-ТУ от 15.03.2019.

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 301018108000000000651
р/с 40702810067170003790

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

Заявитель №1896

ОАО «ТДСК»
ИНН 7203032191
КПП 720301001
ОГРН 1027200802090
Расчетный счет 40702810222990000839
«Запсибкомбанк» ПАО г. Тюмень
Корр. Счет 30101810271020000613
БИК 047102613
Юридический адрес: 625014, область Тюменская, город Тюмень, улица Республики, 253
E-mail: tdsk@t-dsk.ru
Тел.: 8 (3452) 276-987, 276-914

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


Н.В. Калинин
2019


От Заявителя:
Генеральный директор
ОАО «ТДСК»


М.П. Щепелин
2019


С протоколом
разработки

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям**

№ 713/19/0073-79 от «15» 03 2019 г.

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

Заявитель: **ОАО «ТДСК».**

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

2. Наименование и местонахождение объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: ЛЭП-10 кВ расположенная по адресам:

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:4639;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:4728;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:3757;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:4720;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:4653;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:0000000:6745;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:0000000:6746;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:0000000:6817;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313005:299;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313005:903;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313005:904;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313005:901;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313005:423;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313005:298;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313005:902;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:3711;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:0000000:6759;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:3622;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:3719;

для электроснабжения жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки, расположенных по адресу: установлено относительно ориентира, расположенного в границах участка. Ориентир 117 км. а/д «Байкал», район д. Комарова. Почтовый адрес ориентира: обл. Тюменская, р-н Тюменский, Московское МО, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:2638.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: 4570 кВт, в том числе на первом этапе в III квартале 2020 г. 1000 кВт, на втором этапе в IV квартале 2021 г. 1000 кВт, на третьем этапе в I квартале 2022 г. 2570 кВт.

4. Категория надежности: II (вторая).

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

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: первый этап в III квартале 2020 г., второй этап в IV квартале 2021 г., третий этап в I квартале 2022 г.

7. Точки присоединения и максимальная мощность по точкам присоединения, при этом максимальная мощность по точкам присоединения распределится следующим образом и составит (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

1) ячейка 10 кВ на первой секции шин 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная, 2285 кВт;

2) ячейка 10 кВ на четвертой секции шин 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная, 2285 кВт;

8. Основной источник питания: ПС 110 кВ Молодежная.

9. Резервный источник питания: нет.

10. АО «Тюменьэнерго» осуществляет:

На первом этапе:

10.1. Расчетный учет электроэнергии в ячейках 10 кВ различных секций 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная.

10.2. Обеспечение участия нагрузки заявителя в реализации управляющих воздействий от устройств АЧР (ЧАПВ). Объем управляющих воздействий и уставки АЧР (ЧАПВ) запросить в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.

11. Заявитель осуществляет:

11.1. Разработку проекта электроснабжения жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки с выделением трех этапов, в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами проектирования. Проектом предусмотреть:

На первом этапе:

11.1.1. Сооружение РП-10 кВ со встроенной ТП-10/0,4 кВ 2х1250 кВА. РУ-10 кВ РП-10 кВ выполнить по схеме №10-1 «Одна секционированная система шин», местоположение РП-10 кВ, количество ячеек 10 кВ в нем, тип и параметры устанавливаемого оборудования определить проектом.

11.1.2. Строительство ЛЭП-10 кВ для подключения к ячейкам 10 кВ от различных секций 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная. Марку, сечение кабеля (провода), способ прокладки и схему присоединения определить проектом. Трассу ЛЭП-10 кВ согласовать со всеми заинтересованными организациями. 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» ЛЭП-10 кВ в ходе проектирования согласовать с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» с выездом на место.

Для каждого этапа:

11.1.3. Сооружение ТП-10/0,4 кВ. Количество ТП-10/0,4 кВ, тип и параметры устанавливаемого оборудования, мощность силовых трансформаторов 10/0,4 кВ определить проектом. ТП-10/0,4 кВ предусмотреть закрытыми (в бетонной оболочке или в кирпичном здании).

11.1.4. Присоединение ТП-10/0,4 кВ к РП-10 кВ кабельными линиями 10 кВ. Схему и параметры распределительной сети 10 кВ определить проектом с учетом норм проектирования городских электрических сетей.

11.1.5. Расчет уставок РЗА сооружаемых ЛЭП-10 кВ от ячеек 10 кВ различных секций 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная. Исходные данные для расчетов запросить в филиале АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

11.1.6. Установку необходимого количества ВРУ-0,4 кВ жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки. Технические характеристики, количество ВРУ-0,4 кВ, тип и марку устанавливаемого во ВРУ-0,4 кВ оборудования определить проектом с учетом максимальной мощности подключаемых к ним электроприемников.

11.1.7. Присоединение ВРУ-0,4 кВ объектов жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки осуществить ЛЭП-0,4 кВ от РУ-0,4 кВ вновь сооружаемых заявителем РП-10 кВ и ТП-10/0,4 кВ. Марку, сечение и способ прокладки провода (кабеля) определить проектом.

11.1.8. Расчет максимальной мощности энергопринимающих устройств с учетом коэффициентов участия в максимуме и совмещения максимумов нагрузок в соответствии с РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей».

11.1.9. Расчет емкостного тока в проектируемой сети 10 кВ. Проектом определить необходимость выполнения мероприятий его компенсации.

11.1.10. Расчет реактивной мощности. При необходимости предусмотреть компенсацию реактивной мощности с доведением $\tan \phi$ на границе раздела балансовой принадлежности до величины не более 0,4 с устройствами автоматики, действующими на отключение БСК при повышении напряжения свыше 110% от номинального. Тип, место установки, количество и мощность компенсирующих устройств определить проектом.

11.1.11. Расчет емкостного тока в проектируемой сети 10 кВ. При необходимости определить проектом мероприятия по его компенсации.

11.1.12. Выполнение требований ПУЭ по обеспечению II (второй) категории надежности электроснабжения.

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

11.2. Согласование с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» проекта электроснабжения жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки с выделением трех этапов, выполненного в соответствии с пунктом 11.1 настоящих технических условий.

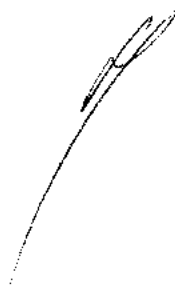
11.3. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы на основании проектной документации, выполненной в соответствии с п. 11.1 настоящих технических условий и согласованной с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

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. Получение на каждом этапе в органе федерального государственного энергетического надзора разрешения на допуск в эксплуатацию присоединяемых энергопринимающих устройств.

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 ОАО «ТДСК» с максимальной мощностью 4570 кВт.

Первый заместитель директора –
главный инженер



И.В. Андреев

ДОГОВОР № Т13/19/0075-ДТП
об осуществлении технологического присоединения
к электрическим сетям

г. Тюмень

«14» марта 2019


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

Открытое акционерное общество «Тюменская домостроительная компания», именуемый в дальнейшем «Заявитель», в лице Генерального директора Щепелина Николая Игнатьевича, действующего на основании Устава, с другой стороны, вместе именуемые Сторонами, 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: РП-10 кВ, ТП-10/0,4 кВ с ЛЭП-10-0,4 кВ, расположенной по адресам:

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:4639;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:4728;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:3757;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:4720;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:4653;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:6745;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:6746;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:6817;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:299;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:903;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:904;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:901;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:423;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:298;
- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:902;



6.7. Настоящий Договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

к договору № 713/19/0075-177 от 14.03. 2019
об осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для присоединения к электрическим сетям

№ 713/19/0075-74 от «14» 03 2019 г.

Сетевая организация: АО «Тюменьэнерго».
Заявитель: ОАО «ГДСК».

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

2. Наименование и местонахождение объектов, в целях электроснабжения которых
осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств
заявителя: ЛЭП-10 кВ расположенная по адресам:

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313003:4639;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313003:4728;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313003:3757;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313003:4720;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313003:4653;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-0000000:6745;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-0000000:6746;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-0000000:6817;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313005:299;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313005:903;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313005:904;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313005:901;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313005:423;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313005:298;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313005:902;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-1313003:3711;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер
72-17-0000000:6759;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:3622;

- Тюменская область, Тюменский район, д. Падерина; кадастровый номер 72:17:1313003:3719;

- установлено относительно ориентира, расположенного в границах участка Ориентир 117 км. а/д «Байкал», район д. Комарова. Почтовый адрес ориентира: обл. Тюменская, р-н Тюменский, Московское МО, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:2638.

для электроснабжения жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки, расположенных по адресу: установлено относительно ориентира, расположенного в границах участка. Ориентир 117 км. а/д «Байкал», район д. Комарова. Почтовый адрес ориентира: обл. Тюменская, р-н Тюменский, Московское МО, земельный участок с кадастровым номером 72:17:1313003:2619.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: 4733 кВт, в том числе на первом этапе в III квартале 2020 г. 1000 кВт, на втором этапе в IV квартале 2021 г. 1000 кВт, на третьем этапе в I квартале 2022 г. 2733 кВт.

4. Категория надежности: II (вторая).

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

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя: первый этап в III квартале 2020 г., второй этап в IV квартале 2021 г., третий этап в I квартале 2022 г.

7. Точки присоединения и максимальная мощность по точкам присоединения, при этом максимальная мощность по точкам присоединения распределится следующим образом и составит (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

1) ячейка 10 кВ на третьей секции шин 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная, 2366 кВт;

2) ячейка 10 кВ на второй секции шин 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная, 2367 кВт;

8. Основной источник питания: ПС 110 кВ Молодежная.

9. Резервный источник питания: нет.

10. АО «Тюменьэнерго» осуществляет:

На первом этапе:

10.1. Расчетный учет электроэнергии в ячейках 10 кВ различных секций 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная.

10.2. Обеспечение участия нагрузки заявителя в реализации управляющих воздействий от устройства АЧР (ЧАПВ). Объем управляющих воздействий и уставки АЧР (ЧАПВ) запросить в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.

11. Заявитель осуществляет:

11.1. Разработку проекта электроснабжения жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки с выделением трех этапов, в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами проектирования. Проектом предусмотреть:

На первом этапе:

11.1.1. Сооружение РП-10 кВ со встроенной ТП-10/0,4 кВ 2х1250 кВА. РУ-10 кВ РП-10 кВ выполнить по схеме №10-1 «Одна секционированная система шин», местоположение РП-10 кВ, количество ячеек 10 кВ в нем, тип и параметры устанавливаемого оборудования определить проектом.

11.1.2. Строительство ЛЭП-10 кВ для подключения к ячейкам 10 кВ от различных секций 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная. Марку, сечение кабеля (провода), способ прокладки и схему присоединения определить проектом. Трассу ЛЭП-10 кВ согласовать со всеми заинтересованными организациями. При пересечениях и сближениях с другими инженерными сооружениями выдерживать требуемые расстояния согласно требованиям ПУЭ. Условия и объем работ по подключению к вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ЛЭП-10 кВ в ходе проектирования согласовать с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» с выездом на место.

Для каждого этапа:

11.1.3. Сооружение ТП-10/0,4 кВ. Количество ТП-10/0,4 кВ, тип и параметры устанавливаемого оборудования, мощность силовых трансформаторов 10/0,4 кВ определить проектом. ТП-10/0,4 кВ предусмотреть закрытыми (в бетонной оболочке или в кирпичном здании).

11.1.4. Присоединение ТП-10/0,4 кВ к РП-10 кВ кабельными линиями 10 кВ. Схему и параметры распределительной сети 10 кВ определить проектом с учетом норм проектирования городских электрических сетей.

11.1.5. Расчет уставок РЗА сооружаемых ЛЭП-10 кВ от ячеек 10 кВ различных секций 10 кВ РУ-10 кВ вновь сооружаемой АО «Тюменьэнерго» ПС 110 кВ Молодежная. Исходные данные для расчетов запросить в филиале АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

11.1.6. Установку необходимого количества ВРУ-0,4 кВ жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки. Технические характеристики, количество ВРУ-0,4 кВ, тип и марку устанавливаемого во ВРУ-0,4 кВ оборудования определить проектом с учетом максимальной мощности подключаемых к ним электроприемников.

11.1.7. Присоединение ВРУ-0,4 кВ объектов жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки осуществить ЛЭП-0,4 кВ от РУ-0,4 кВ вновь сооружаемых заявителем РП-10 кВ и ТП-10/0,4 кВ. Марку, сечение и способ прокладки провода (кабеля) определить проектом.

11.1.8. Расчет максимальной мощности энергопринимающих устройств с учетом коэффициентов участия в максимуме и совмещения максимумов нагрузок в соответствии с РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей».

11.1.9. Расчет емкостного тока в проектируемой сети 10 кВ. Проектом определить необходимость выполнения мероприятий его компенсации.

11.1.10. Расчет реактивной мощности. При необходимости предусмотреть компенсацию реактивной мощности с доведением $\tan \phi$ на границе раздела балансовой принадлежности до величины не более 0,4 с устройствами автоматики, действующими на отключение БСК при повышении напряжения свыше 110% от номинального. Тип, место установки, количество и мощность компенсирующих устройств определить проектом.

11.1.11. Расчет емкостного тока в проектируемой сети 10 кВ. При необходимости определить проектом мероприятия по его компенсации.

11.1.12. Выполнение требований ПУЭ по обеспечению II (второй) категории надежности электроснабжения.

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

11.2. Согласование с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» проекта электроснабжения жилых домов с объектами соцкультбыта и строительной площадки с выделением трех этапов, 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

и согласованной с филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети».

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

11.5. Получение на каждом этапе в органе федерального государственного энергетического надзора разрешения на допуск в эксплуатацию присоединяемых энергопринимающих устройств.

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 ОАО «ТДСК» максимальной мощностью 4570 кВт.

заместитель директора –
инженер

И.В. Андреев