



# ГУБЕРНАТОР ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

## РАСПОРЯЖЕНИЕ

30 апреля 2021 г.

г. Тюмень

№ 37-р

*Об утверждении схемы  
и программы развития  
электроэнергетики Тюменской  
области на 2022 – 2026 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 2022 – 2026 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Установить, что в ходе реализации схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2022 – 2026 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 2022 – 2026 годы на Официальном портале органов государственной власти Тюменской области.

4. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Тюменской области от 30.04.2020 № 37-р «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2021 – 2025 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 30 апреля 2021 г. № 37-р



**СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ  
НА 2022 – 2026 ГОДЫ**

Тюмень 2021 г.

## Оглавление

<b>1</b>	<b>СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ОБЪЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА 110 КВ И ВЫШЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ</b>	<b>6</b>
1.1	ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	6
1.2	ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	8
1.3	ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	14
1.4	ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С УКАЗАНИЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ	14
1.5	ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	16
1.6	СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	16
1.7	СТРУКТУРА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ПО ТИПАМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ВИДАМ СОБСТВЕННОСТИ	22
1.8	ОЦЕНКА ПЛАНОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ УРОВНЯ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ В ОТНОШЕНИИ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	22
1.9	ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	23
1.10	ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110 КВ И ВЫШЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ (ЛЭП, ПОДСТАНЦИИ, СВОДНЫЕ ДАННЫЕ)	25
1.11	ОСНОВНЫЕ ВНЕШНИЕ СВЯЗИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	27
1.12	АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 КВ И ВЫШЕ	30
<b>2</b>	<b>ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ОБЪЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021 – 2025 ГОДЫ 110 КВ И ВЫШЕ</b>	<b>35</b>
2.1	ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	35
2.2	ПРОГНОЗ ДИНАМИКИ ОТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	35
2.2.1	ПРОГНОЗ ДИНАМИКИ ОТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ	35
2.2.2	ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	36
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 2021 – 2026 ГОДОВ	42
2.7	РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЗАГРУЗКИ ЦЕНТРОВ ПИТАНИЯ 110 КВ	45
2.8	ПЕРЕЧЕНЬ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ К ВВОДУ ПО АНАЛИЗУ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЮМЕНСКИЙ ЭНЕРГОРАЙОН	59
2.9	ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ (РЕКОНСТРУКЦИИ) ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ 110 КВ И ВЫШЕ	62

<b>2.10</b>	<b>Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше</b>	<b>65</b>
<b>2.11</b>	<b>Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ</b>	<b>66</b>
<b>3.</b>	<b>Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках</b>	<b>66</b>
<b>4.</b>	<b>Перспективные направления развития «цифрового» электроэнергетического комплекса Тюменской области</b>	<b>66</b>
<b>5.</b>	<b>Схема размещения объектов электроэнергетики Тюменской области на 2021 – 2026 годы</b>	<b>71</b>

Приложение 1  
Приложение 2  
Приложение 3  
Приложение 4  
Приложение 5

## Перечень сокращений

- А – ампер;
- АДТН – аварийно-допустимая токовая нагрузка
- АО – акционерное общество;
- АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного хода;
- АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;
- АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;
- АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
- АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- АТ – автотрансформатор;
- АТГ – автотрансформаторная группа;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- АЧР – автоматика частотной разгрузки;
- В – выключатель;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии;
- ВРП – валовой региональный продукт;
- г. – город;
- ГАО – графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);
- ГПГУ – газопоршневая генерирующая установка;
- ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ГТУ – газотурбинная установка;
- ГТЭС – газотурбинная электростанция;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- ДДТН – длительно допустимый ток нагрузки;
- ЕЭС – Единая энергетическая система;
- ж/к – жилой комплекс;
- ЗАО – закрытое акционерное общество;
- кВ – киловольт;
- кВт·ч – киловатт-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 – мегавольтампер реактивный;
- МВт – мегаватт;
- мкр. – микрорайон;

млн. – миллион;  
МО – муниципальное образование;  
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;  
ПЭС – передвижная электростанция;  
Р – реактор;  
р.п. – рабочий поселок;  
РДУ – региональное диспетчерское управление;  
РП – распределительный пункт;  
РУ – распределительное устройство;  
с. – село;  
СВ – секционный выключатель;  
сек. – секция;  
СиПРЭ – схема и программа развития электроэнергетики;  
СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;  
СП – соединительный пункт;  
СШ – система шин;  
Т – трансформатор;  
ТГ – турбогенератор;  
ТП – трансформаторная подстанция;  
ТПиР – техническое перевооружение и реконструкция;  
ТПП – территориальное производственное предприятие;  
т.у.т. – тонны условного топлива;  
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;  
ТЭС – теплоэлектростанция;  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;  
УРС – устройство регулирования и стабилизации;  
УШР – управляемый шунтирующий реактор;

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

# 1 Существующее состояние объектов по производству электрической энергии и электросетевого хозяйства 110 кВ и выше Тюменской области

## 1.1 Общая характеристика Тюменской области

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

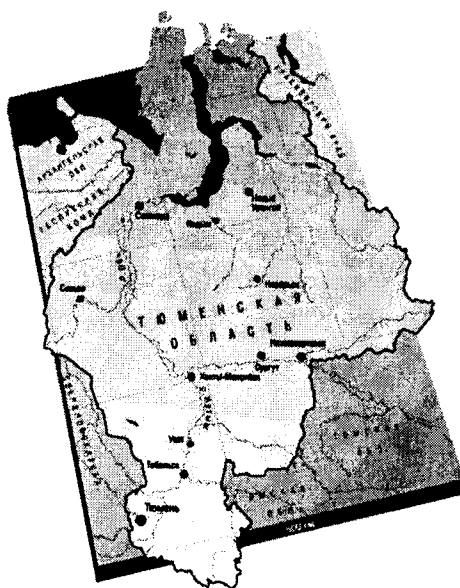


Рисунок 1 – Географическое положение Тюменской области

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

Площадь территории Тюменской области (без автономных округов) составляет 160,1 тыс. км<sup>2</sup>. На 01.01.2020 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 01.01.2021 составляет 1542,5 тыс. человек. В последние годы для Тюменской области характерно увеличение численности населения.

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

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

К наиболее крупным городам Тюменской области с численностью населения более 50 тыс. человек относятся г. Тюмень (807,3 тыс. человек), г. Тобольск (102,3 тыс. человек), г. Ишим (64,4 тыс. человек), по данным Росстата на 01.01.2020.

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 (2019 год к уровню 2009 года) ВРП области в сопоставимых ценах увеличился в 1,36 раза (в среднем по России ВРП за аналогичный период увеличился в 1,25 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 2020 году составила 71,6%, организаций добычи полезных ископаемых – 20,6%, обеспечения электрической энергией, газом и паром; кондиционирования воздуха - 5,8%, водоснабжения; водоотведения, организации сбора и утилизации отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 1,9%. 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 01.01.2021 составила 32,2%. Среднегодовая численность занятых в сельском и лесном хозяйстве, охоте, рыболовстве и рыбоводстве в общей численности занятых за 2019 год составила 5,9%. Площадь сельскохозяйственных угодий в составе земель сельскохозяйственного назначения Тюменской области составляет порядка 2,9 млн га или около 20% от общей площади земель.

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

## 1.2 Характеристика состояния энергосистемы Тюменской области

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

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

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

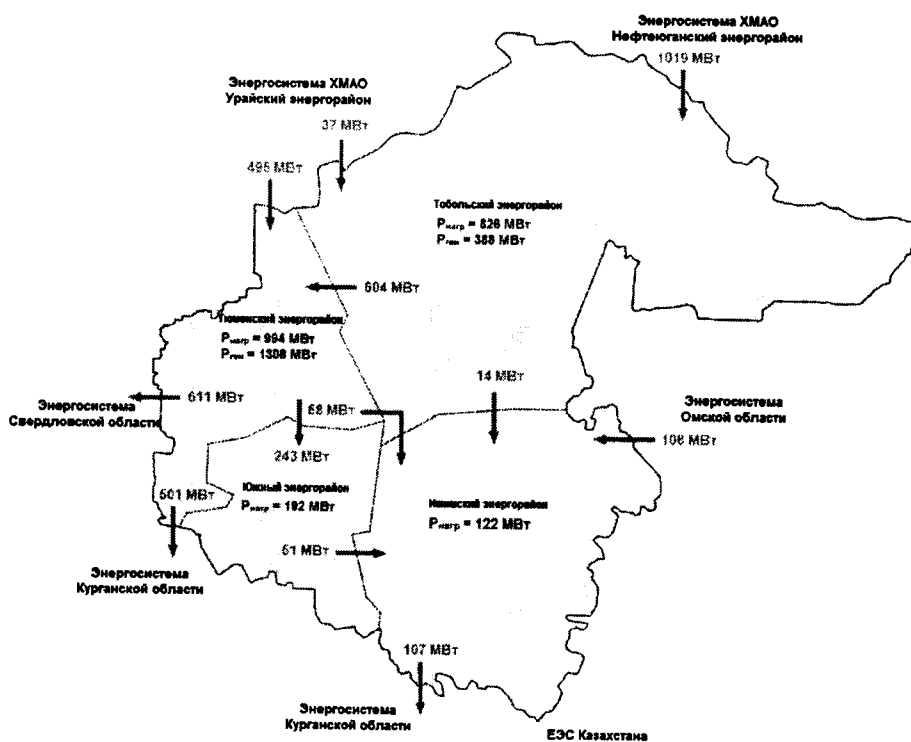


Рисунок 2 – Схема фактического баланса электрических нагрузок Энергосистемы Тюменской области с разбивкой по энергорайонам на собственный максимум Энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов 2020 года

## 1. Тюменский энергорайон

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

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

## Энергосистема Свердловской области



Рисунок 3 – Карта-схема Тюменского энергорайона энергосистемы Тюменской области

## 2. Тобольский энергорайон

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

Основными центрами электроснабжения Тобольского энергорайона являются: ПС 500 кВ Иртыш, ПС 500 кВ Демьянская, ПС 500 кВ ЗапСиб, ПС 500 кВ Нелым, ПС 500 кВ Тобол, ПС 220 кВ Снежная, ПС 220 кВ Болчары, ПС 220 кВ Лянтинская, ПС 220 кВ Пихтовая, ПС 220 кВ Протозановская, ПС 220 кВ Чеснок и Тобольская ТЭЦ. В Тобольском энергорайоне имеются электростанции ПАО «Сургутнефтегаз» – ГТЭС Южно-Нюрымского м.р., электростанции ООО «РН-Уватнефтегаз» – ГТЭС Тегусская, ГПЭС Тегусская и ГТЭС Тямкинская.



Рисунок 4 – Карта-схема Тобольского энергорайона энергосистемы Тюменской области

### 3. Ишимский энергорайон

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



Рисунок 5 – Карта-схема Ишимского энергорайона энергосистемы Тюменской области

#### 4. Южный энергорайон

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

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



Рисунок 6 – Карта-схема Южного энергорайона энергосистемы Тюменской области

В таблице 1 представлены контролируемые сечения и их состав.

Таблица 1 – Контролируемые сечения в энергосистеме Тюменской области

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

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 с заходом на ПС Баженово (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Кротово – Татарка с отпайками
	ВЛ 110 кВ Ница – Туринск (нормальное состояние транзита разомкнут)
	ВЛ 110 кВ Сотник – МДФ
	ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда №2 с отпайками
	ВЛ 110 кВ Тобольская – Кутарбитка с отпайками

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

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

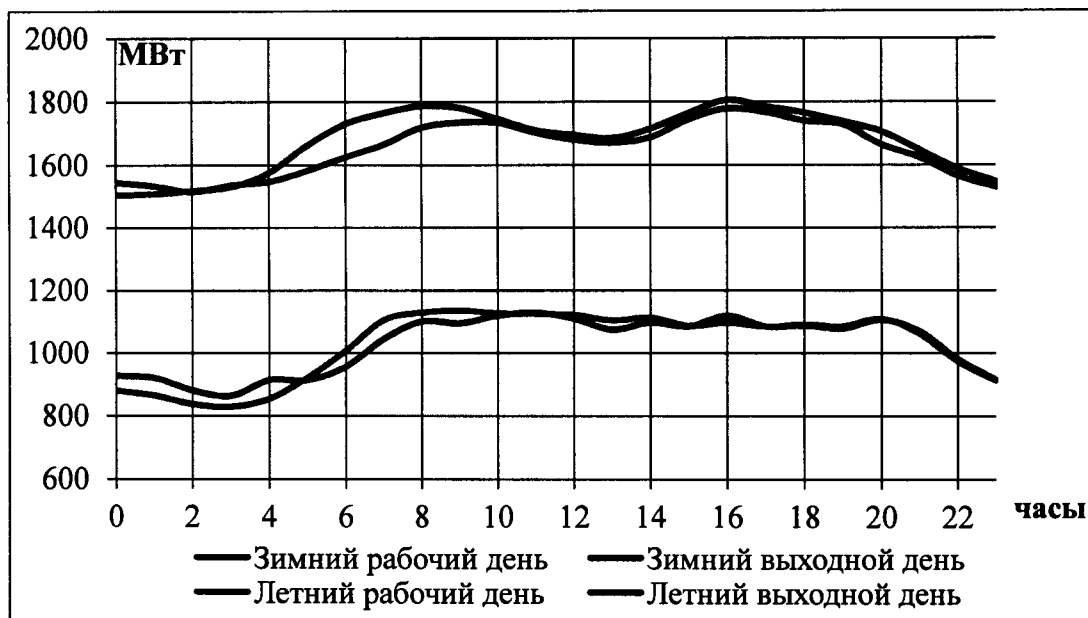


Рисунок 7 – Усредненный график потребления мощности энергосистемы Тюменской области

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

К генерирующим компаниям относятся:

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

- ООО «ЗапСибНефтехим» – Тобольская ТЭЦ.

К крупным электросетевым компаниям относятся:

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

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

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

Функцию диспетчерского управления выполняют:

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

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

К крупным энергосбытовым компаниям и гарантирующим поставщикам электроэнергии относятся:

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

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

К наиболее крупным потребителям относятся:

– ООО «Газпром трансгаз Сургут»;

– 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 2016 – 2020 гг. на территории Тюменской области.

Таблица 2 – Динамика потребления электроэнергии на территории Тюменской области в 2016 – 2020 гг.

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Электропотребление (млн кВт·ч)	11 697,9	13 073,7	13 647,5	14 501,6	14 923,4
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	+4,0	+11,8	+4,4	+6,3	+2,9

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

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

Таблица 3 – Сведения об электропотреблении и максимуме потребления мощности крупных потребителей энергосистемы Тюменской области за период 2016 – 2020 гг.

Потребитель		Год				
		2016	2017	2018	2019	2020
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	1 658,4	1 132,3	1 010,1	1 234,9	1 003,0
	P <sub>max</sub> , МВт	248,7	201,8	187,9	142,9	186,9
ООО «Тобольск-Нефтехим» <sup>1</sup>	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	489,8	–	–	–	–
	P <sub>max</sub> , МВт	63,0	–	–	–	–
ООО «Тобольск-Полимер» <sup>1</sup>	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	237,9	–	–	–	–
	P <sub>max</sub> , МВт	34,2	–	–	–	–
ООО «СИБУР Тобольск» <sup>1</sup>	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	–	781,3	743,6	768,2	766,9
	P <sub>max</sub> , МВт	–	89,2	99,8	99,0	117,1
АО «Антипинский НПЗ» <sup>2</sup>	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	218,8	312,0	348,5	306,8	361,1
	P <sub>max</sub> , МВт	38,4	43,2	44,7	51,97	49,74
Филиал ООО «УГМК-Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени» <sup>2</sup>	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	298,0	360,8	377,7	371,9	363,7
	P <sub>max</sub> , МВт	67,2	61,1	64,0	63,8	64,7
ООО «РН-Уватнефтегаз», в том числе:	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	132,1	112,7	108,3	407,0	552,9
	P <sub>max</sub> , МВт	17,2	16,3	14,1	80,3	89,5
ООО «РН-Уватнефтегаз» (электрообеспечение добывающих скважин и объектов инфраструктуры)	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	–	–	–	384,4	518,3
	P <sub>max</sub> , МВт	–	–	–	73,5	83,5
ООО «РН-Уватнефтегаз» (электрообеспечение добывающих скважин и объектов инфраструктуры с буровыми установками)	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	–	–	–	407,0	552,9
	P <sub>max</sub> , МВт	–	–	–	80,3	89,5
Филиал ОАО «РЖД»	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	467,3	479,1	475,7	467,8	470,0

Потребитель		Год				
		2016	2017	2018	2019	2020
«Свердловская железная дорога» <sup>2</sup>	$P_{max}$ , МВт	64,2	67,0 <sup>1</sup>	66,4 <sup>1</sup>	65,1 <sup>1</sup>	64,2
	$\Sigma_{потр}$ , млн кВт·ч	1 296,7	1 194,0	1 208,4	1 025,9	787,4
АО «Транснефть – Сибирь»	$P_{max}$ , МВт	162,0	159,5	152,0	136,5	126,8
	$\Sigma_{потр}$ , млн кВт·ч	21,1	75,5	158,8	599,3	1 264,0
ООО «ЗапСибНефтехим»	$P_{max}$ , МВт	9,9	27,7	52,1	69,9	157,0

Примечание.

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

2. Корректировка данных  $\Sigma_{потр}$  и  $P_{max}$  в соответствии с ведомственной отчетностью

### 1.5 Динамика изменения максимума нагрузки за пятилетний период

Сводные данные по динамике изменения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области приведены в таблице 4. Представлены фактические данные по территории Тюменской области, на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в 2016–2020 гг.

Таблица 4 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области за период 2016 – 2020 гг.

Наименование	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Максимум нагрузки, МВт	1 890,0	1 912,0	2 057,0	1 979,0	2 134
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки (%)	-0,8	+1,2	+7,6	-3,8	+7,8

За последние пять лет максимум нагрузки энергосистемы Тюменской области увеличился на 12,9%. При этом снижение максимума нагрузки в 2016 г. и 2019 г. может быть объяснено благоприятными климатическими условиями прохождения максимума нагрузки.

### 1.6 Структура установленной мощности на территории Тюменской области

В состав энергосистемы Тюменской области входит три основных источника электроэнергии – Тюменская ТЭЦ-1, Тюменская ТЭЦ-2, принадлежащие ПАО «Фортум» (63,4% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области), Тобольская ТЭЦ (29,4% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области), ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС и ГТЭС Моторостроители, принадлежащие ПАО «Тюменские моторостроители», ГТЭС Южно-

Нюрымского м/р ПАО «Сургутнефтегаз», ГТЭС Тегусская, ГПЭС Тегусская и ГТЭС Тямкинская, принадлежащие ООО «РН-Уватнефтегаз» (7,3% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области).

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области по состоянию на 01.04.2021 составляет 2 266,448 МВт. Сводные данные по установленной мощности электростанций и типам генерирующих установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Состав существующих электростанций по состоянию на 01.04.2021

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип генерирующего оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
Тюменская ТЭЦ-1 (ПАО «Фортум»)	Всего по электростанции			681,7
	Т-100-130 ст. №5	ПСУ	1969	94,0
	Т-100-130 ст. №6	ПСУ	1970	94,0
	Т-94-120 ст. №7	ПСУ	1970	94,0
	ГТ V64.3A ст. №1	ПГУ	2005	60,0
	Т-130/160-12,8 ст. №1		2005	130,0
	ГТ V64.3A ст. №2	ПГУ	2011	64,4
	Т-145/160-12,8 ст. №2		2011	145,3
Тюменская ТЭЦ-2 (ПАО «Фортум»)	Всего по электростанции			755,0
	Т-180/210-130-1 ст. №1	ПСУ	1986	180,0
	Т-180/210-130-1 ст. №2	ПСУ	1987	180,0
	Т-180/210-130-1 ст. №3	ПСУ	1987	180,0
	К-215-130-1 ст. №4	ПСУ	1990	215,0
Тобольская ТЭЦ	Всего по электростанции			665,3
	ПТ-135/165-130 ст. №1	ПСУ	1983	135,0
	Т-175/210-130 ст. №2	ПСУ	1983	175,0
	ПТ-140/165-130/15-2 ст. №4	ПСУ	1985	142,0
	Р-100-130/15 ст. №3	ПСУ	2011	103,6
	К-110-1,6 ст. №5	ПСУ	2011	109,7

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип генерирующего оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	T-12-2PЭУЗ <sup>1</sup>	ГТУ	2002	12,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	T-32-2PB3-GB <sup>2</sup>	ГТУ	2016	24,9
ГТЭС Южно-Нурымского м/р (ПАО «Сургутнефтегаз»)	Всего по электростанции			8,0
	Д-30ЭУ-2	ГТУ	2017	4,0
	Д-30ЭУ-2	ГТУ	2017	4,0
ГТЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	Всего по электростанции			29,358
	Taurus 60-7901S	ГТУ	2020	4,8
	Taurus 60-7901S	ГТУ	2020	4,8
	Taurus 60-7901S	ГТУ	2020	4,8
	Taurus 60-7901S	ГТУ	2020	4,8
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079
	Rolls Royce 501 KB7	ГТУ	2020	5,079

<sup>1</sup> Маркировка генератора

<sup>2</sup> Маркировка генератора

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип генерирующего оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
ГПЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	Всего по электростанции			15,4
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
	QSV91-G	ГПУ	2020	1,54
ГТЭС Тямкинская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	Всего по электростанции			24,0
	ГТЭ-8/МС	ГТУ	2020	6,0
	ГТЭ-8/МС	ГТУ	2020	6,0
	ГТЭ-8/МС	ГТУ	2020	6,0
	ГТЭ-8/МС	ГТУ	2020	6,0
ИТОГО				2 266,448 (100%)
в т.ч. ПСУ				1 702,3 (75,1%)
ПГУ				399,7 (17,6%)
ГТУ				149,048 (6,6%)
ГПУ				15,4 (0,7%)

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

Таблица 6 – Информация о вводе, демонтаже и перемаркировке оборудования по электростанциям на территории Тюменской области за 2016 – 2020 гг.

Электростанция	Год	Тип работ	Станционный номер	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	2016	Ввод	1	ГТУ	24,9
ГТЭС Южно-Нюрымского м/р (ПАО «Сургутнефтегаз»)	2017	Ввод	1, 2	ГТУ	2x4,0
Тюменская ТЭЦ-1	2018	Перемаркировка	6	T-100-130	94,0
Тюменская ТЭЦ-1	2019	Перемаркировка	7	T-94-120	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 2016 – 2021 гг (I квартал 2021 г.).

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново	2х6,3 МВА
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка	2х16 МВА
2016	ПС 220 кВ Губернская (Присоединение отпайками от ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь)	2х63 МВА 1,78 км
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Затон	1х10 МВА 1х6,3 МВА
2016	Перевод блока №1 Тюменской ТЭЦ-2 на шины 110 кВ. Включение АТ связи 220/110 кВ Тюменской ТЭЦ-2	
2016	ПС 110 кВ Запсиб-2 (Присоединение отпайками от ответвлений на ПС 110 кВ КОС)	2х25 МВА (2х6,0 км)
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Кулаково	2х16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Мурманская	2х40 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Велижаны	2х16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Чермет	2х16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Мичурино	2х16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Ульяновская	2х10 МВА
2017	Реконструкция ПС 110 кВ Омутинка	2х25 МВА

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2017 2018	Строительство ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ, в т.ч.	360 Мвар (60 Мвар резерв), 3x0,63 МВА, 0,25 МВА
	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	6,68 км 6,73 км 3x60 Мвар
	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 км 0,36 км 3x60 Мвар
2018	ПС 500 кВ ЗапСиб, ВЛ 500 кВ ЗапСиб – Тобол-I,II,III,IV цепь	4x250 МВА 2x2,655 км 2x2,696 км
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Н.Тавда	2x16 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Червишево	2x16 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Кротово	1x2,5 МВА 1x6,3 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Упорово	2x10 МВА
2018	Реконструкция ПС 110 кВ Буньково	2x6,3 МВА
2019	Реконструкция ПС 110 кВ Ярково	2x16 МВА
2019	ПС 220 кВ Пихтовая на Тямкинском месторождении	2x63 МВА УШР 63 Мвар
2019	ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Демьянская до ПС 220 кВ Пихтовая I, II цепь	2x180,5 км
2019	Строительство ВЛ 220 кВ Пихтовая - Лянтинская	139,8 км
2019	Строительство ПС 220 кВ Лянтинская	2x125 МВА
2019	Строительство ПС 220 кВ Протозановская	2x63 МВА
2019	Строительство ВЛ 220 кВ Пихтовая - Протозановская ВЛ 220 кВ Протозановская - Лянтинская	57,705 км 86,439 км
2019	Реконструкция ПС 110/10/6кВ Татарка	2x10 МВА 1x2,5 МВА
2019	Строительство ПС 110/10 кВ Молодёжная с заходами ВЛ 110 кВ Ожогино -	2x25 МВА 2x0,086 км

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
	Перевалово	
2019	Строительство ПС 110/10 кВ Причал с двухцепной ЛЭП 110 кВ	2х40 МВА 2х0,042
2019	Реконструкция ПС 110/10кВ «Тополя»	2х6,3
2019	Реконструкция ПС 110/6кВ «Водогрейная»	2х16
2019	Реконструкция ПС 110/6кВ «Водозабор»	2х2,5
2019	Реконструкция ПС 110/10кВ «Промбаза»	2х40
2019	Переустройство КВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1-Граничная	1х0,184 км
2019	Реконструкция КВЛ 110 кВ Ожогоино-Граничная	1х0,241 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 2020 г. 73,6% выработки электроэнергии приходится на электростанции, принадлежащие ПАО «Фортум», 22,5% – на Тобольскую ТЭЦ. Оставшаяся часть электроэнергии (3,9%) вырабатывается электростанциями, принадлежащими ПАО «Тюменские моторостроители», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «РН-Уватнефтегаз».

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

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

Уровень надежности оказываемых услуг определяется средней продолжительностью прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и средней частотой прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в течение расчетного периода регулирования. Уровень качества оказываемых услуг определяется показателем уровня

качества осуществляемого технологического присоединения к сети. Показатели определяются согласно «Методическим указаниям по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» утвержденных приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

Таблица 8 – Оценка плановых значений показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг территориальных сетевых организаций Тюменской области на период 2021 – 2022 гг.

№	Показатель	2021	2022
1.	АО «Россети Тюмень»		
1.1.	Показатель средней продолжительности прекращения электрической энергии	0,4358	0,4292
1.2.	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии	0,1969	0,1940
1.3.	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети	1,0000	1,0000
2.	АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания»		
2.1	Показатель средней продолжительности прекращения электрической энергии	0,8849	0,8716
2.2.	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии	0,4895	0,4822
2.3.	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети	1,0000	1,0000

### 1.9 Характеристика балансов электроэнергии и мощности за пятилетний период

Балансы электрической мощности и электроэнергии энергосистемы Тюменской области за отчетный пятилетний период приведены в таблицах 9 и 10 соответственно. В качестве максимальной нагрузки потребления приведены фактические данные по территории Тюменской области на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в 2016 – 2020 гг.

Таблица 9 – Баланс мощности на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области в 2016 – 2020 гг., МВт

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Суммарное покрытие	1 546,5	1 652,0	1 460,9	1 814,3	1 696,0
в том числе:					
Тюменская ТЭЦ-1	555,2	643,0	556,4	659,5	574,8
Тюменская ТЭЦ-2	538,5	557,0	578,0	710,6	729,9
Тобольская ТЭЦ	452,8	452,0	321,8	439,9	379,5

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	0,0	0,0	0,0	0,0	0
ГТЭС Южно-Нурьимского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	–	0,0	4,7	4,2	8,0
ГТЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	–	–	–	–	–
ГПЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	–	–	–	–	–
ГТЭС Тямкинская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	–	–	–	–	–
Потребление	1 890,0	1 912,0	2 057,0	1 979,0	2 134,0
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	+343,5	+260,0	+596,1	+164,7	+438,0

Таблица 10 – Баланс электроэнергии за период 2016 – 2020 гг., млн кВт·ч

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Суммарная выработка	9 270,9	10 130,9	10 901,2	11 524,0	11 654,6
ТЭС	9 227,1	10 083,9	10 827,1	11 434,0	11 197,0
Тюменская ТЭЦ-1	3 450,3	3 534,5	3 920,9	3 567,1	3 952,7
Тюменская ТЭЦ-2	3 538,8	4 176,7	4 424,5	5 189,1	4 628,1
Тобольская ТЭЦ	2 238,0	2 372,7	2 481,8	2 678,0	2 616,2
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	42,8	40,0	33,0	26,5	29,3
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	1,0	4,7	5,3	4,1	4,0
ГТЭС Южно-Нурьимского м.р. (ПАО «Сургутнефтегаз»)	–	2,3	35,6	59,3	69,2
ГТЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	–	–	–	–	279,3
ГПЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	–	–	–	–	16,0
ГТЭС Тямкинская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	–	–	–	–	59,8
Потребление	11 697,9	13 073,7	13 647,5	14 501,6	14 923,4
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	+2 427,2	+2 942,8	+2 746,3	+2 977,5	+3 268,8

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
«+» – дефицит)					

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

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

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

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

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

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

Сводные данные по установленной мощности и количеству трансформаторов/автотрансформаторов (Т/АТ) ПС 110 кВ и выше по состоянию на 01.01.2021 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 <sup>1</sup> , шт.	Мощность ПС, МВА
<b>По номинальному напряжению</b>			
500 кВ	7	21	3 005,0
220 кВ	7	22	2 084,0
110 кВ	241	452	7 748,8
<b>По эксплуатирующим организациям</b>			
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	13	52	5 089,5
АО «Россети Тюмень»	180	316	5 126,4
АО «СУЭНКО»	5	10	179,6
Промышленные предприятия	57	113	2 442,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>255</b>	<b>491</b>	<b>12 837,5</b>

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
-------------------------	-----------------	-----------

<sup>1</sup> Суммарное количество Т/АТ приведено с учетом резервных Т/АТ

Наименование показателя	Кол-во ЛЭП, шт.	Длина, км
По номинальному напряжению		
500 кВ (в том числе ЛЭП 220 кВ в габаритах 500 кВ)	20	1 791,8
220 кВ	32	2 002,9
110 кВ	207	4 975
По эксплуатирующим организациям		
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	54	3797,1
АО «Россети Тюмень»	201	4958,2
АО «СУЭНКО»	4	14,35
ВСЕГО	259	8769,6

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

Таблица 13 – Сводные данные по СКРМ в энергосистеме Тюменской области

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{ном}$ , кВ	Реактивная мощность, Мвар
ПС 500 кВ Демьянская	Р-500-Тобол	500	3*60
	Р-500-Нелым	500	3*60
	Р-110	110	3*33
ПС 500 кВ Нелым	Р-500 Пыть-Ях	500	3*60
	Р-500 Тобол	500	3*60
	УШР-500 Магистральная	500	3*60
ПС 500 кВ Беркут	Р-500 Иртыш	500	3*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
ПС 500 кВ Витязь	Р-500 Курган	500	3*60
	Р-500 Иртыш	500	3*60
ПС 500 кВ Тобол	Р-500 Тюмень	500	3*60
	Р-500 Запсиб-1	500	3*60
ПС 110/10кВ Западная	яч.7 Аккумуляторный-1	10	7,016
ПС 110/10кВ Западная	яч.18 Аккумуляторный-2	10	

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{ном}$ , кВ	Реактивная мощность, Мвар
ПС 110/10кВ Разбахта	яч.8 Литейный-1	10	0,8
ПС 110/10кВ Разбахта	яч.10 Литейный-2	10	
ПС 110/10кВ Западная	яч.21 Нефтемаш-1	10	1,3
ПС 110/10кВ Западная	яч.4 Нефтемаш-2	10	
ПС 110/10кВ Щербаковская	яч.19 Котельная-1	10	0,336
ПС 110/10кВ Щербаковская	яч.22 Котельная-2	10	
ПС 110/10кВ Винзили	яч.21 РП-10-1	10	0,6
ПС 110/10кВ Винзили	яч.12 РП-10-2	10	
ПС 110/10кВ Западная	яч.11 ЗМЗ-1	10	0,549
ПС 110/10кВ Западная	яч.20 ЭМЗ-2	10	
ПС 110/10кВ Метелево	ввод-1,2	6	2,7
ПС 110/10кВ Медик	ввод-1,2	10	1,41
ПС 110/10кВ Кыштырла	яч.28 КСМ	10	0,68
ПС 110/10кВ Антипино	яч.26 Завод-1	10	0,6
ПС 110/10кВ Антипино	яч.0 Завод-2	10	
ПС 110/10кВ Кыштырла	яч.14 Снаб-2	10	0,6
ПС 110/10кВ Кыштырла	яч.14 Снаб-3	10	
ПС 110/10кВ Монтажная	яч.14 АНПЗ-1	10	4,142
ПС 110/10кВ Антипино	яч.27 АНПЗ-2	10	0,9
ПС 110/10кВ Домостроительная	яч.37 РП-ДСП-1	10	1
ПС 110/10кВ Домостроительная	яч.38 РП-ДСП-2	10	
ПС 110 кВ Вузгородок	КРМ-1	10	1,8
	КРМ-2	10	1,8
	КРМ-3	10	1,8
	КРМ-4	10	1,8

### 1.11 Основные внешние связи энергосистемы Тюменской области

Энергосистема Тюменской области в составе энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов граничит на севере с энергосистемой ХМАО-Югры, на западе со Свердловской энергосистемой, на юго-западе с Курганской энергосистемой, на юге с энергосистемой Республики Казахстан, на

востоке с Омской энергосистемой. Подробный список электрических связей с внешними энергосистемами по состоянию на 01.01.2021 представлен в таблице 14, а также на рисунке 8.

Таблица 14 – Основные внешние связи энергосистемы Тюменской области

Энергосистема	Диспетчерское наименование линии
Энергосистема Свердловской области (ОЭС Урала)	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - Тюмень №1
	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - Тюмень №2
	ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда
	ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал с отпайкой на ПС Чугунаево
	ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье с отпайками
	ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак
	ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино
	ВЛ 110 кВ Картопя – Атымья №1 с отпайками
	ВЛ 110 кВ Картопя – Атымья №2 с отпайками
	ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда с отпайками
ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда №2 с отпайками	
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-136)
	ВЛ 110 кВ Выстрел – Мангут-Т с отпайкой на ПС Мангут (С-135)
Энергосистема ХМАО-Югры (ОЭС Урала)	ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая
	ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная
	ВЛ 500 кВ Демьянская – Луговая
	ВЛ 500 кВ Демьянская – Пыть-Ях
	ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях
	ВЛ 220 кВ Демьянская – Болчары
	ВЛ 220 кВ Демьянская – Чеснок
	ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская I цепь с отпайками
	ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская II цепь с отпайками
ВЛ 110 кВ Снежная – КС-6 с отпайкой на ПС Муген	

Энергосистема	Диспетчерское наименование линии
	ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская II цепь с отпайкой на ПС Эвихон
	ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I цепь с отпайкой на ПС Эвихон

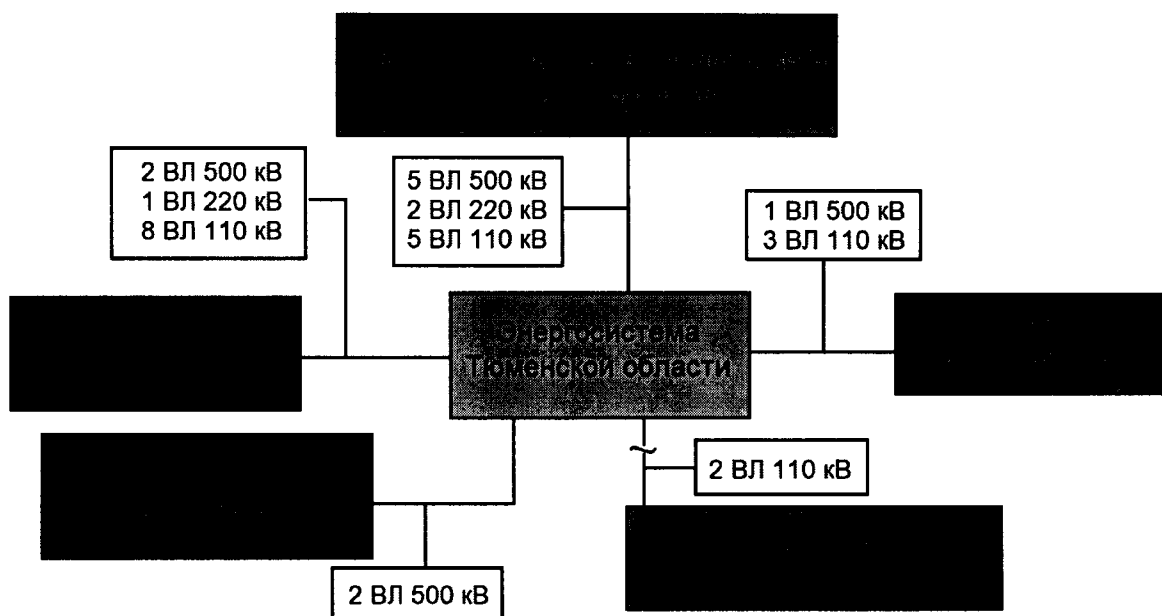


Рисунок 8 – Блок-схема электрических связей энергосистемы Тюменской области с внешними энергосистемами

Для исключения перегрузки ЛЭП нормально разомкнуты следующие транзиты:

- транзит 110 кВ 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, зимних минимальных нагрузок, летних максимальных нагрузок, летних минимальных нагрузок.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630<sup>2</sup>.

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

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

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

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

-изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций;

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

-включение/отключение и изменение реактивной мощности СКРМ;

-изменение коэффициентов трансформации (авто)трансформаторов;

-отключение в резерв ЛЭП;

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

Помимо схемно-режимных мероприятий для ввода параметров режима в область допустимых значений используются существующие

---

<sup>2</sup> 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.

устройства противоаварийной автоматики – АОПО (АРЛ), действующие по факту превышения допустимой токовой загрузки элементов сети.

Как показали результаты расчетов электроэнергетических режимов, в нормальной схеме/при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети/при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети параметры электроэнергетических режимов находятся в области допустимых значений, за исключением Нижнетавдинского района Тюменского энергорайона.

Электроснабжение Нижнетавдинского района производится по ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда и ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново. В настоящее время ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново нормально отключена со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда по условиям работы РЗА.

Согласно данным зимних контрольных замеров за последние 5 лет максимальная нагрузка района подстанции Нижняя Тавда составила (нагрузка трансформаторов 110 кВ подстанции Нижняя Тавда и трансформаторов 35 кВ ПС Черепаново и Мияссы):

- 2016 г – 14 МВт (21.12.2016 17-00);
- 2017 г – 6,6 МВт (20.12.2017 18-00);
- 2018 г – 9,8 МВт (19.12.2018 19-00);
- 2019 г – 8,5 МВт (18.12.2019 17-00);
- 2020 г. - 8,66 МВт (16.12.2020 18-00).

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

Согласно результатам расчетов электроэнергетических режимов, в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда в режиме зимнего максимума нагрузок 2016 года и при включении со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново уровни напряжения в сети 35, 10 кВ энергорайона ПС 110 кВ Нижняя Тавда ниже АДН (аварийно-допустимые напряжения) (рисунок 9.1), нарушается устойчивость нагрузки. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений необходимо отключение нагрузки в объеме 6 МВт на время ремонта ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда.

Для исключения отключения нагрузки рассмотрено несколько вариантов развития сети 35-110 кВ Нижнетавдинского района:

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

Ориентировочные капитальные затраты на реализацию рассматриваемых вариантов согласно анализа стоимости строительства объектов-аналогов составят:

- Строительство ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда – 461,44 млн. руб;

- Строительство ВЛ 35 кВ Велижаны – Черепаново – 215,16 млн. руб;

- Установка источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда – 42,03 млн. руб.

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

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

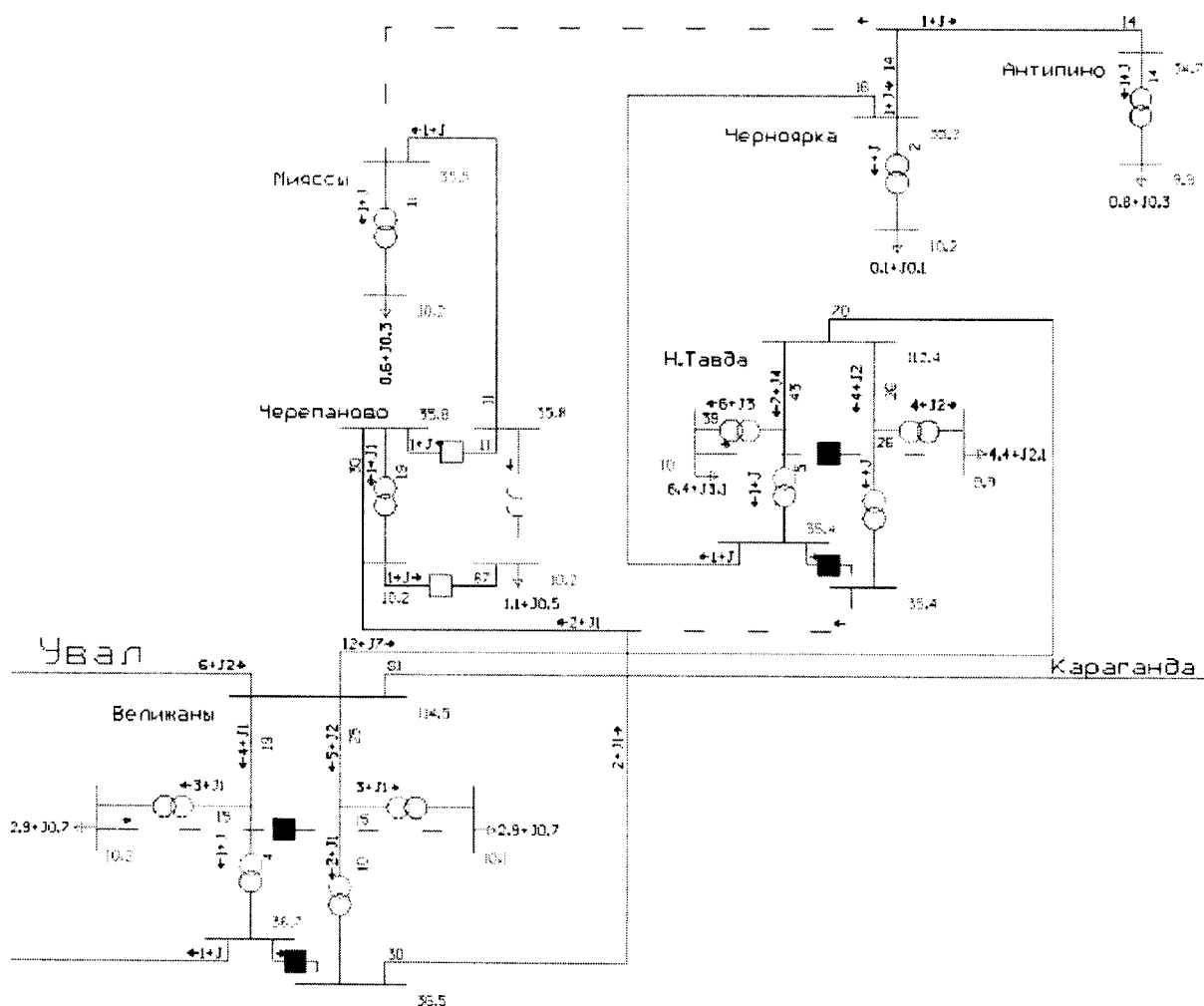


Рисунок 9 – Период зимних максимальных нагрузок 2016 года. Нормальный режим

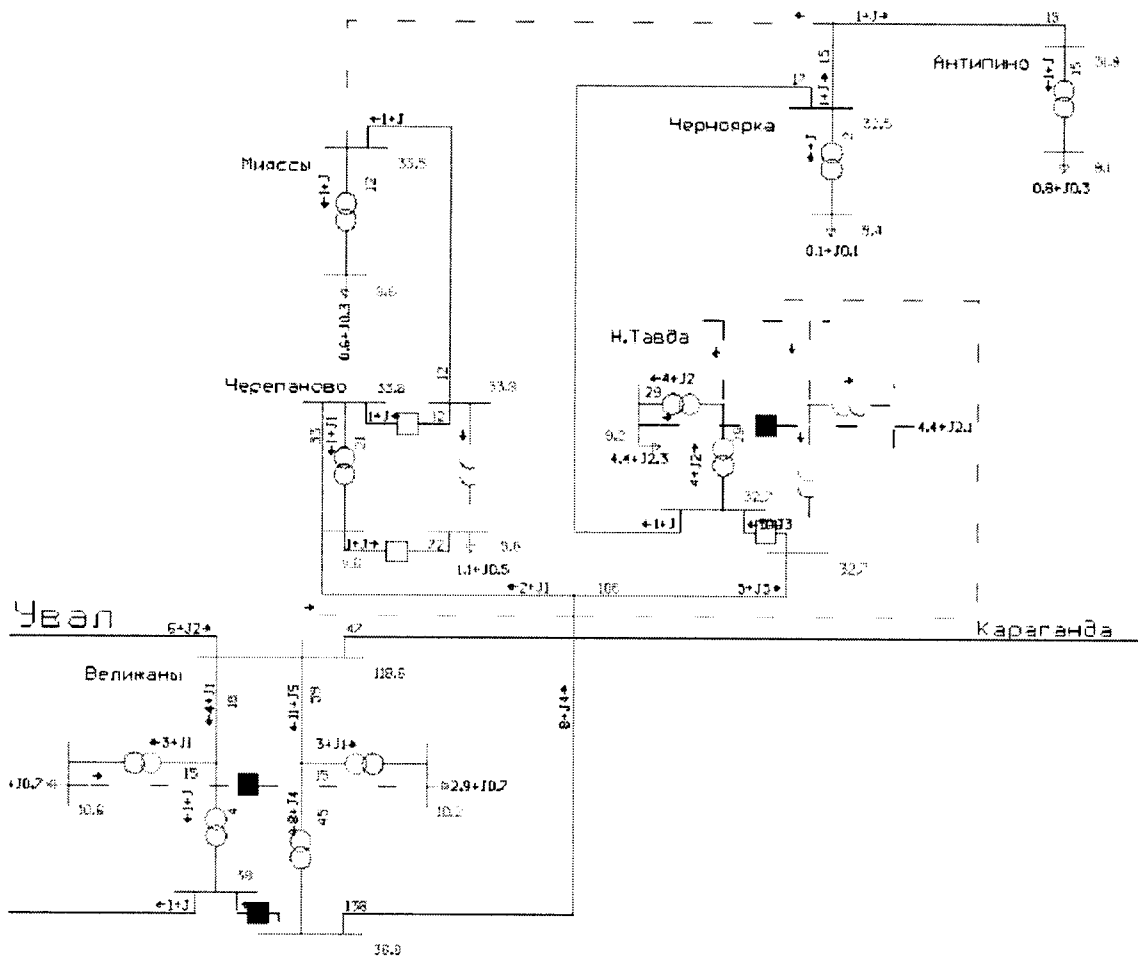


Рисунок 9.1 – Период зимних максимальных нагрузок 2016 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда. Включение в работу ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново. Отключение нагрузки в объеме 6 МВт

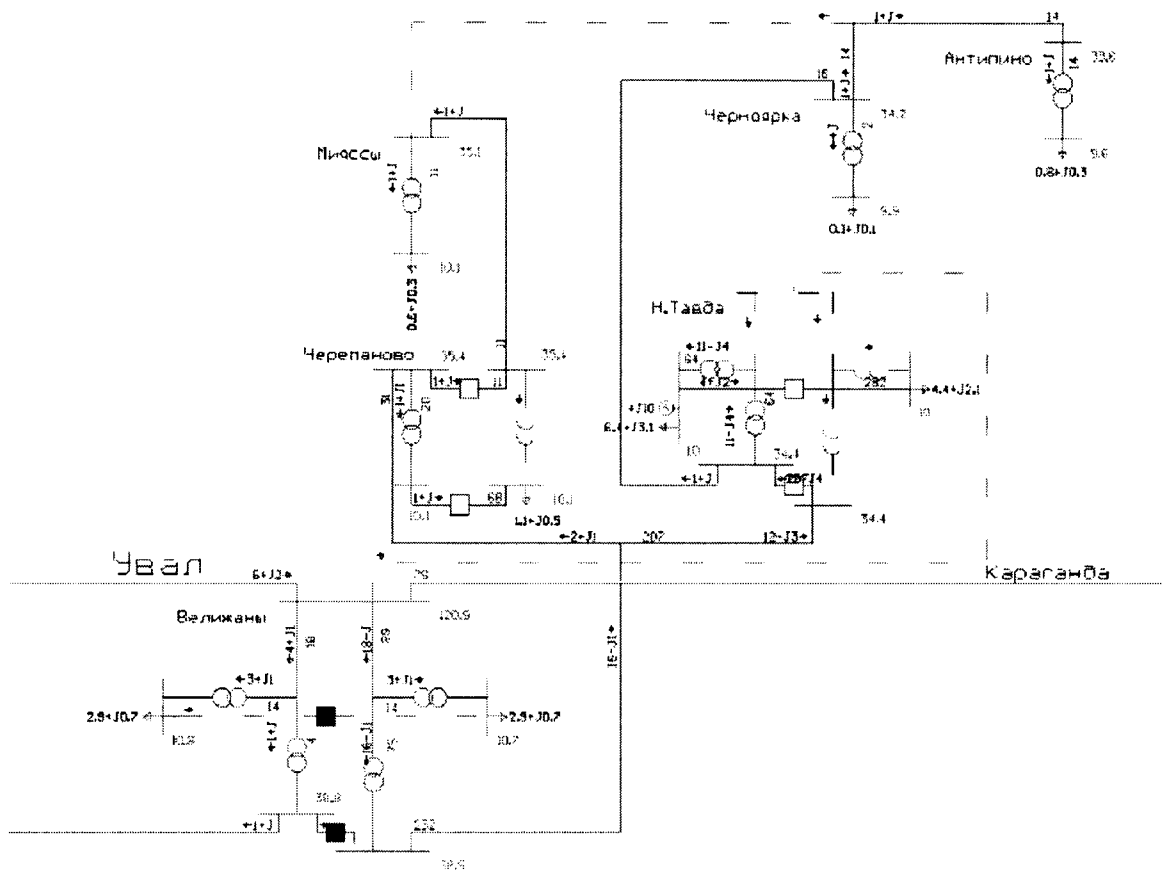


Рисунок 9.2 – Период зимних максимальных нагрузок 2016 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда. Включение в работу ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново. С учетом установки ИРМ на ПС 110 кВ Нижняя Тавда величиной 10 МВар

## **2 Прогноз развития объектов по производству электрической энергии и электросетевого хозяйства Тюменской области на 2021 – 2025 годы 110 кВ и выше**

### **2.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Тюменской области**

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

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

- надежное и качественное электроснабжение потребителей на территории Тюменской области;

- развитие систем электроснабжения в муниципальных образованиях Тюменской области.

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

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

- реконструкция и техническое перевооружение основных фондов электростанций;

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

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

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

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

#### **2.2.1 Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей**

В таблице 15 приведена информация по динамике отпуска электроэнергии из распределительных сетей АО «Россети Тюмень» в 2020 году (факт) и на период 2021 – 2026 годов (план).

Таблица 15 – Отпуск электроэнергии из распределительных сетей АО «Россети Тюмень» в 2020 году (факт) и на период 2021 – 2026 гг. (план), млн кВт·ч

№	Наименование ЭС	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Тюменские электрические сети	8 035,0	8 200,0	8 200,0	8 200,0	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 2021 – 2026 годов в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

– ООО «ПИТ 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. Согласно техническим условиям на технологическое присоединение максимальная мощность энергопринимающих устройств, подключаемых к вновь сооружаемой ПС 110 кВ УПСВ Варягского м/р, составляет 8,0 МВт. Присоединение вновь сооружаемой ПС 110/35/10 кВ УПСВ Варягского м/р предусматривается ответвлением от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7.

– Индустриальный парк в районе п. Богандинский Тюменского муниципального района. Максимальная мощность энергопринимающих устройств данного комплекса составляет 25,3 МВт в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение. Электроснабжение индустриального парка планируется от ПС 110 кВ ЖБИ (замена трансформаторов 2x10 МВА на 2x25 МВА).

– ООО «Тюменский Лесопромышленный Комплекс». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью 10 МВт планируется строительство ПС 110 кВ Осинник с отпайками от ВЛ 110 кВ Горная-Юровская и от ВЛ 110 кВ Демьянская-Горная-2.

– ООО «Руском» планирует осуществить строительство комплекса по выращиванию и переработке индейки. Согласно техническим условиям на технологическое присоединение максимальная мощность энергопринимающих устройств, подключаемых к ПС 220 кВ Голышманово, составляет 13,97 МВт.

– ООО «ЗапСибНефтехим» осуществляет строительство аэропорта вблизи г. Тобольска. Согласно техническим условиям на технологическое присоединение максимальная мощность энергопринимающих устройств, подключаемых к ПС 110 кВ Маслово, составляет 4,1 МВт.

### 2.3 Характеристика перспективных балансов электрической энергии и мощности

В таблицах 16 и 17 представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Тюменской области на период 2021 – 2026 гг. (базовый вариант).

Таблица 16– Перспективный баланс электроэнергии по территории Тюменской области на период 2021 – 2026 гг., млн кВт·ч

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</b>						
Электропотребление	90 806,0	93 066,0	95 600,0	98 673,0	100 473,0	101 165,0
Суммарная выработка электростанций	96 570,0	100 112,0	102 215,0	104 602,0	105 620,0	106 136,0
Сальдо перетоков электрической энергии	-5 764,0	-7 046,0	-6 615,0	-5 929,0	-5 147,0	-4 971,0
<b>Энергосистема Тюменской области</b>						
Электропотребление	15 650,0	16 120,0	16 445,0	16 750,0	17 050,0	17 150,0
Суммарная выработка электростанций	11 771,2	11 609,0	11 688,1	11 824,1	11 795,6	11 567,3
<b>в том числе по электростанциям:</b>						
Тюменская ТЭЦ-1	3 671,9	3 671,9	3 671,9	3 671,9	3 671,9	3 671,9
Тюменская ТЭЦ-2	4 508,5	4 508,5	4 508,5	4 508,5	4 508,5	4 508,5
Тобольская ТЭЦ	2 673,4	2 523,6	2 617,2	2 793,4	2 799,1	2 740,3
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»)	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ГТЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	658,6	643,4	624,6	594,0	563,5	424,9
ГПЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	27,1	18,4	9,5	0,0	0,0	0,0
ГТЭС Тямкинская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	146,7	158,2	171,4	171,3	167,6	136,7
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	+3 878,8	+4 511,0	+4 756,9	+4 925,9	+5 254,4	+5 582,7

Таблица 17 – Перспективный баланс мощности по территории Тюменской области на период 2021 – 2026 гг., МВт

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Энергосистема Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО</b>						
Суммарное потребление мощности	12 018,0	12 341,0	12 684,0	13 032,0	13 303,0	13 393
Покрытие (суммарная установленная мощность)	17 505,4	17 525,4	17 525,4	17 545,4	17 553,5	17 573,5
<b>Энергосистема Тюменской области</b>						
Суммарное потребление мощности	2 245,0	2 300,0	2 350,0	2 395,0	2 415,0	2 435,0
Покрытие (суммарная установленная мощность)	2 266,448	2 266,448	2 266,448	2 266,448	2 266,448	2 266,448
<b>в том числе по электростанциям:</b>						
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	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	12	12	12	12	12	12
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
ГТЭС Южно-Нюрымского м.р.	8	8	8	8	8	8

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
(ПАО «Сургутнефтегаз»)						
ГТЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	80,148	80,148	80,148	80,148	80,148	80,148
ГПЭС Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
ГТЭС Тямкинская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	-21,448	+33,552	+83,552	+128,552	+148,552	+168,552

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

В данном разделе в таблицах 18 и 19 представлены прогнозы электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области на период 2021 – 2026 годов (базовый вариант развития) энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Данные о прогнозном электропотреблении наиболее крупных потребителей на период до 2026 года приведены в таблице 21.

Таблица 18 – Прогноз электропотребления по территории Тюменской области на период 2021 – 2026 гг.

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Электропотребление, млн кВт·ч	15 650,0	16 120,0	16 445,0	16 750,0	17 050,0	17 150,0
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	+4,9	+3,0	+2,0	+1,9	+1,8	+0,6

Таблица 19 – Прогноз максимума нагрузки по территории Тюменской области на период 2021 – 2026 гг.

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимум нагрузки, МВт	2 245,0	2 300,0	2 350,0	2 395,0	2 415,0	2 435,0
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки, %	+5,2	+2,4	+2,2	+1,9	+0,8	+0,8

Таблица 20 – Прогноз потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями на территории Тюменской области на период до 2026 года, млн кВт·ч

Наименование потребителя		2021	2022	2023	2024	2025	2026
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	1 183,6	1 183,6	1 183,6	1 183,6	1 183,6	1 183,6
	P <sub>max</sub> , МВт	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2
ООО «ЗапСибНефтехим» (Северная площадка)	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	1 460,2	1 435,5	1 573,0	1 582,1	1 590,0	1529,1
	P <sub>max</sub> , МВт	170,1	167,0	174,2	175,2	176,0	169,3
ООО «ЗапСибНефтехим» (Южная площадка)	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	841,7	1 192,4	1 192,4	1 543,0	1 711,1	1 719,5
	P <sub>max</sub> , МВт	96,1	136,1	136,1	176,2	195,3	196,3
АО «Антипинский НПЗ»	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	362,0	362,0	362,0	362,0	362,0	362,0
	P <sub>max</sub> , МВт	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Филиал ООО «УГМК-Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени»	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0
	P <sub>max</sub> , МВт	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
ООО «РН-Уватнефтегаз» (электроснабжение добывающих скважин и объектов инфраструктуры)	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	771,5	803,1	862,0	986,3	1 319,6	1 776,5
	P <sub>max</sub> , МВт	94,8	109,5	116,1	126,6	166,5	202,8
ООО «РН-Уватнефтегаз» (электроснабжение добывающих скважин и объектов инфраструктуры с буровыми установками)	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	821,6	861,0	926,0	1 050,8	1 388,8	1 939,4
	P <sub>max</sub> , МВт	102,5	117,6	125,8	136,5	176,2	221,4
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	475,3	477,0	480,0	480,0	480,0	480,0
	P <sub>max</sub> , МВт	66,1	66,4	66,8	66,8	66,8	66,8
АО «Транснефть – Сибирь»	Э <sub>потр</sub> , млн кВт·ч	861,5	861,5	861,5	861,5	861,5	861,5
	P <sub>max</sub> , МВт	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3

На рисунках 10 и 11 представлены график изменения установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребителей на территории энергосистемы Тюменской области в

период 2016 – 2026 годов и график изменения выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории энергосистемы Тюменской области в период 2016 – 2026 годов соответственно.

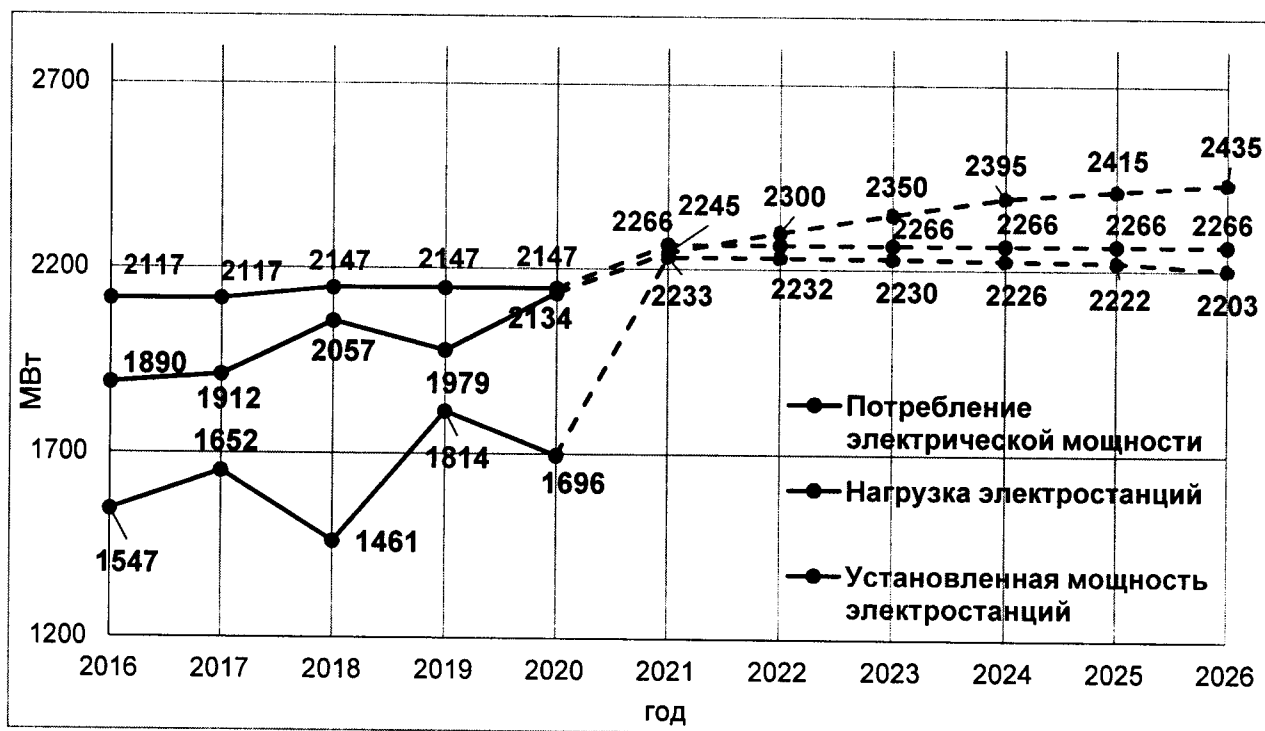


Рисунок 10 – Изменение установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребления по территории Тюменской области в период 2016–2026 годов



Рисунок 11 – Изменение выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории Тюменской области в период 2016 – 2026 годов

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

В соответствии с СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 гг. ввод и вывод из эксплуатации генерирующих объектов и генерирующего оборудования на территории Тюменской области с высокой вероятностью реализации в период 2021 – 2026 гг. не предусмотрен.

## **2.6 Анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше на период 2021 – 2026 годов**

В настоящем разделе приведены результаты расчетов 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 2021 – 2026 годов.

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

режим зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 41°C;

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

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

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

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> 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

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

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

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

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

- изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций;

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

- включение/отключение и изменение реактивной мощности СКРМ;

- изменение коэффициентов трансформации (авто)трансформаторов;

- отключение в резерв ЛЭП:

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

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

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

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

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области на перспективу развития 2021 – 2026 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в

---

указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

соответствии с СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы и утвержденные технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Как показали результаты расчетов электроэнергетических режимов в нормальной схеме/при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети/при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети, параметры электроэнергетических режимов находятся в области допустимых значений, за исключением Нижнетавдинского района Тюменского энергорайона.

Электроснабжение Нижнетавдинского района производится по ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда и ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново. В настоящее время ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново нормально отключена со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда по условиям работы РЗА.

Согласно данным зимних контрольных замеров за последние 5 лет максимальная нагрузка района подстанции Нижняя Тавда составила (нагрузка трансформаторов 110 кВ подстанции Нижняя Тавда и трансформаторов 35 кВ ПС Черепаново и Мияссы):

- 2016 г – 14 МВт (21.12.2016 17-00);
- 2017 г – 6,6 МВт (20.12.2017 18-00);
- 2018 г – 9,8 МВт (19.12.2018 19-00);
- 2019 г – 8,5 МВт (18.12.2019 17-00);
- 2020 г. - 8,66 МВт (16.12.2020 18-00).

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1) планируемый прирост нагрузки по ПС 110 кВ Нижняя Тавда, ПС 35 кВ Черепаново, ПС 35 кВ Мияссы, ПС 35 кВ Антипино, ПС 35 кВ Черноряка в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 1,68 МВт (с учетом коэффициентов реализации 0,34 МВт).

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

Согласно результатам расчетов электроэнергетических режимов, в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда при включении со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново снижение напряжения в сети 35, 10 кВ энергорайона ПС 110 кВ Нижняя Тавда снижается ниже АДН, нарушается устойчивость нагрузки. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений необходимо отключение нагрузки в объеме 6 МВт на время ремонта ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда.

Для исключения отключения нагрузки рассмотрено несколько вариантов развития сети 35-110 кВ Нижнетавдинского района:

- Вариант 1: Строительство ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда протяженностью 50 км;

- Вариант 2: Строительство ВЛ 35 кВ Велижаны – Черепаново, протяженностью 23 км;

- Вариант 3: Установка источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда.

Ориентировочные капитальные затраты на реализацию рассматриваемых вариантов согласно анализа стоимости строительства объектов-аналогов составят:

- Строительство ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда – 461,44 млн. руб;

- Строительство ВЛ 35 кВ Велижаны – Черепаново – 215,16 млн. руб;

- Установка источников реактивной мощности на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда – 89,08 млн. руб.

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

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

## **2.7 Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ**

В целях проверки пропускной способности трансформаторов центров питания 110 кВ ЭЭС Тюменской области проведен анализ текущей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования на основании информации о текущей загрузке центров питания 110 кВ энергосистемы Тюменской области по данным контрольных замеров нагрузок 2017-2020 годов, а также данных о приростах мощности и расчетной загрузке центров питания на период 2021 – 2026 годов.

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:

**Тюменский энергорайон:**

– ПС 110/10 кВ Казарово

– ПС 110/10 кВ Чикча

**Тобольский энергорайон:**

– ПС 110/10 кВ Маслово

В таблице 21 приведены данные о текущей нагрузке трансформаторного оборудования (данные зимнего и летнего контрольных замеров 2017–2020) рассматриваемых и смежных им центров питания, а также сведения об объемах присоединяемой мощности в рамках реализации договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств.



### ПС 110/10 кВ Казарово

В настоящее время на ПС 110/10 кВ Казарово установлены трансформаторы 1Т и 2Т мощностью по 16 МВА.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Казарово принята в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 № 229» (далее – приказ МЭ России № 81) (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1).

Таблица 22 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Казарово

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$I_{номВН}$ , А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТДН-16000/110	1983	80,3	Зимний период (0°C)
				1,15
				Летний период (+30°C)
0,91				
Т-2	ТДН-16000/110	1987	80,3	Зимний период (0°C)
				1,15
				Летний период (+30°C)
0,91				

Максимальная нагрузка данной подстанции за 2017–2020 годы в зимний/летний контрольный замер составила: 2017 год – 22,82/4,02 МВА;  
2017 год – 22,82/4,02 МВА;  
2018 год – 20,7/12,2 МВА;  
2019 год – 22,27/7,23 МВА;  
2020 год – 17,85/8,35 МВА.

В результате анализа максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера выявлена 20 декабря 2017 года в 18.00 московского времени и составляет 22,82 МВА.

При отключении одного Т-1(2) ПС 110 кВ Казарово нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 110 А (137 % от  $I_{ном}$ ), что превышает ДДТН (1,15).

В результате анализа максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера выявлена 20 июня 2018 года в 20.00 московского времени и составляет 12,12 МВА.

При отключении одного трансформатора Т-1(2) ПС 110 кВ Казарово нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме летних нагрузок составляет 58,5 А (73% от  $I_{ном}$ ), что не превышает ДДТН (0,91).

Согласно данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 № КВ-2465, приложение 1), перевод части нагрузки ПС 110 кВ Казарово на другие центры питания невозможен.

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1) планируемый прирост нагрузки по ПС 110/10 кВ Казарово в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 2,916 МВт МВт (с учетом коэффициентов реализации нагрузки 0,58 МВт).

Максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110/10 кВ Казарово с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 23,47 МВА (147 % от номинальной мощности) в зимний период и 12,57 МВА (79 % от номинальной мощности) в летний период, что превышает ДДТН при отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Казарово в зимний (1,15) период и не превышает в летний (0,91) период.

Для снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Казарово рекомендуется перевести следующие фидеры 10 кВ на ПС 110 кВ Березняки:

- отходящий фидер Березняки, яч.7 с нагрузкой 2,22 МВА зафиксированной 20 декабря 2017 года в 18.00, с нагрузкой 0,773 МВА зафиксированной 20 июня 2018 года в 20.00 московского времени. Для перевода нагрузки потребуется строительство ЛЭП 10 кВ с ориентировочной протяженностью 6 км;

- отходящий фидер Керамзитовый завод, яч.8 с нагрузкой 4,83 МВА зафиксированной 20 декабря 2017 года в 18.00, с нагрузкой 1,95 МВА зафиксированной 20 июня 2018 года в 20.00 московского времени. Для перевода нагрузки потребуется строительство ЛЭП 10 кВ с ориентировочной протяженностью 6 км.

Итоговая нагрузка для перевода в зимний период составляет 7,05 МВА, в летний период составляет 2,723 МВА.

Для оценки допустимости перевода нагрузки на ПС 110 кВ Березняки ниже приведена информация о перегрузочной способности трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ Березняки. Перегрузочная способность трансформаторного оборудования принята в соответствии приказом МЭ России № 81 (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1).

Анализ загрузки ПС 110 кВ Березняки, в том числе после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Казарово выполняется за аналогичные дни и часы контрольного замера, при которых выявлена максимальная загрузка ПС 110 кВ Казарово.

Таблица 23 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Березняки

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИномВН, А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТРДН-40000/110	2013	201	Зимний период (0°С)
				1,25
				Летний период (+30°С)
Т-2	ТРДН-40000/110	2013	201	1,15
				Зимний период (0°С)
				1,25
				Летний период (+30°С)
				1,15

Нагрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110/10 кВ Березняки, зафиксированная 20 декабря 2017 года в 18.00 московского времени, составляет 0,27 МВА, зафиксированная 20 июня 2018 года в 20.00 московского времени составляет 0,17 МВА.

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1) планируемый прирост нагрузки по ПС 110/10 кВ Березняки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 4,077 МВт (с учетом коэффициентов реализации нагрузки 1,08 МВт) (письмо АО «Россети Тюмень от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Березняки после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Казарово (7,05 МВА в зимний период и 2,723 МВА в летний период) с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 8,515 МВА (21 % от номинальной мощности) в зимний период и 3,73 МВА (9 % от номинальной мощности) в летний период, что не превышает ДДТН при отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Березняки в летний (1,15) период.

С учетом рассматриваемого мероприятия по переводу нагрузки на ПС 110 кВ Березняки максимальная перспективная загрузка трансформаторов Т-1(2) ПС 110/10 кВ Казарово при отключении 2Т (1Т) составит 16,42 МВА (103 % от номинальной мощности) в зимний период, что не превышает ДДТН в зимний период (1,15) при отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Казарово.

Таким образом, рассматриваемые мероприятия по переводу нагрузки с ПС 110 кВ Казарово на ПС 110 кВ Березняки допустимы.

#### **ПС 110/10 кВ Маслово**

В настоящее время на ПС 110/10 кВ Маслово установлен трансформатор 1Т мощностью 2,5 МВА, год ввода трансформатора в эксплуатацию – 1979 г.

Перегрузочная способность трансформатора ПС 110 кВ Маслово принята в соответствии с письмом АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465 (приложение 1).

Таблица 26 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Маслово

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$I_{ном}^{ВН}$ , А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТМН-2500/110	1979	13,1	Зимний период (0°C)
				1,05
				Летний период (+30°C)
				1,05

Максимальная нагрузка данной подстанции за 2017–2020 годы в зимний/летний контрольный замер составила:

2017 год – 0,86/0,88 МВА;

2018 год – 0,94/0,65 МВА;

2019 год – 1,86/0,9 МВА;

2020 год – 1,61/0,32 МВА.

В результате анализа максимальная загрузка в день зимнего контрольного замера зафиксирована 18 декабря 2019 года в 9.00 московского времени и составляет 1,86 МВА или 9,8 А (75 % от  $I_{ном}$ ), что не превышает ДДТН в зимний период (1,05).

В результате анализа максимальная загрузка в день летнего контрольного замера выявлена 19 июня 2019 года в 22.00 московского времени и составляет 0,9 МВА или 4,7 А (36 % от  $I_{ном}$ ), что не превышает ДДТН в летний период (1,05).

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1) планируемый прирост нагрузки по ПС 110 кВ Маслово в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 4,572 МВт (с учетом коэффициентов реализации 1,73 МВт).

Загрузка трансформатора ПС 110 кВ Маслово с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 3,78 МВА (151% от номинальной мощности) в зимний период и 2,25 МВА (90% от номинальной мощности) в летний период, что превышает ДДТН в зимний период (1,05) и не превышает ДДТН в летний период (1,05).

Согласно данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень» от 20.04.2021 № РТ13/01/4340, приложение 1) существует возможность перевода ф. 10 кВ Пушнятские ПС 110 кВ Маслово на ПС 110 кВ Сумкино. Нагрузка ф. 10 кВ Пушнятские 18 декабря 2019 года в 9.00 московского времени зафиксирована в объеме 0,242 МВА. Нагрузка ф. 10 кВ Пушнятские 19 июня 2019 года в 22.00 московского времени зафиксирована в объеме 0,094 МВА.

Для оценки допустимости перевода нагрузки на ПС 110 кВ Сумкино ниже приведена информация о перегрузочной способности трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ Сумкино. Перегрузочная способность трансформаторного оборудования принята в соответствии приказом МЭ России № 81 (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1).

Анализ загрузки ПС 110 кВ Сумкино, в том числе после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Маслово выполняется за аналогичные дни и часы контрольного замера, при которых выявлена максимальная загрузка ПС 110 кВ Маслово.

Таблица 27 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сумкино

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИномВН, А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТМ-6300/110	1969	31,6	Зимний период (0°С)
				1,15
				Летний период (+30°С)
Т-2	ТДН-10000/110	1981	50,2	Зимний период (0°С)
				1,15
				Летний период (+30°С)
				0,91

Нагрузка ПС 110 кВ Сумкино, зафиксированная в день зимнего контрольного замера 18 декабря 2019 года в 9.00 московского времени, составляет 4,08 МВА, зафиксированная в день летнего контрольного замера 19 июня 2019 года в 22.00 московского времени составляет 2,06 МВА.

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1), планируемый прирост нагрузки по ПС 110/10 кВ Сумкино в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 1,425 МВт (с учетом коэффициентов реализации нагрузки 0,29 МВт).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Сумкино после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Маслово с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 4,642 МВА (74% от номинальной мощности Т-1) в зимний период и 2,374 МВА (38% от номинальной мощности Т-1) в летний период, что не превышает ДДТН в летний (0,91) период в случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сумкино.

Загрузка трансформатора ПС 110/10 кВ Маслово с учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Сумкино составит 3,538 МВА (141 % от номинальной мощности) в зимний период и 2,25 МВА (90 % от номинальной мощности) в летний период, что превышает ДДТН в зимний (1,05) период и не превышает в летний (1,05) период.

Реконструкция ПС 110/10 кВ Маслово (замена трансформатора 2,5 МВА на 6,3 МВА) предусмотрена в Изменениях к ТУ №Т13/18/1428-ТУ от 25.06.2018.

С учетом замены трансформатора 2,5 МВА на 6,3 МВА на ПС 110 кВ Маслово перспективная загрузка в зимний период составит 3,538 МВА ( 56 % от номинальной мощности), в летний период 2,25 МВА (36 % от номинальной мощности).

#### ПС 110/10 кВ Чикча

В настоящее время на ПС 110/10 кВ Чикча установлены трансформаторы 1Т и 2Т мощностью по 10 МВА, год ввода трансформаторов в эксплуатацию – 2015 г.

Перегрузочная способность трансформатора ПС 110 кВ Чикча принята в соответствии с приказом МЭ №81 (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1)

Таблица 28 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чикча

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ІномВН, А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТДН-10000/110	2015	50,2	Зимний период (0°С)
				1,25
				Летний период (+30°С)
Т-2	ТДН-10000/110	2015	50,2	Зимний период (0°С)
				1,25
				Летний период (+30°С)
				1,15

Нагрузка данной подстанции за 2018–2020 годы в зимний/летний контрольный замер составила:

2017 год – 11,06/4,02 МВА

2018 год – 11,07/4,32 МВА

2019 год – 12,48/5,85 МВА

2020 год – 11,8/4,28 МВА.

При этом по ПС 110 кВ Чикча было зафиксировано максимальное потребление не в дни контрольных замеров, а в период 29.12.2020 – 02.01.2021 (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1). Результаты представлены на графике (рисунок 12).

Нагрузка, МВА

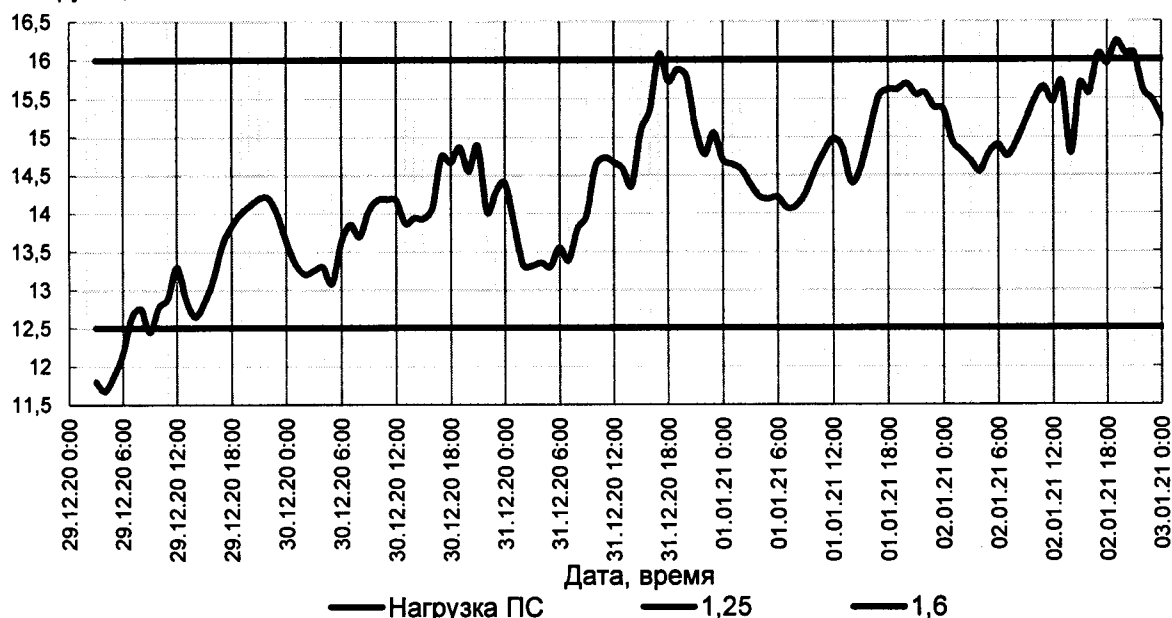


Рисунок 12 – график нагрузки ПС 110/10 кВ Чикча 29.12.2020 – 02.01.2021. Числами 1,25 и 1,6 обозначены линии мощности при соответствующей перегрузке ПС от номинальной мощности одного трансформатора (10 МВА)

Наибольшая загрузка в рассматриваемый зимний период (29.12.2020 – 02.01.2021) составила 16,23 МВА. При отключении одного трансформатора загрузка оставшегося составляет (162 % от  $I_{ном}$ ), что превышает ДДТН (1,25) в зимний период.

Согласно данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень» от 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1) существует возможность перевода нагрузки ф. 10 кВ Мальково ПС 110 кВ Чикча на ПС 110 кВ Антипино, нагрузка которого составляет 2,501 МВА согласно замеру 2 января 2021 в 17.00 московского времени; нагрузки 2 секции РП 10 кВ Чикча ПС 110 кВ Чикча на ПС 110 кВ Борки, нагрузка которого в зимний период составляет 1,07 МВА.

Анализ загрузки ПС 110 кВ Антипино и ПС 110 кВ Борки, в том числе после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Чикча, выполняется за аналогичные дни и часы контрольного замера, при которых выявлена максимальная загрузка ПС 110 кВ Чикча.

Таблица 29 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Антипино

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИномВН, А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТРДН-25000/110	1987	125,5	Зимний период (0°C)
				1,15
Т-2	ТРДН-25000/110	1979	125,5	Летний период (+30°C)
				0,91
Т-1	ТРДН-25000/110	1987	125,5	Зимний период (0°C)
				1,15
Т-2	ТРДН-25000/110	1979	125,5	Летний период (+30°C)
				0,91

Таблица 30 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Борки

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИномВН, А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТМН-6300/110	1976	31,6	Зимний период (0°С)
				1,15
				Летний период (+30°С)
				0,91

Нагрузка ПС 110/10 кВ Антипино, зафиксированная 2 января 2021 в 17.00 московского времени, составляет 9,365 МВА или 47 А (18,73 % от номинальной мощности трансформаторов ПС).

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1), планируемый прирост нагрузки по ПС 110/10 кВ Антипино в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 1,74 МВт (с учетом коэффициентов реализации нагрузки 0,35 МВт).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Антипино после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Чикча с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 12,256 МВА (49 % от номинальной мощности трансформатора).

Нагрузка ПС 110/10 кВ Борки, зафиксированная 2 января 2021 в 17.00 московского времени составляет 2,763 МВА или 13,9 А (44 % от  $I_{ном}$ ), что не превышает допустимую длительную перегрузку трансформаторов на ПС 110 кВ Борки в зимний период (1,15).

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1), планируемый прирост нагрузки по ПС 110/10 кВ Борки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 1,21 МВт (с учетом коэффициентов реализации нагрузки 0,242 МВт).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Борки после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Чикча с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 4,103 МВА (65 % от номинальной мощности) в зимний период, что не превышает ДДТН в зимний период (1,15).

Таким образом, перевод нагрузки в рассматриваемый период на ПС 110 кВ Антипино и Борки при отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Чикча допустим.

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1) планируемый

прирост нагрузки по ПС 110/10 кВ Чикча в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 5,597 МВт (с учетом коэффициентов реализации нагрузки 1,32 МВт).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Чикча после перевода нагрузки на ПС 110 кВ Антипино и Борки с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 14,1 МВА (141% от номинальной мощности) в зимний период, что превышает ДДТН в зимний период (1,25) в случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чикча.

Для разгрузки ПС 110 кВ Чикча рассмотрены следующие мероприятия: перевод нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания, реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов.

**Вариант 1.** Перевод РП 10 кВ Чикча по сети 10 кВ на ПС 110 кВ Каскара и ПС 110 кВ Туринская.

Наиболее близкими центрами питания к питающим фидерам ф. 10 кВ Есаулы и ф. 10 кВ РП Чикча ПС 110 кВ Чикча являются ПС 110 кВ Каскара и ПС 110 кВ Туринская. Суммарная нагрузка фидеров ф. 10 кВ Есаулы и ф. 10 кВ РП Чикча 2 января 2021 года в 17.00 составила 6,49 МВА, в том числе 3,56 МВА нагрузка ф. 10 кВ РП Чикча и 2,93 МВА нагрузка ф. 10 кВ Есаулы (письмо АО «Россети Тюмень 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1). Для снижения загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Чикча достаточно выполнения перевода нагрузки либо на ПС 110 кВ Каскара либо на ПС 110 кВ Туринская.

Анализ загрузки ПС 110 кВ Каскара и Туринская, в том числе после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Чикча, выполняется за аналогичные дни и часы контрольного замера, при которых выявлена максимальная загрузка ПС 110 кВ Чикча.

Таблица 31 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Каскара

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ІномВН, А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТДН-16000/110	1984	80,3	Зимний период (0°C)
				1,15
Т-2	ТДН-16000/110	1995	80,3	Летний период (+30°C)
				0,91
Т-1	ТДН-16000/110	1984	80,3	Зимний период (0°C)
				1,25
Т-2	ТДН-16000/110	1995	80,3	Летний период (+30°C)
				1,15

**Таблица 32 – Сведения о перегрузочной способности трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туринская**

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ІномВН, А	Допустимая длительная перегрузка трансформаторов без ограничения длительности (ДДТН), %
Т-1	ТДН-10000/110	1991	50,2	Зимний период (0°С)
				1,25
				Летний период (+30°С)
Т-2	ТДН-10000/110	1991	50,2	Зимний период (0°С)
				1,25
				Летний период (+30°С)
				1,15

Нагрузка ПС 110/10 кВ Каскара, зафиксированная 2 января 2021 в 17.00 московского времени, составляет 12,188 МВА или 61,1 А (76 % от номинальной мощности трансформатора).

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1) планируемый прирост нагрузки по ПС 110/10 кВ Каскара в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 0,542 МВт (с учетом коэффициентов реализации нагрузки 0,11 МВт).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Каскара после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Чикча с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 15,87 МВА (99 % от номинальной мощности трансформатора).

Нагрузка ПС 110/10 кВ Туринская, зафиксированная 2 января 2021 в 17.00 московского времени, составляет 2,528 МВА или 12,7 А (25 % от номинальной мощности трансформатора).

Согласно предоставленным данным АО «Россети Тюмень» (письмо АО «Россети Тюмень 19.04.2021 №КВ-2465, приложение 1) планируемый прирост нагрузки по ПС 110/10 кВ Туринская в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение составляет 0,633 МВт (с учетом коэффициентов реализации нагрузки 0,13 МВт).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Туринская после перевода нагрузки с ПС 110 кВ Чикча с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 5,6 МВА (56 % от номинальной мощности трансформатора).

Таким образом, перевод нагрузки в рассматриваемый период на ПС 110 кВ Каскара и ПС 110 кВ Туринская при отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Чикча допустим.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Чикча после перевода нагрузки на ПС 110 кВ Антипино, ПС 110 кВ Борки, ПС 110 кВ Каскара с

учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 10,6 МВА (106% от номинальной мощности) в зимний период, что не превышает ДДТН в зимний период (1,25) в случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чикча.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Чикча после перевода нагрузки на ПС 110 кВ Антипино, ПС 110 кВ Борки, ПС 110 кВ Туринская с учетом максимальной отчетной нагрузки, прироста нагрузки в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 11,17 МВА (112% от номинальной мощности) в зимний период, что не превышает ДДТН в зимний период (1,25) в случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чикча.

В обоих из рассматриваемых вариантов перевода нагрузки обеспечивается разгрузка ПС 110 кВ Чикча.

#### **Вариант 1а.**

Для перевода мощности ф. 10 кВ РП Чикча на ПС 110 кВ Каскара потребуется строительство ЛЭП 10 кВ, состоящей из двух участков КЛ 10 кВ сечением жилы 240 мм<sup>2</sup> общей ориентировочной протяженностью 2,5 км и ВЛ 10 кВ сечением жилы 120 мм<sup>2</sup> ориентировочной протяженностью 3 км, от существующей ячейки ПС 110 кВ Каскара до участка ф. 10 кВ РП Чикча в н. п. Есаулова.

#### **Вариант 1б.**

Для перевода мощности ф. 10 кВ Есаулы на ПС 110 кВ Туринская потребуется строительство ЛЭП 10 кВ, состоящей из двух участков КЛ 10 кВ сечением жилы 240 мм<sup>2</sup> общей ориентировочной протяженностью 5,5 км и ВЛ 10 кВ сечением жилы 120 мм<sup>2</sup> ориентировочной протяженностью 3,5 км, от вновь устанавливаемой ячейки ПС 110 кВ Туринская до участка ф. 10 кВ Есаулы в н. п. Есаулова

В связи с проходом трассы ВЛ 10 кВ обеих линий по затопляемой в период паводка территории, а также наличие перехода через реку, рекомендуется выполнить ВЛ 10 кВ в габаритах 35 кВ. Мероприятия требуют уточнения при проектировании.

**Вариант 2.** Замена трансформаторов 110 кВ 10 МВА на 16 МВА на ПС 110 кВ Чикча.

С учетом замены существующих трансформаторов 2x10 МВА на 2x16 МВА перспективная загрузка с учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Антипино, ПС 110 кВ Борки составит 14,1 МВА (88 % от номинальной мощности).

#### **Сравнение капитальных затрат по вариантам.**

Оценка капитальных затрат произведена в соответствии с расценками, установленными приказом Минэнерго России №10 от 17.01.2019 и приведена в таблице 33. Ориентировочные капитальные затраты на реализацию рассматриваемых вариантов составят:

- Вариант 1а Перевод РП 10 кВ Чикча по сети 10 кВ на ПС 110 кВ Каскара–24,26 млн.рублей;

- Вариант 1 б Перевод РП 10 кВ Чикча по сети 10 кВ на ПС 110 кВ Туринская – 42,19 млн.рублей;

- Вариант 2 Замена трансформаторов 110 кВ 10 МВА на 16 МВА на ПС 110 кВ Чикча – 100,21 млн.рублей;

Наименьшие затраты требуются для реализации варианта 1а. Мероприятия уточнить на этапе проектирования.

Таблица 33 – Ориентировочный расчет стоимости мероприятий

Наименование	Оборудование ПС, ВЛ, КЛ 35, 110 кВ		Номер расценок УНЦ	Капиталовложения в ценах УНЦ, тыс.руб.
	кол-во ячеек выключателей, трансформаторов шт.; протяженность линий электропередачи, км,	Стоимость по УНЦ (приказ №10 от 17.01.2019, тыс.руб.		
<b>Вариант 1а (перевод нагрузки на ПС 110 кВ Каскара)</b>				<b>24 255,5</b>
Строительство перехода через реку Тура и по затопляемым в период паводка территориям в одноцепном исполнении ВЛ 10 кВ в габаритах 35 кВ. Провод АС-120	3	3 996,0	Л3-03 - 1..4, Л1-03 - 1..4 Л5-03	11 998,0
Строительство КЛ 10 кВ АПвПУ 3х240 мм2	2,5	3 055,0	К1-08 - 1..8	7 637,5
Устройство траншеи КЛ	2,5	1 428,0	Б2-02 - 1..4	3 570,0
Переходные пункты ВЛ-КЛ	2	5 30,0	Ж1-01 - 1..3	1 060,0
<b>Вариант 1б (вариант перевода нагрузки на ПС 110 кВ Туринская)</b>				<b>42 188,50</b>
Строительство перехода через реку Тура и по затопляемым в период паводка территориям в одноцепном исполнении ВЛ 10 кВ в габаритах 35 кВ. Провод АС-120	3,5	6 273,00	Л3-03 - 1..4, Л1-03 - 1..4 Л5-03	13 986,0
Строительство КЛ 10 кВ АПвПУ 3х240 мм2	5,5	3 055,0	К1-08 - 1..8	16 802,5
Ячейка 10 кВ на ПС 110 кВ Туринская	1	2 486,0	В2-01 - 1..2	2 486,0
Устройство траншеи КЛ	5,5	1 428,0	Б2-02 - 1..4	7 854,0
Переходные пункты ВЛ-КЛ	2	530,0	Ж1-01 - 1..3	1 060,0
<b>Вариант 2</b>				<b>100 210,0</b>
Замена трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2х10 на 2х16 МВ.А ПС Чикча	2	50105,0	Т1-03 - 1..4	100210,0

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

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

### Тюменский энергорайон

#### Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь

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

Превышение срока эксплуатации привело к появлению на ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь значительного количества дефектов: коррозия металла опор, грозотроса, проводов, повреждения фундамента, зафиксированных в Акте описания технического состояния от 23.04.2019 филиала АО «Россети Тюмень» - Тюменские распределительные сети (письмо АО «Тюменьэнерго» от 24.04.2019 №Т13/01/5635, Приложение 2).

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

По информации АО «Россети Тюмень» (письма от 24.04.2019 №Т13/01/5635, Приложение 2), выполнить реконструкцию существующей ВЛ 110 кВ не представляется возможным из-за отсутствия технической возможности замены опор и фундаментов без отключения двух цепей, и, как следствие, обесточивания ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная.

Требуется реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь (без увеличения пропускной способности ВЛ).

В рамках выполнения реконструкции ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь рекомендуется определить и выполнить мероприятия по исключению погашения потребителей на время реконструкции ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь.

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

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

- разрушение антикоррозионного покрытия и общая равномерная коррозия элементов опоры. Коррозионный износ распорки опоры. Местное ослабление поперечного сечения элемента;

- деструкция бетона с оголением арматуры. Коррозионные процессы стальной арматуры с образованием окислов железа. Разрыв бетона с образованием многочисленных сколов и трещин. Деформация конструкции фундаментов вследствие размыва грунта около фундамента;

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

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

Провод и грозотрос не соответствует действующим нормативным документам.

Необходимо произвести реконструкцию перехода (без увеличения пропускной способности ВЛ) с устранением всех выявленных нарушений.

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

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

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

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

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

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

Согласно ГОСТ 839-80 нормативный срок службы провода марки АС составляет 45 лет. В соответствии с паспортом ВЛ 110 кВ Сибжилстрой – Молчаново данный участок введен в эксплуатацию в 1970 году (срок эксплуатации более 45 лет), следовательно, провод марки АС выработал свой ресурс и подлежит замене.

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

### **Реконструкция ПС 110 кВ Водогрейная**

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

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

### **Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор**

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

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

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

Единый перечень электросетевых объектов на 2021 – 2026 годы, рекомендуемых к вводу в Тюменской области, приведен в таблице 34 и отображен на карте-схеме Тюменской области.

Таблица 34 – Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в 2021 – 2026 годы в Тюменской области

№	Наименование	Параметры <sup>1</sup>	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
1.	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой двух автотрансформаторных групп 500/220/10 кВ мощностью 3х167 МВА на две автотрансформаторные группы мощностью 3х167 МВА, двух автотрансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА и одного автотрансформатора 220/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА, с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА и двух автотрансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 325 МВА до 1578 МВА. Выполнить перезавод ВЛ на новую ПС 500 кВ Демьянская общей протяженностью 15,35 км, а также выполнить установку средств компенсации реактивной мощности 460 МВАр	500 кВ/ 2х501 МВА, 6,4 км, ШР 2х3х60 МВАр  220 кВ/ 2х200 МВА, 4,26 км, УШР 100 МВАр  110 кВ/ 2х63 МВА, 2х25 МВА, 4,69 км	2024	Реновация основных фондов СиПР ЕЭС России 2021-2027
2.	Расширение РУ 220 кВ на две линейные ячейки 220 кВ ПС 500 кВ Демьянская для подключения ВЛ 220 кВ Демьянская-Батово <sup>2</sup>	220 кВ	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств (ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»)
3.	Строительство ВЛ 220 кВ Демьянская – Батово <sup>2</sup>	220 кВ/ 2х120 км	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств (ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть») Проект СиПР ЕЭС России 2021-2027
4.	Реконструкция ПП 500 кВ Тобол с установкой двух автотрасформаторов 500/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый <sup>3</sup>	500 кВ/ 2х250 МВА	2026	Реконструкция СиПР ЕЭС России 2021-2027

<sup>1</sup> Параметры рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше подлежат уточнению в рамках отдельного проектирования

<sup>2</sup> Мероприятия по строительству надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Батово – на территории Ханты-Мансийского автономного округа

<sup>3</sup> В случае принятия решения о реконструкции Тобольской ТЭЦ

№	Наименование	Параметры <sup>1</sup>	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
5.	Реконструкция ПС 220 кВ Гольшманово (замена силового трансформатора 110/10 6,3 МВА на 16 МВА)	16 МВА	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Руском»
6.	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ (замена силовых трансформаторов 2x10 на 2x25)	2x25 МВА	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Управляющая компания «Индустриальные парки Тюменской области»
7.	Строительство одноцепной КВЛ 110 кВ от КВЛ 110 кВ Снежная – КС-7 до вновь сооружаемой ПС 110 кВ УПСВ	1x16 км	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств «ПИТ «СИБИНТЭК»
8.	Сооружение ПС 110 кВ УПСВ Варягского месторождения	2x10 МВА	2021	
9.	Реконструкция ВЛ 110 кВ ТюменскаяТЭЦ-1 – Центральная I,II цепь	2x4,3 км	2025	Реконструкция по техническому состоянию
10.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Горная – Косач, ВЛ 110 кВ Горная – Уват отпайка на ПС Косач (переход через р.Иртыш)	3,068 км 3,114 км	2023	Реконструкция по техническому состоянию
11.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сибжилстрой-Молчаново участок Сибжилстрой-Кулаково Тюменского ТПО (замена провода 12,93 км, замена грозотроса)	12,93 км	2022	Реконструкция по техническому состоянию
12.	Реконструкция ПС 110 кВ Нижняя Тавда с установкой ИРМ (СТК) мощностью 10 МВАр на РУ 35 кВ	10 МВАр	2023	Ликвидация недопустимого снижения напряжения в сети 35, 10 кВ энергорайона ПС 110 кВ Нижняя Тавда, в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда
13.	ПС 110 кВ Осинник с ВЛ 110 кВ от ВЛ Горная – Юровская и от ВЛ 110 кВ Демьянская – Горная-2	2x16 МВА 2x13,7 км	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тюменский Лесопромышленный Комплекс»
14.	Реконструкция ПС 110/6 кВ Водогрейная	Замена ОД, КЗ 110 кВ (2 шт.)	2026	Реконструкция элементов ПС по техническому состоянию. Акт комиссионного обследования от 26.11.2019 №1
15.	Реконструкция ПС 110/6 кВ Водозабор	Замена разъединителей 110 кВ (6 шт.)	2024	Реконструкция элементов ПС по техническому состоянию. Акт комиссионного обследования от 26.11.2019 №2

№	Наименование	Параметры <sup>1</sup>	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
16.	Строительство ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ Березняки	2х6 км	2022	Ликвидация перегруза при единичных отключениях из нормальной схемы электрической сети
17.	Перевод РП 10 кВ Чикча по сети 10 кВ на ПС 110 кВ Каскара путём строительства ЛЭП 10 кВ	1х2,5 км 1х3 км	2022	Ликвидация перегруза при единичных отключениях из нормальной схемы электрической сети
18.	Реконструкция ПС 110/10 кВ Маслово (замена силового трансформатора 1х2,5 на 1х6,3)	6,3 МВА	2021	Обеспечение технологического энергопринимающих устройств ООО «ЗапСибНефтехим» (присоединения нового аэропорта в Тобольском районе)

Сроки реализации электросетевого строительства и реконструкции, указанные в таблице 34, определены по состоянию на 01.04.2021. При формировании инвестиционных планов сетевых организаций указанные сроки могут быть уточнены с учетом нормативно-технических документов, регламентирующих сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции объектов (подстанций и линий электропередачи).

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

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше получены на основании перечня рекомендуемых к вводу электросетевых объектов энергосистемы Тюменской области на период 2021 – 2026 гг. и приведены в таблице 35. 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 35 – Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области на период 2021 – 2026 гг.

Класс напряжения	2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
500 кВ	–	–	–	–	–	–	1102	6,4	–	–	500 <sup>1</sup>	–
220 кВ	–	–	–	–	–	–	400	4,26	–	–	–	–
110 кВ	58,3	43,4	66,0	12,93	–	6,18	176	4,69	–	8,6	–	–

<sup>1</sup> В случае принятия решения о реконструкции Тобольской ТЭЦ

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

Сводные данные по развитию электрической сети ниже 110 кВ энергосистемы Тюменской области на период 2021 – 2026 гг. приведены в таблице 36. Данные представлены на основании инвестиционных программ территориальных сетевых организаций и долгосрочных планов по развитию электросетевого хозяйства, полученных от территориальных сетевых организаций.

Таблица 36 – Сводные данные по развитию электрической сети ниже 110 кВ энергосистемы Тюменской области на период 2021 – 2026 гг.

Класс напряжения	2021		2022		2023		2024		2025		2026	
			МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
35 кВ			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10 кВ	77,2	661,8	35,6	414,3	48,8	226,9	49,7	238,2	52,7	239,1	55,8	253,5

### 3. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынка

В настоящее время генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках, отсутствуют. Строительство таких объектов в Тюменской области в период до 2026 года не предусмотрено.

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

На сегодняшний день стратегическое управление отраслью осуществляется на основе Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации 09.06.2020 N 1523-р, которая направлена на максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению её внешнеэкономических позиций.

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

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

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

Для достижения стратегических целей и заданных Правительством Российской Федерации целевых ориентиров ПАО «Россети» сформирована и принята к реализации Концепция цифровизации сетей «Цифровая трансформация», 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 надёжности электроснабжения потребителей.
3. Повышение эффективности компании.
4. Повышение доступности электросетевой инфраструктуры.
5. Развитие кадрового потенциала и новых компетенций.
6. Диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов.

### **Этапы цифровой трансформации**

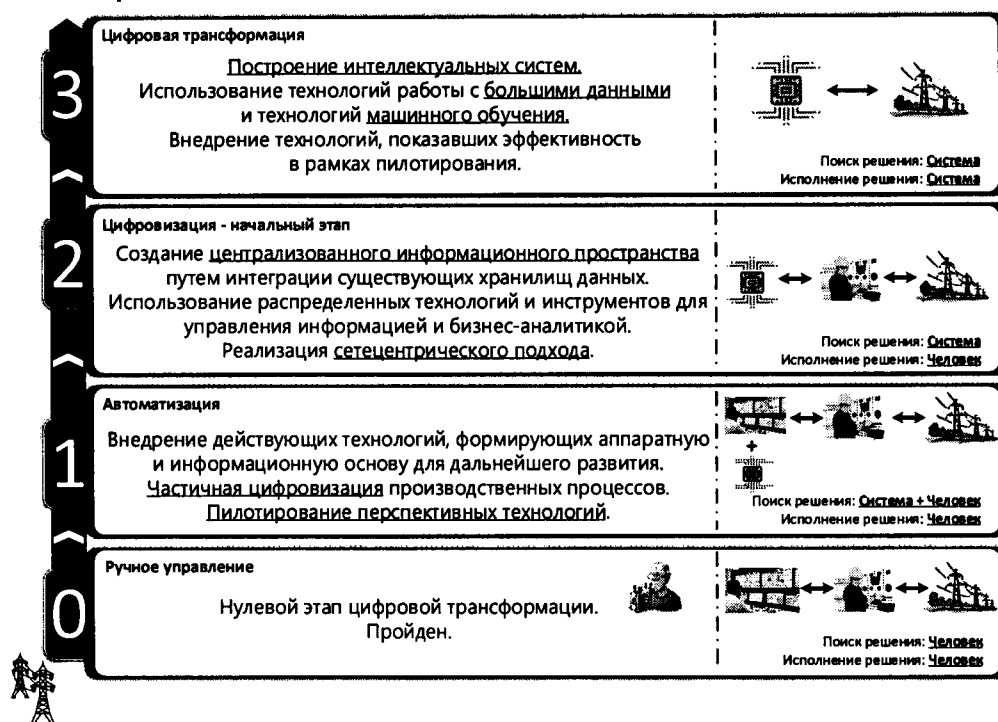
Нулевой этап, это «доцифровое» состояние процесса: поиск решения и его исполнение реализует человек. Этот этап уже пройден.

Первый этап цифровой трансформации, являющийся фундаментом всех последующих, заключается во внедрении действующих, уже опробованных, технологий, формирующих аппаратную и информационную основу для дальнейшего развития. Начало работы с массивами данных. Частичная цифровизация производственных

процессов. Пилотирование перспективных технологий. Срок реализации 2019-2024 гг.

**Второй этап** цифровой трансформации заключается в формировании массива данных, как единого источника Больших данных, путем интеграции существующих систем с применением корпоративной интеграционной шины. Внедрение технологий, показавших эффективность в рамках пилотирования, а также завершение внедрения технологий первого уровня. Срок реализации 2023 – 2026 гг.

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



### Технологии программы цифровой трансформации

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

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

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

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

Системы мониторинга и диагностирования технического состояния электрооборудования;

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

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

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

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

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

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

- телеметрические данные с объектов электросетевого хозяйства;
- информация от систем диагностики оборудования;
- статистика отказов оборудования;
- исторические сведения о результатах измерений и испытаний электротехнических активов;
- статистика по экономическому, экологическому и репутационному ущербу Общества.

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

угроз аварий и повышения эффективности обеспечения промышленной безопасности в целом.

Использование современных технологий и методов по анализу данных дает возможность формировать сбалансированную программу технических воздействий – ТОиР и ТПиР, отвечающую заданным требованиям надежности и экономической целесообразности.

