



ГУБЕРНАТОР ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

18.08.2015

№ 264-р

О схеме и программе развития электроэнергетики Томской области на период 2016 – 2020 годов

1. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», в целях развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей на территории Томской области утвердить схему и программу развития электроэнергетики Томской области на период 2016 – 2020 годов согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Настоящее распоряжение вступает в силу с 1 января 2016 года.

3. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя Губернатора Томской области по промышленной политике.

И.о. Губернатора Томской области



А.М.Феденёв

М.В.Медведев
0817mf09.rg2015



Закрытое акционерное общество
«Сибирский энергетический научно-технический центр»

Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы

Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики
Томской области в 2010 – 2014 гг.

329/143-ЭЭС

Книга 1



Закрытое акционерное общество
«Сибирский энергетический научно-технический центр»
Департамент электрических сетей
Сибирский институт проектирования энергосистем

Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы

Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики
Томской области в 2010 – 2014 гг.

329/143-ЭЭС

Книга 1

Директор департамента


Д.В. Гладких

Директор института


Е.С. Котиков

Главный инженер проекта


М.В. Кашурников

Новосибирск, 2015

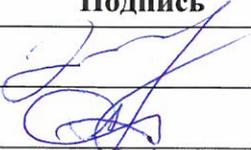
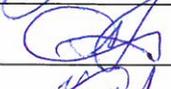
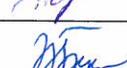
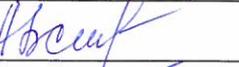
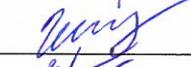
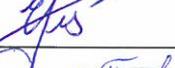
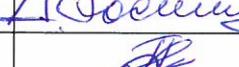
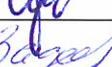
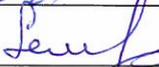
329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Состав проекта		3
Состав исполнителей		4
1 Введение		5
2 Общая характеристика Томской области		7
3 Общая характеристика энергосистемы Томской области		12
4 Анализ балансовой ситуации энергосистемы Томской области за 2010 – 2014 гг.		16
4.1 Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Томской области. Динамика максимума нагрузки и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки		16
4.2 Структура электропотребления и перечень основных крупных потребителей электрической энергии		19
4.3 Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Томской области		25
4.4 Характеристика балансов электрической энергии и мощности		31
5 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Томской области. Структура отпуска тепловой энергии. Перечень основных групп потребителей тепловой энергии в регионе		35
6 Основные характеристики электросетевого хозяйства 110 кВ и выше Томской области		41
6.1 Характеристика сети 110 кВ и выше Томской области		41
6.2 Анализ технического состояния и возрастная структура линий электропередач и подстанций. Требуемые объемы технического перевооружения		46
6.3 Динамика вводов, техперевооружения и реконструкции электросетевых объектов Томской области за 2010 – 2014 гг. Информация о строящихся электросетевых объектах		52
6.4 Анализ режимов потокораспределения и уровней напряжения сети 110 кВ и выше Томской энергосистемы за 2010-2014 гг.		58
6.5 Основные внешние электрические связи энергосистемы Томской области		65
7 Единый топливно-энергетический баланс Томской области		110
8 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Томской области		125
9 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Томской области		127
10 Места расположения резервов мощности – узлы энергосистемы, стоимость технологического присоединения в которых минимальны		135
Приложения		
Приложение А		138
Приложение Б		142
Приложение В		143
Приложение Г		147
Приложение Д		151
Приложение Е		154
Чертежи		
1 Карта-схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше Томской энергосистемы на 01.01.2015 г.	329/143-ЭЭС.02	155
2 Карта-схема электрических соединений сетей 110 и выше г. Томска на 01.01.2015 г.	329/143-ЭЭС.03	156
3 Схема электрических соединений сетей 110 и выше Томской энергосистемы на 01.01.2015 г.	329/143-ЭЭС.04	157

СОСТАВ ПРОЕКТА

Обозначение	Наименование	Примечание
329/143-ЭЭС Книга 1	Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики Томской области в 2010-2014 гг.	
329/143-ЭЭС Книга 2.1	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Пояснительная записка	
329/143-ЭЭС Книга 2.2	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Графическая часть	

СОСТАВ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	ФИО	Подпись
Главный инженер	Жидков А.А	
Зам. главного инженера	Савлевич А.Т.	
Главный инженер проекта	Кашурников М.В.	
Начальник отдела	Деева Т.В.	
Начальник отдела	Пахорукова О.Е.	
Начальник отдела	Мерзляков В.В.	
Зам. начальника отдела	Бондарева Н.С.	
Начальник сектора	Аминов Р.Р.	
Начальник сектора	Котикова Е.Л.	
Главный специалист	Волощук Л.А.	
Главный специалист	Ложкина Г.С.	
Главный специалист	Самсонова Е.С.	
Главный специалист	Будылин В.С.	
Главный специалист	Лимасова Н.А.	
Главный специалист	Шалагинова В.П.	
Ведущий инженер	Авсиевич Г.Я.	
Ведущий инженер	Глазырина О.А.	
Ведущий инженер	Гетманская Е.Е.	
Ведущий инженер	Горшкова Л.Ф.	
Ведущий инженер	Костырев А.В.	
Инженер 1 категории	Паршина Н.П.	
Инженер 1 категории	Чигвинцев И.С.	
Инженер 1 категории	Задорожный С.Е.	
Инженер 1 категории	Евсеенко П.Н.	
Инженер	Семендяев Р.Ю.	

1 ВВЕДЕНИЕ

Данный научно-технический отчет разработан в рамках выполнения работы «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы» по государственному контракту от 23.09.2014 № 329 с Администрацией Томской области.

Целью работы является разработка комплексной программы развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей на территории Томской области на среднесрочный период с целью обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией, а также в связи с необходимостью повышения безопасности, надежности, качества, энергетической и экономической эффективности электро- и теплоснабжения потребителей.

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы разработана в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (Утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823).

Отчет состоит из трех книг:

- Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики Томской области в 2010-2014 гг.
- Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Пояснительная записка;
- Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Графическая часть.

Для достижения заявленной цели в рамках настоящей книги «Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики Томской области в 2010-2014 гг.» выполнены:

- Анализ балансовой ситуации энергосистемы Томской области за 2010-2014 гг.;
- Анализ существующего состояния систем централизованного теплоснабжения в Томской области;
- Анализ существующего состояния электросетевого комплекса 110 кВ и выше Томской области, включая следующие разделы:
 - Характеристика сети 110 кВ и выше Томской области;
 - Анализ технического состояния и возрастная структура линий электропередач и подстанций. Требуемые объемы технического перевооружения;
 - Динамика вводов, техперевооружения и реконструкции электросетевых объектов Томской области за 2010-2014 гг. Информация о строящихся электросетевых объектах;

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

- Анализ режимов потокораспределения и уровней напряжения сети 110 кВ и выше Томской энергосистемы за 2010-2014 гг.;
- Основные внешние электрические связи энергосистемы Томской области;
- Определение мест расположения резервов мощности – узлов энергосистемы, стоимость технологического присоединения в которых минимальна;
- Расчет единого топливно-энергетического баланса Томской области;
- Анализ динамики основных показателей энерго- и электроэффективности по Томской области.

Проведенный ретроспективный анализ позволил выявить основные особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Томской области, требующие решения в ближайшие годы.

Предложения по ликвидации выявленных на данном этапе «узких мест» электросетевого комплекса Томской области, разработанные, в том числе, на основании расчетов электрических режимов, а так же сроки и стоимость их реализации приведены в книге 2 «Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг.»

2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Томская область расположена на юго-востоке Западно-Сибирской равнины. Площадь территории составляет 314,4 тыс. км². Протяжённость области с севера на юг — около 600 км, с запада на восток — 780 км.

Значительная часть территории области труднодоступна, так как представляет собой тайгу, леса занимают 63 % площади, болота - 28,9 % (в частности, одно из крупнейших в мире Васюганское болото). В Томской области находится около 20 % лесных ресурсов Западной Сибири. Площадь, покрытая лесом – 19249,4 тыс. га. Общий запас древесины составляет 2,8 млрд. куб. м, в том числе хвойных - 1,6 млрд. куб. м, из которых наиболее ценными являются сосна, кедр, ель, пихта. По общим запасам леса область занимает 3-е место среди регионов Сибирского федерального округа.

Томская область граничит на западе и севере с Тюменской областью и входящим в её состав Ханты-Мансийским автономным округом, на юге — с Кемеровской и Новосибирской областями, на западе — с Омской областью, на востоке с Красноярским краем.

Томская область является субъектом Российской Федерации, входит в состав Западно-Сибирского экономического района и в Сибирский федеральный округ Российской Федерации.

Томская область делится на 4 городских округа (г. Томск, г. Кедровый, г. Стрежевой, ЗАТО г. Северск), 16 муниципальных районов, 3 городских (г. Колпашево, г. Асино, пгт Белый Яр) и 118 сельских поселений.

На рисунке 2.1 представлена административная карта Томской области.



Рисунок 2.1 – Административная карта Томской области

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Территория Томской области характеризуется невысокой плотностью населения (3,40 чел./км² – на 01.01.2014 г.)

Административный центр области – город Томск с населением 557 179 человек (по состоянию на 01.01.2014 г.). Территория города 294,6 км², плотность населения составляет 1891,31 чел./км².

Численность постоянного населения Томской области на 01.01.2014 года составила 1 070 128 чел., в том числе городское население 71,2%, сельское – 28,8%.

В настоящее время в Томской области функционируют автомобильный, железнодорожный, водный и воздушный транспорт. Внутриобластные перевозки грузов осуществляются в основном речным и автомобильным транспортом.

Протяженность внутренних судоходных путей — 5195 км. Судоходными являются реки Обь, Васюган, Кеть, Томь, Парабель, Чулым и Чая.

Протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием составляет 7156 км. Два райцентра (Александровское, Белый Яр) и два города (Стрежевой, Кедровый) не соединены с областным центром дорогами с твердым покрытием.

Эксплуатационная длина железных дорог невелика и составляет 346 км, основная магистраль Белый Яр – Томск – Тайга.

Удаленность Томской области от Транссибирской магистрали и дублирующих её федеральных трасс приводит к низкому уровню транзитного потенциала региона.

Доставка пассажиров и грузов во многие населенные пункты производится только воздушным транспортом. В Томской области действуют три аэропорта — в Томске, Стрежевом и Колпашево, и 15 взлетно-посадочных полос. Ежегодный объем пассажирских перевозок составляет около 800 тыс. человек. Аэропорт Богашево в Томске в 2010 году получил статус международного.

Экономика Томской области характеризуется высокими значениями инвестиций в основной капитал при относительно умеренной активности иностранных инвесторов. Основными генераторами инвестиционной активности в регионе являются организации добывающего комплекса и энергетики, нефтехимической и химической промышленности, входящие в крупные российские холдинги (СИБУР, Газпром, Росатом и др.), а также в деревообрабатывающем комплексе, сфере производства радиоэлектроники и электрооборудования, машиностроении, пищевой промышленности и агропромышленном комплексе.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Основные отрасли промышленности: нефтегазовая, химическая и нефтехимическая, машиностроение, атомная, электроэнергетика, лесопромышленный комплекс и пищевая промышленность.

В Томской области производится 18 % российского объема полипропилена, 16 % – полиэтилена. ООО «Томскнефтехим» — один из крупнейших производителей полимеров, карбамидоформальдегидных смол, формалина, лидер нефтехимической отрасли России. Предприятие входит в состав ОАО «Сибур Холдинг».

В российском машиностроении на долю томских предприятий приходится около 50 % цифровых радиорелейных систем связи, до 10 % электродвигателей переменного тока, 19 % ламп накаливания. Крупнейшими предприятиями отрасли являются:

- ОАО «Сибэлектромотор» - мощный промышленный комплекс с полным технологическим циклом производства асинхронных электродвигателей, чугунного литья и изделий из него;
- ОАО «Томский электромеханический завод им. В.В. Вахрушева» – специализируется на выпуске шахтных и общепромышленных вентиляторов, средств малой механизации для шахт, пневматического и гидравлического инструмента различного назначения и большого ассортимента ТНП;
- ЗАО «Сибкабель» - один из ведущих производителей кабельной продукции в России. Входит в ООО «УГМК-Холдинг»;
- ОАО «Томский электроламповый завод» - предприятие по производству электрических ламп в г. Томске, единственный в азиатской части России производитель электроламп, входит в Международный светотехнический холдинг «В.А.В.С.».

Топливная промышленность занимает доминирующее положение в структуре промышленного производства. Томская область образует третий по значению центр нефтедобывающей промышленности Западной Сибири. Участки с доказанной нефтегазоносностью занимают почти 60 % нефтеперспективных земель области. К настоящему времени открыто 106 месторождений, в том числе 87 нефтяных. В освоение и разработку вовлечены месторождения, расположенные и в северо-восточной части Томской области, их отличительной особенностью является разбросанность и нахождение в труднодоступных и неосвоенных местах. Эти месторождения с малыми запасами и ресурсами нефти требуют значительных затрат на подготовку инфраструктуры, а также на поиск новых подходов к их освоению. На территории области функционирует развитая система нефте- и газопроводов.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Крупнейшее нефтедобывающее предприятие – ОАО «Томскнефть» ВНК (на паритетных началах принадлежит ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть»). Также крупными нефтегазодобывающими компаниями Томской области являются ООО «Газпромнефть-Восток», ОАО «НК «Альянс» и ОАО «Томскгазпром». В нефтедобыче Томской области доля малых и средних компаний составляет около 30%. Также к крупным компаниям нефтяного комплекса области относятся: ООО «Томскбурнефтегаз» - современное нефтесервисное предприятие, имеющее богатый опыт работы по строительству различного типа скважин «под ключ»; ООО «Томсктрансгаз» - компания обеспечивает поставки газа потребителям в 13 регионах Сибири и Дальнего Востока (дочерняя структура ОАО «Газпром»).

Лесоресурсный потенциал Томской области представляет собой реальную основу для полноценного функционирования и развития предприятий лесной и деревообрабатывающей промышленности. Предприятия лесопромышленного комплекса Томской области заняты преимущественно в лесозаготовке. Переработка древесины является некомплексной. Крупнейшими предприятиями отрасли являются:

- ОАО «Верхнекетский ЛПК» - крупное лесозаготовительное предприятие (г. Белый Яр);
- ООО ЛПО «Томлесдрев» - производитель плит на древесной основе;
- ООО «Томская спичечная фабрика» - одно из старейших предприятий г.Томска, выпускает спички и пиломатериалы.

Наиболее крупным промышленным предприятием Томской области является Сибирский химический комбинат. АО «СХК» - один из крупнейших в мире ядерных центров, крупнейшее в России и в мире предприятие ядерно-топливного цикла. С 2010 года АО «СХК» входит в Топливную компанию ТВЭЛ. В составе СХК — семь заводов, научно-исследовательский и конструкторский институт, ТЭЦ, 20 вспомогательных подразделений.

По объему ВРП на душу населения регион входит в тройку лидеров Сибирского федерального округа. В структуре ВРП Томской области наибольший удельный вес имеет сектор добычи полезных ископаемых (углеводородное сырье). Затем следуют обрабатывающие производства, транспорт и связь, торговля, сельское хозяйство, строительство.

По объему инвестиций в основной капитал на душу населения Томская область входит в число лидеров СФО и в десятку лучших регионов в целом по России.

Тенденции развития экономики Томской области последних лет – устойчивый рост доли наукоемкого производства в валовом региональном продукте и увеличение вклада в экономику научно-образовательного комплекса. Активно развиваются направления новой экономики: нанотехнологии, биотехнологии, информационные технологии и др.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Томская область – единственный регион Сибирского федерального округа, включенный по итогам рейтинга Национального Рейтингового Агентства (НРА) 2013 года в категорию «высокой инвестиционной привлекательности» (группа ІСЗ, высокая инвестиционная привлекательность – третий уровень). По мнению аналитиков НРА, Томская область в настоящее время является динамично развивающимся регионом, экономический рост которого основан как на традиционных источниках роста (природные ресурсы и их переработка), так и на новых решениях (развитие инновационных производств, внедрение наукоемких технологий, совершенствование инвестиционного законодательства).

На территории Томской области функционируют потребители, электроснабжение которых осуществляется централизованно от электрических сетей Томской энергосистемы, а также потребители, электроснабжение которых осуществляется от автономных источников (не подключенных в общую сеть Томской энергосистемы). Таким образом, электропотребление Томской энергосистемы включает электропотребление только тех потребителей, которые получают электроэнергию из сетей энергосистемы. Электропотребление Томской области больше электропотребления Томской энергосистемы, так как дополнительно включает электропотребление изолированных потребителей (не подключенных к сетям Томской энергосистемы).

3 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Энергосистема Томской области входит в состав Объединенной энергосистемы Сибири (ОЭС Сибири).

В энергосистему Томской области входит 9 электростанций суммарной установленной мощностью 1119,9 МВт. Три из них (Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-1, Томская ТЭЦ-3) принадлежат АО «ТГК-11». ТЭЦ Сибирского химического комбината принадлежит Госкорпорации «Росатом». Остальные пять электростанций относятся к объектам малой генерации промышленных предприятий: Вспомогательная котельная принадлежит ООО «Томскнефтехим», ГТЭС Игольско-Талового нмр, ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр, ГТЭС Двуреченская принадлежат ОАО «Томскнефть» ВНК, Мыльджинская ГДЭС – ОАО «Томскгазпром».

Основными субъектами электроэнергетики, образующими региональную энергосистему Томской области, являются:

- Томский филиал АО «Территориальная генерирующая компания № 11» (далее - Томский филиал АО «ТГК-11»);
- Филиал ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» - Томское предприятие магистральных электрических сетей (далее – филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС);
- ОАО «Томская распределительная компания» (далее – ОАО «ТРК»);
- ОАО «Томскнефть» восточной нефтяной компании (далее - ОАО «Томскнефть» ВНК);
- ООО «Энергонефть Томск»;
- АО «Сибирский химический комбинат» (далее – АО «СХК»);
- ООО «Электросети» ЗАТО Северск (далее - ООО «Электросети»);
- Западно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»;
- ОАО «Томская энергосбытовая компания» (далее - ОАО «Томскэнергосбыт»)

Функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Томской области осуществляет **Филиал ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ**.

Томский филиал АО «ТГК-11» осуществляет производство и поставку электрической и тепловой энергии в Томской области. В ведении компании находятся три энергоисточника: Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3 и Томская ТЭЦ-1 с суммарной установленной электрической мощностью 485,7 МВт.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Томской области. В эксплуатации ПМЭС находятся ВЛ 220-500 кВ протяженностью 1175,38 км по трассе и 2124,78 км по цепям, 16 подстанций напряжением 220–500 кВ суммарной установленной трансформаторной мощностью 3978 МВА.

ОАО «ТРК» - региональная энергетическая компания, осуществляющая передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям 0,4-6(10)-35-110 кВ на всей территории Томской области. ОАО «ТРК» с марта 2012 г. входит в группу компаний ОАО «Россети» и находится под управлением французской организации ООО «ЭДФ Сети Восток». В эксплуатации и обслуживании ОАО «ТРК» находятся линии 0,4-110 кВ протяженностью по трассе 18007,2 км, 135 подстанций напряжением 35-110 кВ общей мощностью 2863,9 МВА и 3165 трансформаторных и распределительных подстанций напряжением 6-10 кВ.

В компанию входят три территориальных дирекции: Центральные электрические сети (ЦЭС), Северные электрические сети (СЭС), Восточные электрические сети (ВЭС), в состав которых включены 19 районов электрических сетей и 2 производственных отделения: по информационным технологиям и телекоммуникациям и Центр управления сетями.

В зону обслуживания территориальной дирекции ЦЭС входят объекты электрических сетей 0,4-110 кВ на территории 8 районов электрических сетей (РЭС):

- Бакчарский РЭС;
- Богашевский РЭС;
- Кожевниковский РЭС;
- Кривошеинский РЭС;
- Молчановский РЭС;
- Рыбаловский РЭС;
- Центральный РЭС;
- Шегарский РЭС;

В зону обслуживания территориальной дирекция СЭС входят объекты электрических сетей 0,4-110 кВ на территории 6 районов электрических сетей (РЭС):

- Александровский РЭС;
- Каргасокский РЭС;
- Колпашевский РЭС;
- Парабельский РЭС;
- Стрежевской РЭС;
- Чаинский РЭС.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

В зону обслуживания территориальной дирекция ВЭС входят объекты электрических сетей 0,4-110 кВ на территории 5 районов электрических сетей (РЭС):

- Асиновский РЭС;
- Белоярский РЭС;
- Зыряновский РЭС;
- Первомайский РЭС;
- Тегульдетский РЭС.

ОАО «Томскнефть» ВНК – в ведении предприятия находятся подстанции и воздушные линии напряжением 110 кВ, расположенные в районе Северо-Васюганских нефтяных месторождений, а также самые крупные в области автономные источники электроэнергии, газотурбинные электростанции (ГТЭС) на Игольско-Таловом, Западно-Полуденном и Двуреченском месторождениях. Эксплуатацию сети, принадлежащей ОАО «Томскнефть» ВНК, осуществляет ООО «Энергонефть Томск».

ООО «Энергонефть Томск» – предприятие занимается вводом и эксплуатацией сетевого электрооборудования, реконструкцией, ремонтом и техническим перевооружением сетевых энергетических объектов на всех месторождениях нефти и газа, разрабатываемых ОАО «Томскнефть» ВНК, и расположенных большей частью на севере Томской области, а также на территории ХМАО, входит в число крупнейших электросетевых компаний Томской области.

АО «СХК» - предприятие Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом». Основу АО «СХК» в настоящее время составляют пять заводов по обращению с ядерными материалами и ТЭЦ. Одно из основных направлений работы СХК – обеспечение потребностей атомных электростанций в уране для ядерного топлива, производство тепловой и электрической энергии. АО «СХК» - градообразующее предприятие ЗАТО Северск. В ведении АО «СХК» находятся ТЭЦ установленной мощностью 549 МВт, а также сетевое хозяйство 35-110 кВ.

ООО «Электросети» - предприятие создано 09.04.2012 года и является дочерним обществом ОАО «ГЭС». ООО «Электросети» осуществляет эксплуатацию электрических сетей, являющихся муниципальной собственностью, на основании решения собственника с 01.07.2012 года. В состав электросетевого хозяйства ООО «Электросети» входят две трансформаторные подстанции напряжением 110 кВ. Электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в ведении ООО «Электросети» нет.

ОАО «РЖД» – российская государственная компания, одна из крупнейших в мире транспортных компаний, владелец инфраструктуры, значительной части подвижного состава и важнейший оператор российской сети железных дорог. В состав электросетевого хозяйства

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

ОАО «РЖД» на территории Томской области входят две трансформаторные подстанции напряжением 110 кВ.

Крупнейшей энергосбытовой компанией на всей территории Томской области является **ОАО «Томскэнергосбыт»**, которая осуществляет покупку и реализацию конечным потребителям электрической энергии в качестве гарантирующего поставщика. Компания так же предоставляет комплексное обслуживание средств измерения учета, оказывает услуги по реализации комплексного учета, осуществляет разработку, организацию и проведение энергосберегающих мероприятий.

Также на оптовом рынке электрической энергии Томской области действуют следующие независимые энергосбытовые компании:

- ООО «РН-Энерго»;
- ОАО «Сибурэнергомеджмент»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ОАО «Межрегионэнергосбыт»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ОАО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»;
- ЗАО «Энергопромышленная компания»

4 АНАЛИЗ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ЗА 2010 – 2014 ГГ.

4.1 Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Томской области. Динамика максимума нагрузки и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки

Томская энергосистема (ЭС), обслуживающая потребителей Томской области, по уровню электропотребления занимает восьмое место из одиннадцати по ОЭС Сибири в целом и пятое место после Омской энергосистемы из пяти по западной части ОЭС Сибири.

Отчётная динамика электропотребления и среднегодовых темпов прироста электропотребления Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг. представлена в таблице 4.1 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.1 – Динамика электропотребления Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг.

Наименование	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2010-2014 гг.
Электропотребление, млн.кВт.ч	9051	8860	9177	8900	8924	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн.кВт.ч	-	-191	317	-277	24	-127
Среднегодовые темпы прироста, %	-	-2,1	3,6	-3,0	0,3	-0,4

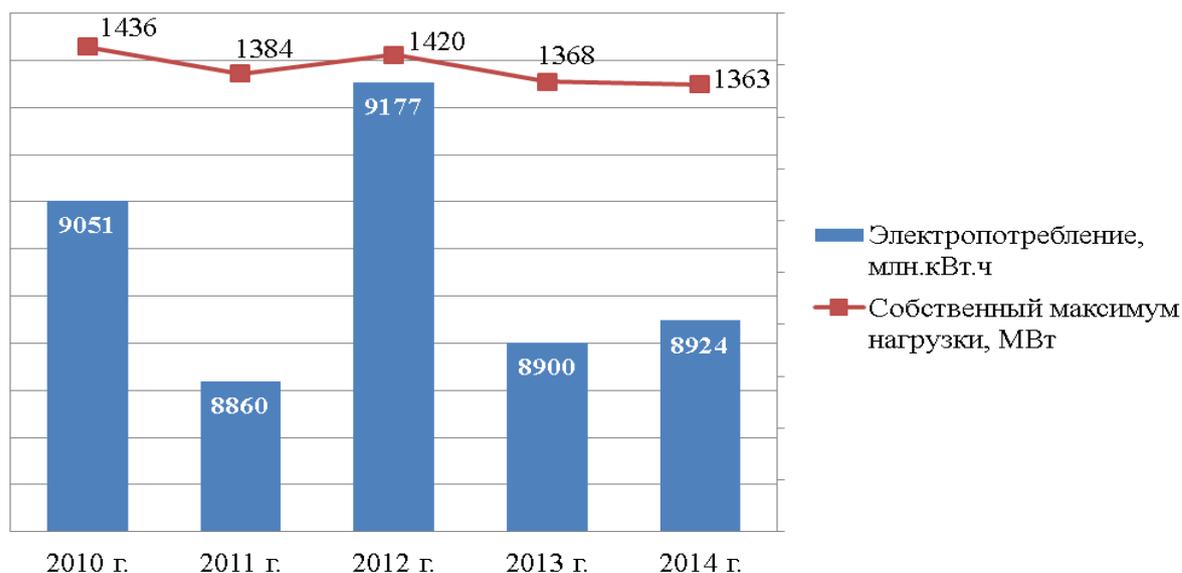


Рисунок 4.1 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

В отчетном 2011 г. наблюдалось снижение уровня электропотребления Томской энергосистемы относительно 2010 г. Абсолютный прирост был отрицательным. Рост потребления электроэнергии в 2012 году обусловлен естественным приростом потребления, снижением среднегодовой температуры в сравнении с 2011 г. и ростом потребления на собственные нужды тепловых станций в связи с увеличением выработки. Также следует учитывать влияние на увеличение электропотребления дополнительного дня в связи с високосностью 2012 года.

В 2013 г. электропотребление снизилось на 3 % до величины 8900 млн. кВт.ч. Снижение потребления электроэнергии вызвано более теплой погодой: фактическая среднегодовая температура наружного воздуха в 2013 году на 1,3 °С превысила климатическую норму и на 0,7 °С – фактическую величину температуры 2012 года. Второй причиной стало уменьшение потребления на собственные нужды тепловых электростанций.

Электропотребление 2014 г. выросло на 0,3% относительно предыдущего года и составило 8924 млн.кВт.ч.

Отчётная динамика максимальных электрических нагрузок Томской энергосистемы и среднегодовых темпов прироста за период 2010 – 2014 гг. представлена в таблице 4.2 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.2 – Динамика максимальных электрических нагрузок Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг.

Наименование показателей	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2010-2014 гг.
Собственный максимум нагрузки, МВт	1436	1384	1420	1368	1363	-
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	-52	36	-52	-5	-73
Среднегодовые темпы прироста, %	-	-3,6	2,6	-3,7	-0,4	-1,3
Число часов использования максимума нагрузки	6303	6402	6463	6506	6501	-

Максимум нагрузки потребителей наблюдается в самый холодный период года. При этом величина максимума нагрузки зависит как от температуры наружного воздуха, так и от уровня электропотребления. В 2010 г. собственный максимум нагрузки Томской энергосистемы состоялся 19 января в 15-00 часов (мск) и составил 1436 МВт. В 2011 г. собственный максимум нагрузки Томской энергосистемы составил 1384 МВт и состоялся также в январе, 24.01.2011 в 08-00 часов (мск), снижение составило 52 МВт. В 2012 г. собственный максимум нагрузки Томской энергосистемы состоялся 21 декабря в 08-00 часов (мск) и составил 1420 МВт, что

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

выше значения данного показателя за 2011 г. на 36 МВт. Увеличение максимума нагрузки было связано с аномально низкой температурой наружного воздуха в декабре 2012 г. В 2013 г. собственный максимум нагрузки Томской ЭС был зафиксирован 09 января в 15-00 часов (мск) и составил 1368 МВт. Среднесуточная температура наружного воздуха в день прохождения собственного максимума нагрузки в 2013 г. составила -25,6 °С, а в 2012 г. – -27,6 °С. Собственный максимум нагрузки Томской ЭС в 2014 г. был зафиксирован 03 февраля в 08-00 часов (мск) и составил 1363 МВт, что на 5 МВт меньше максимума 2013 г..

Динамика участия нагрузки крупных узлов Томской энергосистемы в максимуме нагрузки Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг. представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Динамика участия нагрузки крупных узлов в максимуме нагрузки Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг.

Наименование энергоузла	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Томский энергоузел					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	645	613	633	604	602
То же, в о.е.	0,45	0,44	0,45	0,44	0,44
Северный энергоузел					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	418	411	419	417	415
То же, в о.е.	0,29	0,30	0,30	0,30	0,30
Энергоузел СХК					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	189	181	186	168	167
То же, в о.е.	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12
Энергоузел Володино-Мельниково-Орловка					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	116	113	114	113	113
То же, в о.е.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Энергоузел Асино					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	68	66	68	66	66
То же, в о.е.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Всего Томская ЭС					
Максимум нагрузки, МВт	1436	1384	1420	1368	1363

Наибольшую долю в максимуме нагрузки Томской энергосистемы занимает Томский энергоузел (44–45%), наименьшую долю - энергоузел Асино (порядка 5%). Существенных изменений в территориальной структуре потребления мощности Томской энергосистемы за период 2010-2014 гг. не наблюдалось.

В таблице 4.4 приведен резерв мощности по крупным узловым подстанциям 220 кВ и выше Томской энергосистемы с детализацией по классам напряжения.

Таблица 4.4 – Резерв мощности крупных узловых подстанций Томской энергосистемы*

МВА						
Наименование центра питания	Количество и мощность тр-ров	Фактическая мощность по ВН**	Фактическая мощность по СН**	Резерв по СН	Фактическая мощность по НН**	Резерв по НН
ПС 500/220/10 кВ Томская	2x501	404,5	403,0	97,7	0,3	149
ПС 220/110/10 кВ Асино	2x125	50,8	69,6	75	2,4	13,6
ПС 220/110/10 кВ Володино	2x63	47,1	39,7	16,9	6,4	23,6
ПС 220/110/10 кВ Восточная	2x200, 3x63	187,2	223,4	102,6	40,1	29,5
ПС 220/110/10 кВ ГПП-220	2x125	66,6	62	62,4	0,6	10,2
ПС 220/110/10 кВ Зональная	2x200	161,8	131,8	61,9	0	17,3
ПС 220/110/10 кВ Парабель	3x63	138,0	118,5	0,0	13,5	16,5
ПС 220/110/35/6 кВ Советско-Соснинская	1x125, 2x63, 2x63	228,2	146,0	0,0	15,3	0,0
ПС 220/110/10 кВ Чапаевка	3x63	65,9	64,5	60,8	0,6	29,4
* - данные приведены на основании информации, размещенной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 г. №24 и актуальны по состоянию на IV квартал 2014 г. ** - ВН – высокое напряжение, СН – среднее напряжение, НН – низкое напряжение						

4.2 Структура электропотребления и перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Томская область входит в десятку российских регионов, ведущих интенсивную добычу нефти и газа. В структуре ВРП Томской области наибольший удельный вес имеет сектор добычи полезных ископаемых (углеводородное сырье), соответственно, значительную долю суммарного электропотребления Томской энергосистемы занимают предприятия по добыче нефти и газа.

На территории области работают дочерние предприятия ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «АК «Транснефть», ОАО НК «Альянс» и других российских и зарубежных компаний.

Самая крупная в регионе нефтяная компания – ОАО «Томскнефть» ВНК, которая является владельцем 24 лицензий на добычу нефти и газа на месторождениях Томской области. Ежегодно предприятие добывает около 7 млн. тонн нефти в год, что составляет более 60% от общего объема добычи нефти в Томской области.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Компания ОАО «Газпром нефть» представлена на территории Томской области филиалом ООО «Газпромнефть-Восток». Предприятие занимается разработкой Шингинского, Урманского, Арчинского, Западно-Лугинецкого и Нижнелугинецкого месторождений и ежегодно добывает около 1,6 млн. тонн нефти.

Транспортировку добываемой на территории Томской области нефти обеспечивает компания ОАО «АК «Транснефть».

Компания ОАО «Газпром» представлена на территории Томской области двумя предприятиями – ООО «Газпром трансгаз Томск», обеспечивающее поставки газа потребителям, и ОАО «Востокгазпром» (добывающий актив компании - ОАО «Томскгазпром»). ОАО «Томскгазпром» добывает более 1 млн. тонн нефти ежегодно.

Также на территории области функционирует интегрированная нефтяная компания «Альянс» (ОАО НК «Альянс»), представленная в регионе двумя филиалами – ООО «ВТК» и ООО «СН-Газдобыча».

ООО «ВТК» ведет разработку Средненюрольского, Пуглалымского, Ключевского и Хвойного нефтяных месторождений. Электроснабжение производственных объектов месторождений осуществляется от собственных источников электрической энергии ООО «ВТК» - 17 электрических станций по 1,03 МВт. В период до 2020 г. не планируется подключение собственных источников ООО «ВТК» к внешней системе электроснабжения.

ООО «СН-Газдобыча» владеет лицензиями на разработку газовых месторождений Усть-Сильгинское и Каргасокское-2, добыча газа на которых началась в 2013 г. Электроснабжение производственных объектов месторождений осуществляется от собственных источников электрической энергии ООО «СН-Газдобыча» - 3 электрических станций по 1,16 МВт. В период до 2020 г. не планируется подключение собственных источников ООО «СН-Газдобыча» к внешней системе электроснабжения.

Помимо предприятий нефтегазового комплекса на территории области функционируют предприятия химической, нефтехимической, атомной отраслей, машиностроения, лесопромышленного и строительного секторов, а также транспорта, сельского хозяйства и коммунально-бытового сектора.

В регионе работает одно из ведущих предприятий ГК «Росатом» – ОАО «Сибирский химический комбинат». Производственное ядро АО «СХК» составляют пять заводов по обращению с ядерными материалами: завод разделения изотопов, сублиматный завод, радиохимический завод, химико-металлургический завод и завод «Гидроэнергоснабжения». Одно из основных направлений работы СХК – обеспечение потребностей атомных электростанций в уране для ядерного топлива.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Крупнейшими предприятиями нефтехимической промышленности, функционирующими на территории Томской области, являются ООО «Томскнефтехим» и ООО «Сибирская метанольная химическая компания».

ООО «Томскнефтехим» (входит в состав ОАО «Сибур Холдинг») - лидер нефтехимической отрасли России. ООО «Томскнефтехим» занимает первое место в России по производству полипропилена, второе место — по производству полиэтилена высокого давления.

ООО «Сибирская метанольная химическая компания» входит в состав ОАО «Востокгазпром», является одним из самых крупных в мире предприятий по производству метанола.

Потребление электроэнергии и мощности крупных потребителей Томской области за 2010-2014 гг. представлено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Потребление электроэнергии и мощности основными крупными потребителями Томской области

Наименование организации	Вид деятельности	Наименование показателя	Отчет				
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
ОАО "Томскнефть" ВНК	Добыча нефти и газа	ЭП, млн.кВт.ч	1 868	1 869	1 872	1 813	1 790
		Pmax, МВт	255	272	254	260	244
ОАО "СХК"	Производство урана; переработка, транспортировка и хранение ядерных материалов	ЭП, млн.кВт.ч	1 392	1 351	1 381	1 294	1 361,62
		Pmax, МВт	189	181	186	168	168
ООО "Томскнефтехим"	Выпуск полимерной продукции	ЭП, млн.кВт.ч	545	542	555	550	570
		Pmax, МВт	80	81	80	80	79
ОАО "РЖД"	Грузовые и пассажирские перевозки	ЭП, млн.кВт.ч	31	30	32	31	30
		Pmax, МВт	9	7	9	7	7
ОАО "Томское пиво"	Производство напитков	ЭП, млн.кВт.ч	20	20	22	21	22
		Pmax, МВт	3	3	3	3	3
ОАО "Томскгазпром"	Добыча нефти и газа	ЭП, млн.кВт.ч	18	18	18	17	17
		Pmax, МВт	2	2	2	2	3
Филиал ФГУП "НПО "Микроген" Минздрава России в г. Томск "НПО "Вирион"	Производство фармацевтических продуктов и изделий медицинского назначения	ЭП, млн.кВт.ч	7	7	8	9	10
		Pmax, МВт	2	2	2	2	2
ОАО "Фармстандарт-Томскхимфарм"	Производство медикаментов	ЭП, млн.кВт.ч	4	3	4	4	4
		Pmax, МВт	2	1	1	1	1

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

В таблице 4.6 и рисунках 4.2-4.5 приведена структура электропотребления Томской области по основным группам потребителей за 2010 – 2013 гг. на основе данных территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Томской области.

Таблица 4.6 – Структура электропотребления Томской области по основным группам потребителей

Наименование групп потребителей	млн. кВт.ч			
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Потреблено электроэнергии	9189,0	9222,9	9418,3	9186,6
в том числе:				
потери электрической энергии	952,3	898,0	1025,1	1008,9
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	136,5	123,7	126,6	124,3
добыча полезных ископаемых	2096,3	2133,3	2120,5	2120,3
обрабатывающие производства	2204,9	1920,4	1573,9	1610,1
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	890,0	851,2	1017,1	898,1
строительство	36,1	47,5	46,0	58,6
транспорт и связь	505,8	570,1	564,4	580,8
оптовая и розничная торговля	-	-	0,4	1,7
предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	37,4	41,0	78,9	242,7
прочие виды	1085,6	1378,3	1568,5	1211,4
потреблено населением	1244,2	1259,4	1296,9	1329,7

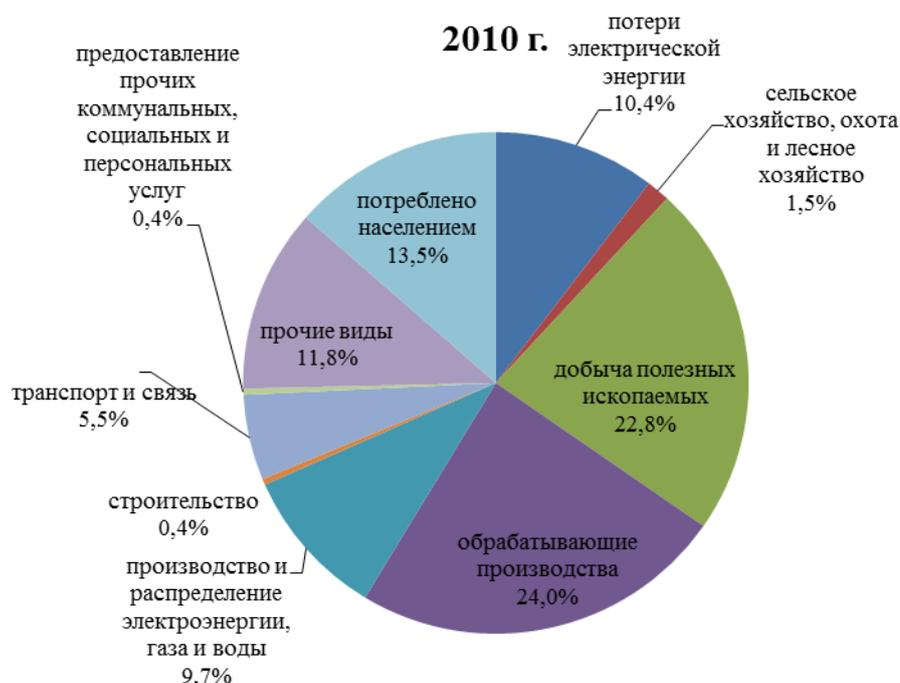


Рисунок 4.2 – Структура электропотребления Томской области по основным группам потребителей за 2010 г.

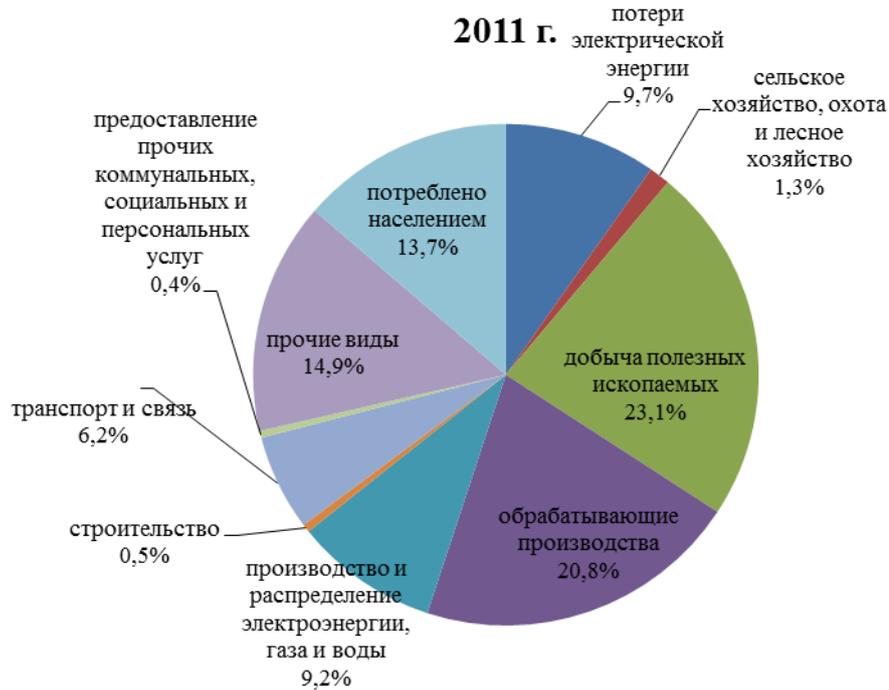


Рисунок 4.3 – Структура электропотребления Томской области по основным группам потребителей за 2011 г.

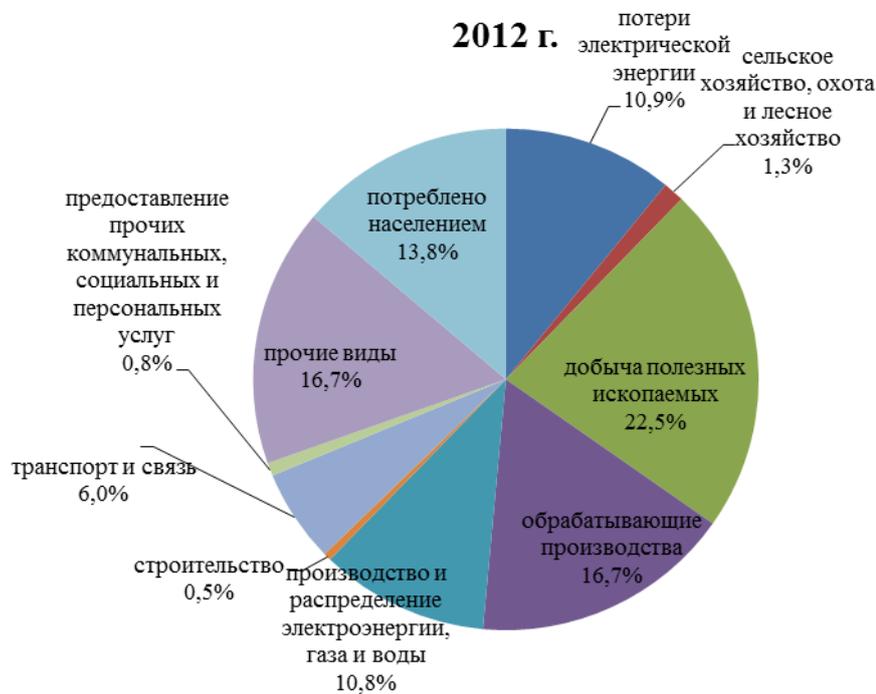


Рисунок 4.4 – Структура электропотребления Томской области по основным группам потребителей за 2012 г.

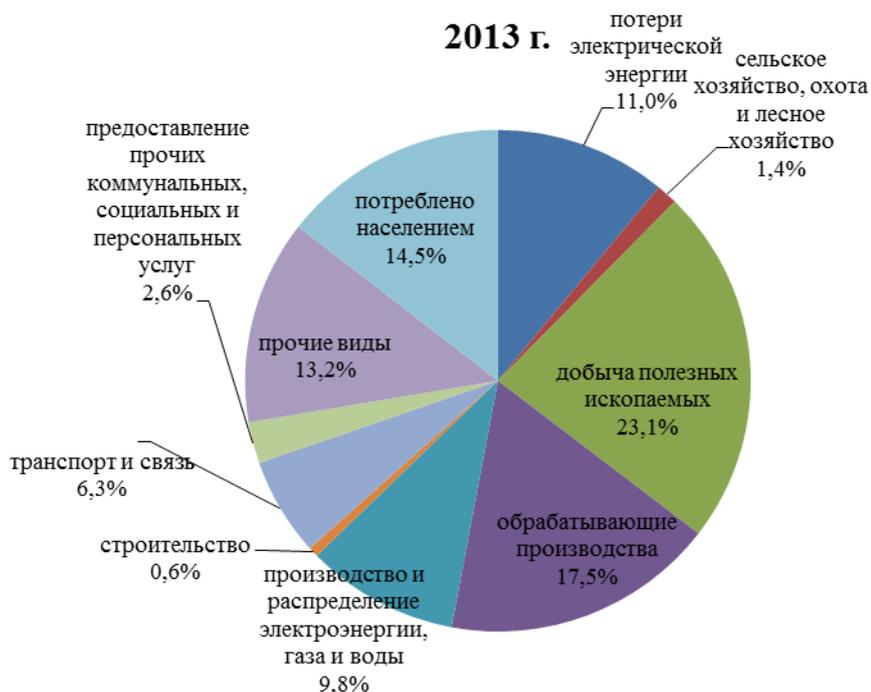


Рисунок 4.5 – Структура электропотребления Томской области по основным группам потребителей за 2013 г.

Как видно из таблицы 4.6 и рисунков 4.2-4.5, наибольшую долю в электропотреблении Томской энергосистемы занимает сектор по добыче полезных ископаемых, причем, доля его в 2013 г. значительно увеличилась по сравнению с 2010 г. (с 22,8 % до 23,1 %). При этом доля обрабатывающего производства, которое в 2010 году являлось первым по объему электропотребления, снизилась к 2013 году с 24 % до 17,5 %, таким образом, данная группа потребителей заняла вторую строчку по объему электропотребления. Это указывает на то, что экономика региона смещается в сторону ресурсо-добывающей направленности.

Значительную долю в электропотреблении Томской области составляет потребление населением и прочими видами экономической деятельности. Следует отметить, что потребление электроэнергии прочими видами экономической деятельности имело положительную динамику в 2013 г. по сравнению с 2010 г.

Следующими по величине являются потери в электрических сетях, которые выросли с 9,4 % в 2010 г. до 11 % в 2013 г.

Также высокую долю электропотребления имеет группа потребителей «производство и распределение электроэнергии, газа и воды», которая показала небольшой рост в 2013 г. по сравнению с 2010 г.

Самую низкую долю потребления в структуре занимают сфера услуг и строительство, имеющие при этом положительную динамику на рассматриваемом периоде с 2010 - 2013 гг.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Самую низкую долю потребления в структуре занимают сфера услуг и строительство, имеющие при этом положительную динамику на рассматриваемом периоде с 2010 - 2013 гг.

4.3 Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Томской области

По состоянию на 31 декабря 2014 года суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Томской области единичной мощностью 5 МВт и выше, работающих параллельно на общую сеть составила 1119,9 МВт.

Централизованное электроснабжение потребителей Томской области осуществляется девятью электростанциями, три из которых находятся в ведении Томского филиала ОАО «ТГК-11»:

- Томская ГРЭС-2, установленной мощностью 331 МВт;
- Томская ТЭЦ-3, установленной мощностью 140 МВт;
- Томская ТЭЦ-1, установленной мощностью 14,7 МВт.

Суммарная установленная мощность электростанций Томского филиала АО «ТГК-11» составляет 485,7 МВт (43,37% от суммарной установленной мощности энергосистемы).

В городе Северске на параллельной работе с энергосистемой функционирует ТЭЦ АО «СХК», установленной мощностью 549,0 МВт (49,02% от суммарной установленной мощности энергосистемы), принадлежащая Госкорпорации «Росатом». В городе Томске функционирует Вспомогательная котельная ООО "Томскнефтехим" установленной мощностью 17,7 МВт (1,58% от суммарной установленной мощности энергосистемы) .

Оставшиеся четыре электростанции являются электростанциями предприятий нефтегазодобывающей отрасли, три из которых принадлежат ОАО «Томскнефть» ВНК, суммарной установленной мощностью 60,0 МВт (5,36% от суммарной установленной мощности энергосистемы), одна принадлежит ОАО "Томскгазпром", установленной мощностью 7,5 МВт (0,67% от суммарной установленной мощности энергосистемы).

Перечень существующих электростанций единичной мощностью 5 МВт и выше, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей Томской области приведён в таблице 4.7.

Структура установленной мощности электростанций по принадлежности к энергокомпаниям показана на рисунке 4.6.

Структура установленной электрической мощности станций единичной мощностью 5 МВт и выше, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей Томской области, с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2014 году приведена в таблице 4.8.

Таблица 4.7 - Состав существующих электростанций Томской области единичной мощностью 5 МВт и выше

Наименование электростанции	Установленная мощность на 31.12.2014 г., МВт	% от суммарной мощности
Томская ГРЭС-2 (АО "ТГК-11")	331,0	29,6%
Томская ТЭЦ-3 (АО "ТГК-11")	140,0	12,5%
Томская ТЭЦ-1 (АО "ТГК-11")	14,7	1,3%
ИТОГО по станциям АО "ТГК-11"	485,7	43,4%
ТЭЦ АО "СХК" (Госкорпорация «Росатом»)	549,0	49,0%
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	12,0	1,1%
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	24,0	2,1%
ГТЭС Двуреченская (ОАО «Томскнефть» ВНК)	24,0	2,1%
Итого по станциям ОАО «Томскнефть» ВНК	60,0	5,4%
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	7,5	0,7%
Вспомогательная котельная (ООО «Томскнефтехим»)	17,7	1,6%
Итого по энергосистеме Томской области	1119,9	100,0%

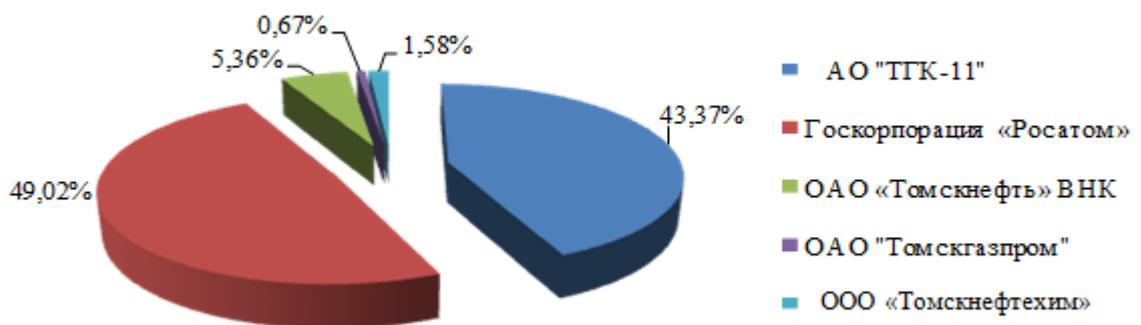


Рисунок 4.6 – Структура установленных мощностей электростанций Томской области по принадлежности к энергокомпаниям.

Таблица 4.8 - Структура установленной электрической мощности Томской области с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2014 году

МВт

Наименование электростанции	Установленная мощность на 31.12.2013г.	Установленная мощность на 31.12.2014г.
Томская ГРЭС-2 (АО "ТГК-11")	331,0	331,0
Томская ТЭЦ-3 (АО "ТГК-11")	140,0	140,0
Томская ТЭЦ-1 (АО "ТГК-11")	14,7	14,7
ИТОГО по станциям АО "ТГК-11"	485,7	485,7
ТЭЦ АО «СХК» (Госкорпорация «Росатом»)	549,0	549,0
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	12,0	12,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	24,0	24,0
ГТЭС Двуреченская (ОАО «Томскнефть» ВНК)	0,0	24,0
Итого по станциям ОАО «Томскнефть» ВНК	36,0	60,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	7,5	7,5
Вспомогательная котельная (ООО «Томскнефтехим»)	17,7	17,7
Итого по энергосистеме Томской области	1095,9	1119,9
<i>Ввод мощности, всего</i>		24,0
<i>в том числе:</i>		
<i>ГТЭС Двуреченская (ОАО «Томскнефть» ВНК)</i>	<i>0,0</i>	<i>24,0</i>

В 2014 году установленная мощность электростанций увеличилась на 24,0 МВт. (2,2%) и составила 1119,9 МВт. Изменение установленной мощности связано с вводом ГТЭС «Двуреченская» (ОАО «Томскнефть» ВНК) суммарной установленной мощностью 24 МВт в составе 4-х агрегатов мощностью 6 МВт каждый.

На конец рассматриваемого периода доля наиболее крупных электростанций Томской области установленной мощностью свыше 100 МВт (Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-1, ТЭЦ АО «СХК») составила 91,1% от суммарной установленной мощности электростанций.

Структура выработки электроэнергии электростанциями единичной мощностью 5 МВт и выше, осуществляющими централизованное электроснабжение потребителей Томской области, с разбивкой по типам электростанций и видам собственности приведена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Наименование электростанции	Выработка электроэнергии за 2014г., млн.кВт.ч	% от суммарной выработки
Выработка электроэнергии по энергосистеме Томской области, всего	4734,0	100,0%
<i>В том числе ТЭС:</i>	<i>4734,0</i>	<i>100,0%</i>
из них:		
- станциями ТГК:	2347,5	49,6%
Томская ГРЭС-2 (АО "ТГК-11")	1518,5	32,1%
Томская ТЭЦ-3 (АО "ТГК-11")	779,2	16,5%
Томская ТЭЦ-1 (АО "ТГК-11")	49,8	1,0%
- станциями промышленных предприятий:	2386,5	50,4%
ТЭЦ АО "СХК" (Госкорпорация «Росатом»)	1937,00	40,9%
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	89,7	1,9%
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	136,0	2,9%
ГТЭС Двуреченская (ОАО «Томскнефть» ВНК)	118,7	2,5%
<i>Итого по станциям ОАО «Томскнефть» ВНК</i>	<i>344,4</i>	<i>7,3%</i>
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	0,5	0,01%
Вспомогательная котельная (ООО «Томскнефтехим»)	104,6	2,2%

Суммарная выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Томской области единичной мощностью 5 МВт и выше, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей в 2014 году составила 4734,0,6 млн.кВт.ч., что на 207,4 млн.кВт.ч. (4,6%) выше уровня факта 2013 года.

Структура выработки электростанций Томской области по принадлежности к энергокомпаниям показана на рисунке 4.7.

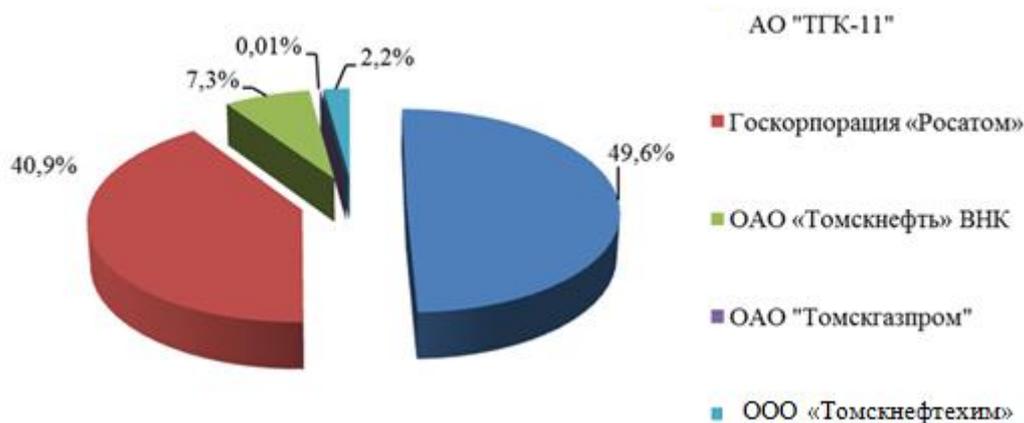


Рисунок 4.7 – Структура выработки электростанций Томской области по принадлежности к энергокомпаниям

В таблице 4.10 приведён состав электрогенерирующего оборудования электростанций энергосистемы Томской области

Таблица 4.10 - Состав электрогенерирующего оборудования электростанций энергосистемы Томской области

Ст. №	Тип (марка турбины), станционный номер	Завод-изготовитель	Год ввода	Установ. электр. мощность, МВт	Тепловая мощность Гкал/ч
	Томская ГРЭС-2			331	650
2	T-50/60-8.8	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	2009	50,0	81,3
3	T-43(50)-90-2М	Ленинградский металлический завод, Силовые машины (ОАО), г. Санкт-Петербург	1953	43,0	81,0
5	T-43(50)-90-2М	Ленинградский металлический завод, Силовые машины (ОАО), г. Санкт-Петербург	1958	43,0	81,0
6	ПТ-25-90/10	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1959	25,0	88,6
7	ПТ-60-90/13	Ленинградский металлический завод, Силовые машины (ОАО), г. Санкт-Петербург	1960	60,0	143,0
8	T- 110/125-130-8	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1997	110,0	175,0
	Томская ТЭЦ-3			140	310
1	ПТ-140/165-130/15-3	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1996	140,0	310,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 4.10

Ст. №	Тип (марка турбины), станционный номер	Завод-изготовитель	Год ввода	Установ. электрич. мощность, МВт	Тепловая мощность Гкал/ч
	Томская ТЭЦ-1			14,7	
1	T 130 GS	Turbomach	2012	14,7	-
	ТЭЦ АО «СХК»			549	1179
1	BT-25-4	ЛМЗ	1953	25	76
2	ВПТ-25-3	ЛМЗ	1953	25	91,5
6	БК-50-2М	ЛМЗ	1955	50	110
7	ВПТ-25-3	ЛМЗ	1956	25	91,5
9	P-12-90/16М	КТЗ	1982	12	90
10	T-115-8.8	ЛМЗ	2008	100	156
11	ВКТ-100М	ХТГЗ	1959	100	158
12	ВКТ-100М	ХТГЗ	1959	100	158
14	ВКТ-100М	ХТГЗ	1961	100	158
15	P-12-90/16М	КТЗ	1988	12	90
	ГТЭС Игольско-Талового нмр			24	
1	ГТЭ-6,3/МС	АО "Мотор Сич"	2004	6	
2	ГТЭ-6,3/МС	АО "Мотор Сич"	2004	6	
3	ГТЭ-6,3/МС	АО "Мотор Сич"	2004	6	
4	ГТЭ-6,3/МС	АО "Мотор Сич"	2004	6	
	ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр			12	
1	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2011	6	
2	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2011	6	
	ГТЭС Двуреченская			24	
1	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2014	6	
2	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2014	6	
3	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2014	6	
4	ГТД-6/PM	ОАО "Сатурн - Газовые турбины"	2014	6	
	Вспомогательная котельная			17,7	
1	FG-H120/135-50	Fuji Electric Co.,Ltd	1989	17,7	

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

4.4 Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Балансы мощности на собственный максимум нагрузки Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг. приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Балансы мощности Томской энергосистемы на собственный максимум нагрузки за отчетный период 2010 – 2014 гг.

	МВт				
Наименование показателей	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	1436	1384	1420	1368	1363
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность, в т.ч.:	1219,2	1219,2	1245,9	1095,9	1095,9
ТЭС в т.ч.:	1170	1170	1184,7	1034,7	1034,7
Томская ГРЭС-2	331	331	331	331	331
Томская ТЭЦ-3	140	140	140	140	140
Томская ТЭЦ-1	-	-	14,7	14,7	14,7
ТЭЦ АО "СХК"	699	699	699	549	549
Электростанции промышленных предприятий, в т.ч.:	49,2	49,2	61,2	61,2	61,2
ГТЭС Игольско-Талового нмр	24	24	24	24	24
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр	-	-	12	12	12
Мыльджинская ГДЭС	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим»	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Располагаемая мощность, в т.ч.:	1068,5	1068,5	1094,7	1069,7	1057,2
ТЭС в т.ч.:	1028	1028	1042,7	1017,7	1018,7
Томская ГРЭС-2	331	331	331	331	331
Томская ТЭЦ-3	140	140	140	140	140
Томская ТЭЦ-1	-	-	14,7	14,7	14,7
ТЭЦ АО "СХК"	557*	557*	557*	532	533
Электростанции промышленных предприятий, в т.ч.:	40,5	40,5	52,5	52,5	38,5
ГТЭС Игольско-Талового нмр	24	24	24	24	14,5
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр	-	-	12	12	10
Мыльджинская ГДЭС	2,5	2,5	2,5	2,5	0
Вспомогательная котельная	14	14	14	14	14
Используемая в балансе мощность	1068,5	1068,5	1094,7	1069,7	1057,2
Мощность участия в максимуме нагрузки, в т.ч.:	926	839	808	697	777
Томская ГРЭС-2	281	302	327	262	282
Томская ТЭЦ-3	138	140	139	134	135
Томская ТЭЦ-1	-	-	0	0	0
ТЭЦ АО "СХК"	468	358	307	258	313
Электростанции промышленных предприятий	39	39	36	43	47

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 4.11

Наименование показателей	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Сальдо перетоков из смежных энергосистем, в т.ч.:	510	545	612	671	586
Красноярская ЭС	0	0	273	319	385
Кузбасская ЭС	275	289	115	128	-16
Новосибирская ЭС	1	0	0	0	0
Тюменская ЭС	234	256	224	224	217
Дефицит (-), избыток (+) собственный	-367,5	-315,5	-325,3	-298,3	-305,8
* - располагаемая мощность указана с учетом сетевых ограничений на выдачу мощности в сечении «СХК – Томская энергосистема» на зимний период.					

Баланс мощности Томской энергосистемы в отчетный период 2010 – 2014 гг. складывался дефицитно. В период 2010 – 2014 гг. дефицит мощности колебался в диапазоне 298-368 МВт.

В 2011 г. дефицит мощности снизился на 52 МВт относительно 2010 г. и составил 316 МВт. После этого в 2012 г. возрос на 9 МВт и составил 325 МВт. В 2013 г. и 2014 г. дефицит мощности только снижался и составил 298 и 297 МВт, соответственно. Такая динамика дефицита обусловлена изменением собственного максимума нагрузки Томской энергосистемы. В свою очередь на динамику максимума нагрузки оказывал влияние температурный фактор. В 2012 г. среднесуточная температура наружного воздуха по Томской энергосистеме на день собственного максимума нагрузки составила $-27,6$ °С, что на $2,3$ °С ниже, чем на день собственного максимума 2011 г. Снижение собственного максимума нагрузки в 2013 г. на 52 МВт относительно 2012 г. связано с более высокой среднесуточной температурой наружного воздуха в день максимума, составившей $-25,6$ °С.

Величина располагаемой мощности томских электростанций за рассматриваемый период изменялась не значительно и находилась в диапазоне 1057 – 1095 МВт. Изменение располагаемой мощности Томской энергосистемы в период 2010-2014 гг. связано с вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования на Томской ТЭЦ-1, ГТЭС Игольско-Талового нмр и ГТЭС Двуреченская, а также с выводом из эксплуатации 3 агрегатов на ТЭЦ АО «СХК» суммарной мощностью 150 МВт.

Необходимо отметить, что величина дефицита мощности Томской ЭС составляет 22-26 % от собственного максимума нагрузки. При этом покрытие максимума нагрузки от собственных генерирующих источников в период 2010-2013 гг. ежегодно снижалось с 64 % от максимума нагрузки в 2010 году до 51% от максимума нагрузки в 2013 году. Только в 2014 г. участие собственных генерирующих источников возросло до 57% от максимума нагрузки. Оставшаяся часть нагрузки покрывалась за счет перетоков мощности из ОЭС Сибири и ОЭС

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Урала. Балансы электроэнергии Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг. приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Баланс электрической энергии Томской энергосистемы за отчетный период 2010 – 2014 гг.

млн. кВт.ч

Наименование показателя	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Электропотребление	9051,1	8859,9	9177,2	8900,4	8923,6
ПОКРЫТИЕ					
Выработка, в т.ч.:	5070,7	4821,0	5542,0	4526,6	4734,0
Томская ГРЭС-2	1606,0	1284,1	1730,0	1297,7	1518,5
Томская ТЭЦ-3	870,3	907,5	916,6	799,6	779,2
Томская ТЭЦ-1	-	-	2,7	28,1	49,8
ТЭЦ АО «СХК»	2307,9	2315,1	2549,6	2060,2	1937,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр	165,9	153,1	130,7	131,5	136,0
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр	-	45,0	88,6	92,3	89,7
Мыльджинская ГДЭС	15,6	15,7	15,7	14,6	0,5
Вспомогательная котельная	104,9	100,5	108,0	102,6	104,6
ГТЭС "Двуреченская"	-	-	-	-	118,7
Сальдо-перетоков из смежных энергосистем, в том числе:	3980,4	4038,9	3635,2	4373,8	4189,6
Красноярская ЭС	1615,3	2166,4	1810,3	2475,7	2213,0
Кузбасская ЭС	556,9	122,5	137,3	229,1	278,3
Новосибирская ЭС	3,7	4,3	1,7	1,5	2,2
Тюменская ЭС	1804,5	1745,7	1685,9	1667,5	1696,1
<i>Число часов использования установленной мощности ТЭС, в т.ч.</i>	<i>4159</i>	<i>3954</i>	<i>4448</i>	<i>4130</i>	<i>4320</i>
Томская ГРЭС-2	4852	3880	5227	3920	4588
Томская ТЭЦ-3	6217	6482	6547	5712	5566
Томская ТЭЦ-1	-	-	183	1910	3388
ТЭЦ АО "СХК"	3302	3312	3647	3753	3528
Электростанции промышленных предприятий	5820	6387	5605	5572	6431

Анализ балансов электроэнергии показывает, что за весь рассматриваемый период Томская энергосистема являлась дефицитной. В период 2010-2014 гг. дефицит электроэнергии Томской энергосистемы находился в диапазоне 3635 – 4374 млн. кВт.ч и покрывался перетоками электроэнергии из смежных энергосистем ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Необходимо отметить, что ТЭЦ АО «ТГК-11» в г. Томске расположены в зоне свободного перетока электроэнергии, где отсутствуют сетевые ограничения на поставку электроэнергии от более эффективных производителей из соседних областей (тепловые и гидроэлектростанции Красноярского края, Кемеровской и Новосибирской областей). Высокая себестоимость ТЭЦ АО «ТГК-11» в г. Томске, работающих на природном газе, существенно ограничивает конкурентоспособность данных станций на оптовом рынке электроэнергии и

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

мощности. В результате Томские ГРЭС-2 и ТЭЦ-3 большую часть времени производили электрическую энергию исходя из технологического минимума, необходимого для обеспечения выполнения графика тепловых нагрузок.

Режим работы остальных электростанций Томской энергосистемы в целом определялся технологической потребностью в электро- и теплоэнергии собственника предприятия, на базе которого функционировала электростанция. Выдача электроэнергии в общую сеть происходила по остаточному принципу.

В 2011 г. произошло снижение электропотребления региона на 191 млн. кВт.ч относительно показателя 2010 г., вследствие более высоких температур наружного воздуха в период отопительного сезона 2011 г. Также произошло снижение выработки электроэнергии электростанциями Томского филиала АО «ТГК-11», что обусловлено минимизацией выработки электроэнергии по конденсационному циклу в условиях снижения отпуска теплоэнергии при более высоких температурах наружного воздуха. В результате в 2011 г. произошло увеличение дефицита электроэнергии на 59 млн. кВт.ч, которое покрывалось увеличением перетоков электроэнергии из смежных энергосистем.

В 2012 г. электропотребление Томской области возросло на 317 млн. кВт.ч и составило 9177 млн. кВт.ч, а выработка электроэнергии тепловыми электростанциями увеличилась, что связано с маловодной обстановкой на водохранилищах ГЭС в операционной зоне ОЭС Сибири. В результате дефицит электроэнергии снизился на 404 млн. кВт.ч и составил 3635 млн. кВт.ч. Увеличение электропотребления региона обусловлено уменьшением среднегодовой температуры наружного воздуха и увеличением потребления на собственные нужды тепловых станций в связи с увеличением выработки.

В 2013 г. снизилась выработка электроэнергии на ТЭЦ АО «СХК» в связи с демонтажем генерирующего оборудования. На станциях Томского филиала АО «ТГК-11» также произошло значительное снижение выработки электроэнергии, обусловленное замещением выработки электроэнергии ТЭС выработкой ГЭС, вследствие высокой водности сибирских рек, а также началом вводов агрегатов Богучанской ГЭС и вводов восстановленных после аварии агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС. В результате в 2013 г. величина покрытия дефицита Томской ЭС перетоками из смежных энергосистем явилась максимальной за рассматриваемый период и составила 4374 млн. кВт.ч.

В 2014 г. произошло снижение дефицита электроэнергии Томской ЭС на 184,2 млн. кВт.ч в основном за счет роста выработки Томской ГРЭС-2 относительно 2013 г.

5 ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ. СТРУКТУРА ОТПУСКА ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В РЕГИОНЕ

Анализ существующего состояния систем централизованного теплоснабжения в Томской области, приведенный в данной главе, сформирован на основе:

- Информации, полученной от теплоснабжающих организаций городов Томск, Северск, Стрежевой, Асино;
- Статистических форм (6-ТП, 1-ТЕП);
- Информации, подлежащей раскрытию в СМИ в соответствии с действующим законодательством о стандартах раскрытия информации в сфере теплоснабжения и размещенной на официальных сайтах организаций и на сайте Департамента Тарифного регулирования Томской области (<http://rec.tomsk.gov.ru/>);
- Материалов схем теплоснабжения г. Томска, г. Стрежевой, г. Северск.

Основные источники тепловой энергии, осуществляющие централизованное теплоснабжение на территории Томской области:

- **г. Томск**

Теплоснабжение в городе Томске осуществляется от трех крупных источников комбинированной выработки энергии, принадлежащих Томскому филиалу ОАО «Территориальная генерирующая компания №11» (далее – ТФ АО «ТГК-11») – ГРЭС-2, ТЭЦ- 1 (ПРК) и ТЭЦ-3, 23 локальных котельных, арендованных ТФ АО «ТГК-11», а также локальных котельных прочих собственников с преобладанием централизованного теплоснабжения.

На начало 2014 г., на территории города работало 34 котельных, в том числе 14 котельных средней мощности и 20 котельных мощностью не более 3 Гкал/ч.

Структурно централизованное теплоснабжение города Томска представляет собой производство тепловой энергии и ее транспортировку до потребителя. Особенностью организации централизованного теплоснабжения в г. Томске является то, что процесс передачи тепловой энергии от энергоисточника до потребителя осуществляется одним юридическим лицом – Томским филиалом АО «ТГК-11». Установленные мощности источников тепловой энергии по г. Томску представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Установленные мощности источников централизованного теплоснабжения в г. Томске (в части структурных подразделений Томского филиала АО «ТГК-11») Гкал/час

Наименование источника теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источника
Структурные подразделения Томского филиала АО «ТГК-11», в том числе:	2410,47
Томская ГРЭС-2	815
Томская ТЭЦ-3	780
Томская ТЭЦ-1:	
- площадка на Угрюмова, 2	795,47
- площадка на Беленца, 2	20
Локальные котельные, находящиеся в аренде Томского филиала АО «ТГК-11», в том числе:	169,564
Котельная переулоч Басандайский 1, 5е	0,86
Котельные БМК	1,118
Котельная ул. Ленина 32/6	0,516
Котельные с. Тимирязевское, с. Дзержинское	13,85
Котельная ТОКПБ	12,9
Угольные котельные г. Томска	8,32
Котельная по ул. Водяная 80	87,0
Пос. Зональная станция	45,0

- **ЗАТО Северск**

Централизованное теплоснабжение на территории закрытого административно-территориального образования Северск осуществляется в городе Северске, поселке Самусь и поселке Орловка. В деревне Кижирово централизованное теплоснабжение отсутствует.

В городе Северске теплоснабжение жилищного фонда и объектов социально-бытового и культурного назначения, а также некоторых промышленных объектов производится от Теплоэлектроцентрали ОАО «Сибирский химический комбинат» (далее – ТЭЦ АО «СХК») по тепловым сетям, обслуживаемым ОАО «Тепловые сети» (далее – ОАО «ТС»). Наряду с этим ТЭЦ АО «СХК» обеспечивает тепловой энергией промышленные объекты АО «СХК».

В поселке Самусь и поселке Орловка производство и транспортировка тепловой энергии осуществляется ООО «Тепло» и ООО «Сети».

ТЭЦ АО «СХК» – промышленная электростанция с набором основного установленного оборудования, позволяющего удовлетворять весь комплекс разнородных тепловых нагрузок (отопление, вентиляция и горячее водоснабжение) с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии. Теплоснабжение объектов городской инфраструктуры производится через бойлерную установку № 1 (БУ-1). Теплоснабжение производственных объектов АО «СХК» осуществляется через бойлерную установку № 2 (БУ-2), а также напрямую по паропроводам.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Установленные мощности источников тепловой энергии в ЗАТО Северск представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Установленные мощности источников централизованного теплоснабжения в ЗАТО Северск

Наименование источника теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источника	Гкал/час
г. Северск ТЭЦ АО «СХК»	1871,8 (в т.ч. по турбоагрегатам – 1179)	
пос. Самусь, пос. Орловка ЦОК пос. Самусь (ООО «Тепло»)	25,28	
Котельная РММ пос. Самусь (ООО «Сети»)	2,24	
Котельная пос. Орловка (ООО «Тепло»)	3,26	

- **г. Стрежевой**

Теплоснабжение города Стрежевой осуществляется централизованно от двух котельных – № 3 и № 4 (ООО «Стрежевой теплоэнергоснабжение», далее – ООО «СТЭС»), работающих на единую тепловую сеть.

Основным потребителем тепловой энергии котельных № 3 и № 4 является жилищно-коммунальный сектор, потребляющий порядка 49 % всего отпущенного тепла. Тепловая энергия также подается на нужды объектов социально-бытового назначения, аэропорта и промышленных баз г. Стрежевой.

Установленные мощности источников тепловой энергии в г. Стрежевой представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Установленные мощности источников централизованного теплоснабжения в г. Стрежевой

Наименование источника теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источника	Гкал/час
ООО «СТЭС», в том числе:	333	
Котельная № 3	150	
Котельная № 4	183 (по горячей воде – 150, по пару – 33)	

В апреле 2012 года в рамках проекта «Реконструкция котельной №4 с установкой мини-ТЭЦ» введен в эксплуатацию блочный турбогенератор типа ТГ-3,5АСМ/10,5 Р1,3/0,15У4 – производительность 3,5 МВт.

В настоящий момент, на территории Томской области действуют 487 источников тепловой энергии суммарной мощностью 5745,6 Гкал/час (в том числе ТЭЦ АО «СХК» с установленной тепловой мощностью 1871,8 Гкал/час). Доля мелких источников

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

теплоснабжения (мощностью до 3 Гкал/час) составляет 81,9% от общего числа, при этом выработанная ими тепловая энергия не превышает 6,2% производства тепловой энергии в области.

Структура производства тепловой энергии электростанциями и котельными Томской области, осуществляющими централизованное теплоснабжение, за 2013г и 2014 г (ожидаемое) представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Структура производства тепловой энергии электростанциями и котельными генерирующими компаний Томской области

тыс. Гкал

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Выработка тепловой энергии,	
		2013 г	2014 г (ожд.)
1	Произведено тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения области за год, в том числе:	6 781,8	6 950,9
1.1	Тепловыми источниками мощностью более 100 Гкал/час, в том числе:	5 144,5	5 280,2
1.1.1	<i>Томский филиал АО «ТГК-11» (г. Томск):</i>	<i>4 493,7</i>	<i>4 660,3</i>
	<i>- Томская ГРЭС-2</i>	<i>2 121,1</i>	<i>2 198,43</i>
	<i>- Томская ТЭЦ-3</i>	<i>1 760,55</i>	<i>1 755,45</i>
	<i>- Томская ТЭЦ-1</i>	<i>612,08</i>	<i>706,39</i>
1.1.2	<i>ООО «СТЭС», г. Стрежевой (котельные №3 и №4)</i>	<i>650,8</i>	<i>619,9</i>
1.2	Тепловыми источниками мощностью менее 100 Гкал/час, в том числе:	1 637,3	1 670,7
1.2.1	<i>Локальные котельные, находящиеся в аренде Томского филиала АО «ТГК-11»</i>	<i>252,1</i>	<i>285,5</i>
2	Кроме того - получено со стороны для целей централизованного теплоснабжения потребителей области, в том числе:	1 624,3	1 713,0
2.1	ОАО «Тепловые сети», г. Северск (от БУ-1 ТЭЦ ОАО «СКХ» для нужд теплоснабжения потребителей городской инфраструктуры)	1 512,3	1 601,0
3	Объем тепловой энергии для нужд централизованного теплоснабжения – всего	8 406,1	8 663,9

Ожидаемый прирост производства тепловой энергии для нужд централизованного теплоснабжения в 2014 году составляет 3 % по отношению к 2013 году.

Структура потребления тепловой энергии по основным группам потребителей за 2010-2014 гг. представлена в таблице 5.5.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Таблица 5.5 – Динамика потребления тепловой энергии по основным группам потребителей Томской области за 2010-2014 гг.

тыс. Гкал

№ п/п	Наименование показателя	2010г	2011г	2012г	2013г	2014г (ожд)
1	Отпущено тепловой энергии своим потребителям	7 452,88	6 743,89	7 013,64	6 517,06	6 740,22
	в том числе:					
1.1	населению	4 923,68	4 390,05	4 623,16	4 302,01	4 489,72
1.2	бюджетофинансируемым организациям	1 030,46	986,75	1 002,30	949,75	926,40
1.3	предприятиям на производственные нужды	446,50	336,24	328,85	268,81	271,78
1.4	прочим организациям	1 052,24	1 030,85	1 059,33	996,50	1 052,32
2	Отпущено другому предприятию (перепродавцу)	77,06	62,42	142,45	60,39	40,10
Отпущено тепловой энергии - всего		7 529,94	6 806,30	7 156,09	6 577,45	6 780,32
Прирост теплопотребления		-	-10%	5%	-8%	3%

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии Томской области представлен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии Томской области на 01.01.2015 г.

№ п/п	Наименование крупного потребителя	Нагрузка, Гкал/ч	Годовое теплопотребление, Гкал	Источник теплоснабжения
1	ФГУП "ККП ТНЦ СО РАН"	67,94	65 343	Томский филиал АО «ТГК-11» ГРЭС-2
2	Томский государственный университет, (ТГУ)	29,38	56 780	Томский филиал АО «ТГК-11» ГРЭС-2, ТЭЦ-1
3	Томский политехнический университет	34,45	54 240	Томский филиал АО «ТГК-11» ГРЭС-2, ТЭЦ-3
4	ТГАСУ	8,77	23 832	Томский филиал АО «ТГК-11» ТЭЦ-1
5	ТУСУР	11,45	21 686	Томский филиал АО «ТГК-11» ГРЭС-2
6	ГБОУ ВПО СибГМУ Минздрава России	7,81	20 992	Томский филиал АО «ТГК-11» ГРЭС-2, ТЭЦ-1
7	Областное государственное автономное учреждение здравоохранения "Томская областная клиническая больница"	10,98	14 864	Томский филиал АО «ТГК-11» ТЭЦ-1

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 5.6

№ п/п	Наименование крупного потребителя	Нагрузка, Гкал/ч	Годовое теплотребление, Гкал	Источник теплоснабжения
8	Закрытое акционерное общество "Строительное управление Томской домостроительной компании"	2,88	14 544	Томский филиал АО «ТГК-11» ТЭЦ-1
9	ТГПУ	8,21	13 353	Томский филиал АО «ТГК-11» ГРЭС-2, ТЭЦ-1
10	Закрытое акционерное общество "Сибкабель"	10,15	12 667	Томский филиал АО «ТГК-11» ГРЭС-2
11	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	6,08	11 785	Томский филиал АО «ТГК-11» ТЭЦ-1
12	ОАО Томскнефть "ВНК"	6,17	17 309	ООО «СТЭС» котельная №3, котельная №4
13	ООО "УТТ-2"	3,38	9 966	ООО «СТЭС» котельная №4
14	ООО "СГК-Бурение"	3,18	8 858	ООО «СТЭС» котельная №4
15	ООО "Нефтепромремонт"	2,18	6 166	ООО «СТЭС» котельная №4
16	ООО "Новомет-Стрежевой"	3,56	9 943	ООО «СТЭС» котельная №4
17	ООО "МНУ"	1,39	3 933	ООО «СТЭС» котельная №4

6 ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА 110 кВ и ВЫШЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

6.1 Характеристика сети 110 кВ и выше Томской области

Системообразующие сети 220-500 кВ

Энергосистема Томской области входит в состав Объединенной энергосистемы Сибири (ОЭС Сибири) и расположена в северо-западной её части. Схема основной электрической сети на территории Томской области сформирована на напряжении 220-500 кВ, распределительной – на напряжении 35-110 кВ.

Протяженность ВЛ 220-500 кВ и трансформаторная мощность ПС 220-500 кВ на 01.10.14 г. приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Суммарная протяженность линий 220-500 кВ и трансформаторная мощность подстанций 220-500 кВ

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	91	1002
220 кВ	2818	3391

Внешние связи Томской ЭС с соседними энергосистемами приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Внешние электрические связи Томской ЭС

№ п/п	Класс напряжения	Наименование внешних связей Томской ЭС	Протяженность, км *
С Кузбасской энергосистемой			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская	81,6 (45,54)
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	85,8 (38,1)
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-215)	91,8 (44,1)
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27)	(38,9)
С Красноярской энергосистемой			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	315,64 (45,64)
С Новосибирской энергосистемой			
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Боярская - Чилино с отпайкой на ПС Кандауровская (С-21)	63
С Тюменской энергосистемой			
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	33,2 (21,6)
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	33,2 (21,6)
* - в скобках указаны участки ВЛ в зоне эксплуатационной ответственности субъектов Томской энергосистемы.			

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Энергосистема дефицитна. Дефицит покрывается от центральных избыточных энергосистем ОЭС Сибири и ОЭС Урала. В Томской ЭС одна приемная подстанция 500 кВ: ПС 500 кВ Томская с двумя АТ-501 МВА и РФ-167 МВА. С сетями г. Томска ПС 500 кВ Томская связана ВЛ 220 кВ Томская – Восточная I, II цепь (Т-204,203), ВЛ 220 кВ Томская – ЭС-2 СХК (Т-205), ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 – Томская (Т-210) и ВЛ 220 кВ Томская – ГПП-220 (Т-213); с сетями области – по ВЛ 220 кВ Томская – Асино (Т-218) (восточное направление) и ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I, II цепь (ТВ-231,221) (северо-западное направление). Кольцевая сеть, охватывающая город Томск не сформирована. В г. Томске работает несколько малых колец, связывающих ПС 220 кВ ЭС-2 СХК, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ ГПП-220 и ОРУ-220 Томской ТЭЦ-3 с ПС 500 кВ Томская. ПС 220 кВ Восточная и ПС 220 кВ Зональная, питающие распределительную сеть г. Томска, работают в транзите через Кузбасскую энергосистему (ПС 500 кВ Ново-Анжерская). Электрические связи отражают транспортную доступность населенных пунктов области.

По территории Томской области проходит транзит 220 кВ Томская – Володино – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневарттовская ГРЭС (ОЭС Урала), протяженностью 797,3 км (в том числе по территории ОЭС Сибири - 785,7 км).

По указанному транзиту 220 кВ обеспечивается электроснабжение потребителей нефтедобывающей отрасли, а по ВЛ 220 кВ Володино – Мельниково I, II цепь (Т-219,220) и ПС 220 кВ Мельниково – территорий, приближенных к г. Томску в левобережной зоне.

По режимным условиям параллельная работа двух объединений по связи Парабель – Советско-Соснинская – Нижневарттовская ГРЭС не осуществляется. Часть нагрузок севера Томской энергосистемы обеспечивается от ОЭС Урала с делением сети 220 кВ Томской энергосистемы на ПС 220 кВ Вертикос (в сторону ОЭС Сибири) и ПС 220 кВ Парабель (в сторону ОЭС Урала). В балансе ОЭС Сибири заложено получение мощности из ОЭС Урала в объеме 200 МВт до 2020 г..

Надежность электроснабжения потребителей нефтедобывающей отрасли северных районов Томской области снижена из-за отсутствия двухстороннего питания, отсутствия управляемости сети. Пропускная способность сети северного транзита напряжением 220 кВ исчерпана, действуют ограничения на присоединение новых потребителей.

На территории Томской области расположено предприятие АО «СХК», электростанции которого работают параллельно с сетью Объединения по четырем ВЛ 220 кВ.

Вдоль транзита 220 кВ проложен нефтепровод, электроснабжение газокomppressorных и нефтеперекачивающих станций которого осуществляется от ПС 220 кВ транзита. Подстанции,

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

питающие НПС и ГКС и являющиеся основой для формирования сети напряжением 110 кВ вдоль транзита:

- ПС 220 кВ Володино, 2х63 МВА;
- ПС 220 кВ Чажемто, 2х63 МВА;
- ПС 220 кВ Парабель, 3х63 МВА;
- ПС 220 кВ Чапаевка, 3х63 МВА;
- ПС 220 кВ Советско-Соснинская, 2х63 МВА и 1х125 МВА.

Подстанции нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций:

- ПС 220 кВ Орловка, 2х25 МВА;
- ПС 220 кВ Каргасок, 2х25 МВА;
- ПС 220 кВ Завьялово, 2х32 МВА;
- ПС 220 кВ Вертикос, 2х63 МВА;
- ПС 220 кВ Раскино, 2х32 МВА.

Транзит ВЛ 220 кВ секционирован по обеим цепям на ПС 220 кВ Володино, ПС 220 кВ Чажемто, ПС 220 кВ Парабель, ПС 220 кВ Вертикос, ПС 220 кВ Раскино, ПС 220 кВ Чапаевка, ПС 220 кВ Советско-Соснинская.

За отчетный период ввода электросетевых объектов напряжением 220-500 кВ в Томской энергосистеме не было. В соответствии с Инвестиционной программы филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири проводилась реконструкция и техперевооружение ряда электросетевых объектов с заменой или увеличением трансформаторной мощности, заменой трансформаторов тока, ограничителей перенапряжений, выключателей и другого оборудования. Так, на ПС 220 кВ Советско-Соснинская заменен один АТ-63 МВА на АТ-125 МВА и до 2016 г. планируется замена двух других АТ, что обеспечит возможность присоединения новых мощностей нефтедобычи. На ПС 220 кВ Зональная заменен АТ-112 МВА напряжением 220/110 кВ на АТ-200 МВА, на ПС 220 кВ Восточная установлен третий трансформатор мощностью 63 МВА напряжением 110/35/10 кВ. Эти мероприятия повысили надежность электроснабжения г. Томска и позволяют обеспечить присоединение новых потребителей, в том числе Особой экономической зоны. Динамика вводов за отчетный период приведена в главе 6.3.

Для регулирования напряжения в основной сети установлены шунтирующие реакторы неуправляемый ШР-180 Мвар и управляемый УШР-180 Мвар на ПС 500 кВ Томская, БСК-2х52 Мвар на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Восточная, БСК-2х17.3 Мвар на напряжении 35 кВ ПС 220 кВ Советско-Соснинская, ШР 100 Мвар на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Володино, ПС 220 кВ Парабель, ПС 220 кВ Чапаевка.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

В таблице 6.3 представлены существующие СКРМ Томской энергосистемы на ПС 110-500 кВ по состоянию на 01.10.2014 г.

Таблица 6.3 – Перечень СКРМ, установленных в Томской ЭС, по состоянию на 01.10.2014 г.

Наименование энергообъекта	Место установки	СКРМ, шт. × Мвар		
		УШР	ШР	БСК
ПС 500 кВ Томская	Шины 500 кВ	3х60	3х60	
ПС 220 кВ Восточная	Шины 110 кВ			2х52
ПС 220 кВ Володино	Шины 110 кВ		3х33,3	
ПС 220 кВ Парабель	Шины 110 кВ		3х33,3	
ПС 220 кВ Чапаевка	Шины 110 кВ		3х33,3	
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	Шины 35 кВ			2х17,3
ПС 110 кВ Колпашево	Шины 110 кВ			26
ПС 110 кВ Двуреченская	Шины 110 кВ	25		25
ПС 110 кВ Игольская	Шины 110 кВ	25		25
ПС 110 кВ Катильгинская	Шины 110 кВ	25		25
Итого, Мвар		255	480	239,6

Распределительные сети напряжением 110 кВ

Распределительные сети г. Томска напряжением 110 кВ представлены в основном радиальными линиями, а также малыми кольцами: в зоне действия Томской ТЭЦ-3 и ПС 220 кВ ГПП-220 (промышленная территория), по кольцевым связям выполняется деление на ПС 110 кВ ГПП-3 и ПС 110 кВ ГПП-16. ПС 220 кВ Зональная и ПС 220 кВ Восточная связаны между собой одноцепными линиями через ПС 110 кВ Коммунальная и ПС 110 кВ Солнечная, также по двухцепным линиям 110 кВ имеют связи с ОРУ 110 кВ Томской ГРЭС-2. ПС 220 кВ Восточная связана с ПС 220 кВ ГПП-220 по одноцепной ВЛ 110 кВ, проходящей через ПС 110 кВ Пиковая и двухцепной - через ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ ГПП-14. Режим работы сети раздельный. Деление выполняется на ПС 110 кВ Пиковая и ПС 110 кВ ГПП-14 соответственно. По распределительной сети города обеспечивается электроснабжение пригородной зоны. Так, от ПС 220 кВ Восточная осуществляется электроснабжение восточных территорий через опорные центры питания последовательно: ПС 110 кВ Бройлерная (по трем ВЛ), ПС 110 кВ Малиновка (по двум ВЛ), ПС 110 кВ Асино-110 (по одной ВЛ). Второе питание сеть имеет от ПС 220 кВ Асино по ВЛ 110 кВ Асино – Асино-110 I, II цепь (С-68, С-69). Все ВЛ выполнены проводом АС-185.

От ПС 220 кВ Зональная осуществляется электроснабжение юго-западных левобережных районов области по ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

(С-83, С-82) и ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I, II цепь (С-15, С-16), выполненных проводом АС-185.

Транзит 220 кВ Томская – Нижневартовская ГРЭС является основой для формирования разветвленной сети 110 кВ в юго-западные и северные районы области, питающие потребителей нефтедобывающей промышленности, удаленных от источников питания. Существующее развитие сети не в состоянии в достаточной мере обеспечить потребности в электроэнергии месторождений нефти в северных и северо-западных районах Томской области.

Транзит 220 кВ Парабель – Чапаевка, протяженностью 276 км, зашунтирован двухцепным транзитом 110 кВ Парабель – Лугинецкая – Игольская – Двуреченская – Катильгинская – Чапаевка, протяженностью по трассе 758,3 км. Сеть 110 кВ построена для электроснабжения потребителей нефтедобычи. На протяженном транзите в режимах осуществляется деление сети на участке ПС 110 кВ Двуреченская - ПС 110 кВ Катильгинская. Регулирование напряжения в протяженной сети 110 кВ осуществляется группами БСК и УР, установленными на ПС 110 кВ:

- ПС 110 кВ Катильгинская – БСК-25 Мвар, УР-25 Мвар;
- ПС 110 кВ Двуреченская – БСК-25 Мвар, УР-25 Мвар;
- ПС 110 кВ Игольская – БСК-25 Мвар, УР-25 Мвар.

Двухцепная ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь (С-104,С-103) и две одноцепные ВЛ 110 кВ Лугинецкая – Игольская I,II цепь (С-110, С-109) выполнены в габаритах 220 кВ с проводом АС-240. Далее линии 110 кВ от ПС 110 кВ Игольская до ПС 220 кВ Чапаевка выполнены в габаритах 110 кВ с проводом АС-120.

От ПС 220 кВ Советско-Соснинская развита сеть 110 кВ для электроснабжения наиболее крупных месторождений нефти. От шин 110 кВ ПС 220 кВ Советско-Соснинская построены три одноцепные ВЛ 110 кВ к объектам нефтедобычи на ПС 110 кВ Стрежевская, ПС 110 кВ Григорьевская, ПС 110 кВ Вахская. Средств компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ нет (исключая установленные в 2013 г. БСК-2х17,3 Мвар на ПС 220 кВ Советско-Соснинская).

Электроснабжение потребителей узла ПС 220 кВ Советско-Соснинская от Томской энергосистемы по протяженной неуправляемой сети без ограничения потребителей невозможно. Без усиления основной сети транзита невозможно обеспечение прогнозируемого роста нагрузок севера Томской области и узла ПС 220 кВ Советско-Соснинская без ее комплексной реконструкции и увеличения автотрансформаторной мощности.

Между подстанциями ПС 220 кВ Володино и ПС 220 кВ Чажемто сформирована шунтирующая сеть 110 кВ одноцепными линиями с проводом АС-185 до ПС 110 кВ

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Коломенские Гривы и далее двухцепная линия на ПС 220 кВ Чажемто. Протяженность сети по одной ВЛ составляет 116 км, по второй – 158,6 км.

ПС 220 кВ Мельниково имеет связи по двухцепным ВЛ 110 кВ с ПС 220 кВ Зональная и ПС 220 кВ Володино. С ПС 220 кВ Володино выполняется деление сети по ВЛ 110 кВ Мельниково – Володино с отпайками № 1 (С-32) и № 2 (С-22) со стороны ПС 220 кВ Мельниково.

Более протяженная, шунтирующая транзит, связь 110 кВ сформирована одноцепным транзитом 110 кВ Мельниково – Бакчар – Коломенские Гривы протяженностью 297,5 км, к которому присоединяются по схеме «мостика» семь подстанций (из них ПС 110 кВ Высокий Яр без выключателя в перемычке). На головном участке от ПС 110 кВ Мельниково на кольцевой ВЛ применен провод АС-185, на ВЛ 110 кВ Бакчар – Высокий Яр – провод АС-150, далее до ПС 110 кВ Коломенские Гривы – провод АС-95. Деление сети выполняется на ПС 110 кВ Бакчар. Эти шунтирующие связи расположены юго-западнее транзита.

В северо-восточной зоне между ПС 220 кВ Асино и ПС 220 кВ Чажемто вдоль транзита 220 кВ работает шунтирующий транзит 110 кВ Асино – Белый Яр – Колпашево – Чажемто. На транзите 110 кВ применены провода АС-185 (головные участки), АС-150 и АС-120. Протяженность линий 110 кВ составляет около 400 км. На ПС 110 кВ Колпашево установлена БСК-26 Мвар. Загрузка шунтирующей сети 110 кВ слабая. Транзит 110 кВ Асино – Чажемто работает в разомкнутом режиме. Деление осуществляется на ПС 110 кВ Колпашево по ВЛ 110 кВ Типсино – Колпашево (С-57К).

Карты-схемы электрических сетей 110 кВ и выше Томской энергосистемы и г. Томска на 01.01.2015 г. приведены на чертеже № 329/143-ЭЭС.02 и № 329/143-ЭЭС.03 соответственно.

Схема электрических соединений сети 110 кВ и выше Томской энергосистемы на 01.01.2015 г. приведена на чертеже № 329/143-ЭЭС.04.

6.2 Анализ технического состояния и возрастная структура линий электропередач и подстанций. Требуемые объемы технического перевооружения

Для оценки технического состояния оборудования ПС и ВЛ основным показателем служит возрастная структура электрических сетей. Этот показатель определяет выработку ресурса электротехнического оборудования и может быть положен в основу программы техперевооружения и реконструкции электросетевых объектов. Для анализа возрастной структуры электросетевых объектов в соответствии с технической политикой ОАО «ФСК ЕЭС» принято деление оборудования на группы по сроку эксплуатации:

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

	ПС	ВЛ
I группа	до 25 лет	до 25 лет
II группа	26-35 лет	26-40 лет
III группа	свыше 35 лет	свыше 40 лет

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС

Протяженность ВЛ 500, 220 кВ, количество и суммарная мощность ПС 500, 220 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭ на 01.01.2015 г. составили:

Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
500	91,18	1 / 1002
220	2033,6	15 / 2661
110	-	0 / 315

На рисунках 6.1 и 6.2 приведена возрастная характеристика линий электропередачи и подстанций филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС с разбивкой по классам напряжения на 01.01.2015 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 500 кВ показал:

- ПС 500 кВ Томская эксплуатируется 36 лет. Автотрансформаторы АТ-1 и АТ-2 отработали 32 и 35 лет соответственно.
- по сроку эксплуатации линии электропередачи протяженностью 91,18 км в одноцепном исчислении входят во II группу.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 220 кВ показал:

- 8 подстанций (53,3% от общего числа ПС 220 кВ) отработали более 35 лет;
- 1106 МВА трансформаторной мощности (41,6% от общей трансформаторной мощности 220 кВ) отработали более 35 лет;
- линии электропередачи протяженностью 692,5 км в одноцепном исчислении (34,1% от общей протяженности ЛЭП 220 кВ) отработали более 40 лет;

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

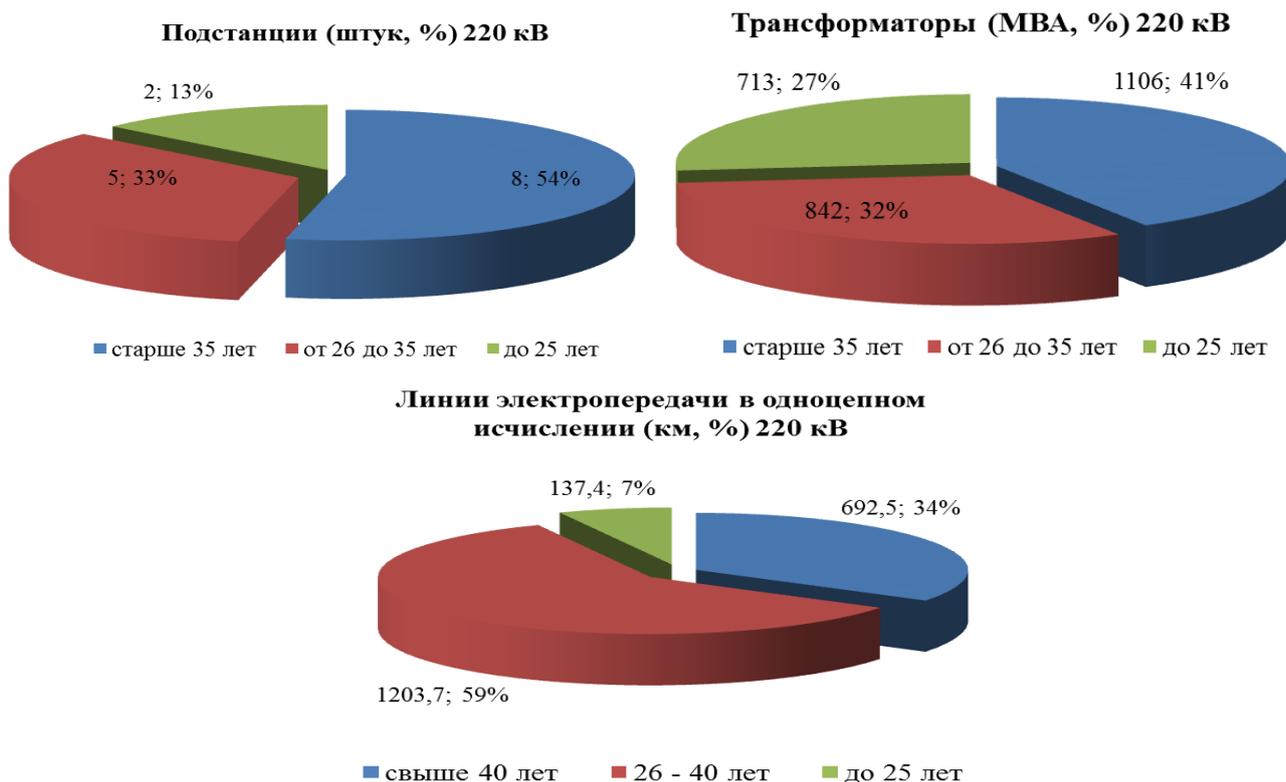


Рисунок 6.1 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 220 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС на 01.01.2015 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 110 кВ показал, что Т-1 мощностью 63 МВА на ПС 220 кВ Советско-Соснинская отработал более 35 лет.

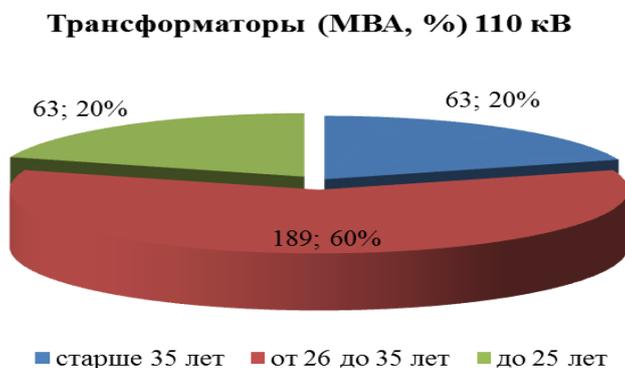


Рисунок 6.2 – Возрастная характеристика трансформаторов 110 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС на 01.01.2015 г.

В Приложениях А и Б представлены списки подстанций и линий Томского ПМЭС, отражающие возрастную структуру, количество и установленную мощность трансформаторов, протяженность ВЛ, количество цепей ВЛ с разбивкой по классам напряжения 500, 220 кВ.

ОАО «ТРК»

Протяженность ВЛ 110 кВ, количество и суммарная мощность ПС 110 кВ ОАО «ТРК» на 01.01.2015 г. составили:

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
110	4503,96	70 / 2168,1

На рисунке 6.3 приведена возрастная структура линий электропередачи, подстанций и трансформаторов ОАО «ТРК» с разбивкой по классам напряжения на 01.01.2015 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 110 кВ показал:

- 38 подстанций (54,3% от общего числа ПС 110 кВ) отработали более 35 лет;
- 1174,5 МВА трансформаторной мощности (54,2% от общей трансформаторной мощности 110 кВ) отработало более 35 лет;
- наиболее продолжительное время эксплуатируются подстанции 110 кВ: ПС 110 кВ Левобережная, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Асино-110 – 51 год, ПС 110 кВ Мельниково-110, ПС 110 кВ Гусево, ПС 110 кВ Кожевниково, ПС 110 кВ Малиновка, ПС 110 кВ Итатка – 49 лет;
- линии электропередачи протяженностью 1358,2 км в одноцепном исчислении (30,2% от общей протяженности ЛЭП 110 кВ) отработали более 40 лет;
- наиболее продолжительное время эксплуатируются линии 110 кВ: ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Восточная I,II цепь, ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная с отпайкой на ПС Северо-Восточная, ВЛ 110 кВ Восточная - Пиковая, ВЛ 110 кВ ГПП-220 - Пиковая – 51 год, ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Зональная I,II цепь, ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I,II цепь – 50 лет.

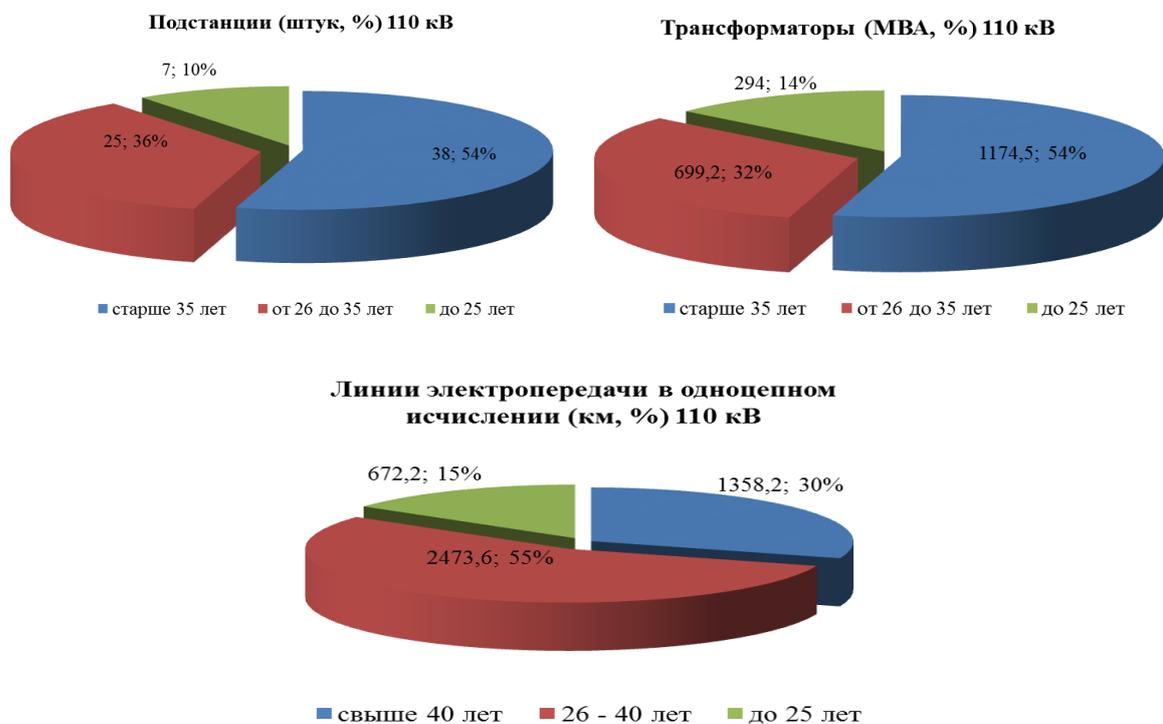


Рисунок 6.3 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 110 кВ ОАО «ТРК» на 01.01.2015 г.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

В Приложениях В и Г представлены списки подстанций и линий ОАО «ТРК», отражающие возрастную структуру электросетевых объектов, количество и установленную мощность трансформаторов, протяженность и количество цепей ВЛ.

ОАО «РЖД»

По территории Томской области проходит тяговый транзит ОАО «РЖД» Западно-Сибирская железная дорога. В состав железной дороги входит Тайгинская дистанция электроснабжения.

Тяговый транзит Томской области имеет выход на юге в Кемеровскую область. В состав тягового транзита Томской области входят следующие основные участки: ВЛ 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская (Кузбасская ЭС).

Количество и суммарная мощность подстанций 110 кВ ОАО «РЖД» на территории Томской области на 01.01.2015 г. составили:

Класс напряжения, кВ	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
110	2 / 52

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 110 кВ показал:

ПС 110 кВ ЭЧЭ-319 Межениновка и ПС 110 кВ ЭЧЭ-320 Предтеченск эксплуатируются с 1969 г. – 46 лет. Трансформаторы, установленные на подстанциях, отработали более 35 лет.

В Приложении Д представлены списки подстанций, находящихся на балансе ОАО «РЖД», отражающие техническое состояние и возрастную структуру трансформаторного оборудования.

Прочие сетевые компании и крупные потребители

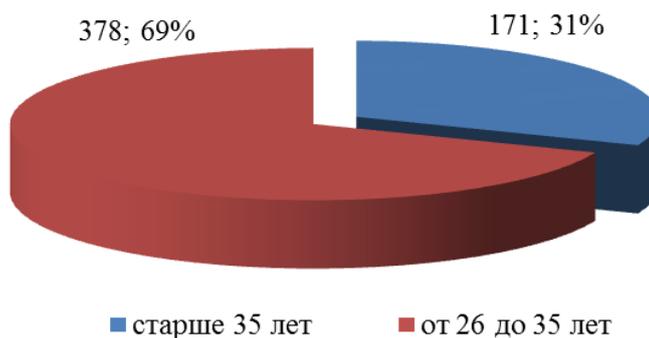
Протяженность ВЛ 35, 110, 220 кВ, количество и суммарная мощность подстанций 35, 110 кВ, находящихся на балансе прочих сетевых компаний и крупных потребителей по предоставленным данным, на 01.01.2015 г. приведены ниже.

ООО «Томскнефтехим» (ОАО «СИБУР Холдинг») принадлежат пять ПС 110 кВ.

Из них 171 МВА трансформаторной мощности (31,1% от общей трансформаторной мощности 110 кВ) отработали более 35 лет.

На рисунке 6.4 приведена возрастная структура трансформаторов 110 кВ ООО «Томскнефтехим» на 01.01.2015 г.

Трансформаторы (МВА, %) 110 кВ

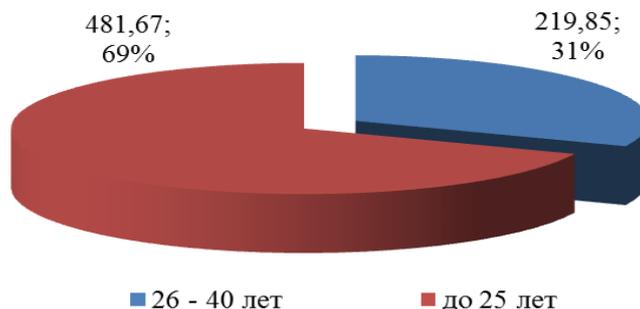


**Рисунок 6.4 – Возрастная характеристика ПС 110 кВ
ООО «Томскнефтехим» на 01.01.2015 г.**

ОАО «Томскнефть» ВНК принадлежат 7 ПС 110 кВ. Перечисленные энергообъекты отработали менее 25 лет.

На рисунке 6.5 приведена возрастная структура линий электропередачи 110 кВ ОАО «Томскнефть» ВНК на 01.01.2015 г.

Линии электропередачи в одноцепном исчислении (км, %) 110 кВ



**Рисунок 6.5 – Возрастная характеристика ВЛ 110 кВ
ОАО «Томскнефть» ВНК на 01.01.2015 г.**

ЗАО «Сибкабель» принадлежат две ПС 35 кВ.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал, что 10 МВА трансформаторной мощности (25% от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработали более 35 лет.

В ведении ОАО «Особая экономическая зона технико-внедренческого типа «Томск» (далее – ОАО «ОЭЗ ТВТ «Томск»)) находится ПС 35 кВ ОЭЗ-3. Подстанция отработала менее 25 лет.

В Приложениях Д и Е представлены списки подстанций и линий, находящихся на балансе прочих сетевых компаний и крупных потребителей, отражающие возрастную структуру электросетевых объектов, количество и установленную мощность трансформаторов, протяженность и количество цепей ВЛ.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Данные по АО «СХК» и ООО «Электросети» приведены ниже в таблицах 6.4 и 6.5.

АО «СХК»

Таблица 6.4 - Характеристика ВЛ 220 кВ АО «СХК» на 01.01.2015 г.

Наименование ВЛ	Длина, км	Количество цепей	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01.01.2015 г.
ВЛ 220 кВ ТЭЦ СХК – Восточная (Т-201)	23,832	2	1963	52
ВЛ 220 кВ ЭС-2 – Восточная (Т-202)	20,288	2	1963	52
ВЛ 220 кВ ЭС-2 – Томская (Т-205)	14,847	2	1994	21
ВЛ 220 кВ ЭС-2 – ГПП-220 (Т-214)	14,847	2	1994	21
ВЛ 220 кВ ЭС-1 – ЭС-2 (Л-3)	2,66	1;2	1967	48

ООО «Электросети»

Таблица 6.5- Характеристика подстанций 110 кВ ООО «Электросети» на 01.01.2015 г.

Наименование ПС	Год ввода	Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.
ПС 110 кВ ГПП-701	1964	110/10	2/15	51
ПС 110 кВ ГПП-702	1976	110/10	2/16	39

6.3 Динамика вводов, техперевооружения и реконструкции электросетевых объектов Томской области за 2010 – 2014 гг. Информация о строящихся электросетевых объектах

В данной главе описываются вводы и реконструкция объектов энергетики, линий электропередач и электрооборудования на территории Томской области, выполненные в период 2010-2013 гг., а так же указаны проекты, завершение которых намечено на 2014 год.

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Томское ПМЭС

В рамках инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Томское ПМЭС в период 2010-2011 гг. на **ПС 220 кВ Парабель** заменил устаревший масляный выключатель современным элегазовым аналогом, три трансформатора тока и оборудование релейной защиты и автоматики. Благодаря техническому переоснащению повышена надежность электроснабжения потребителей села Парабель, а также объектов нефтедобывающей компании ООО «Энергонефть Томск».

В соответствии с инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» в 2012 г. филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Томское ПМЭС ввел в работу новый третий трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА на **ПС 220 кВ Восточная**. В результате, мощность подстанции увеличилась с 526 МВА до 589 МВА. Также с новым трансформатором установлены элегазовые выключатели 35-110 кВ, смонтировано новое оборудование релейной защиты и противоаварийной автоматики.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Установка нового трансформатора обеспечила возможность подключения новых потребителей, а также существенно повысила надежность электроснабжения существующих потребителей города Томска, в том числе пиковой резервной котельной, завода ЗАО «Сибкабель», шарикоподшипникового завода.

В 2012 году на **ПС 220 кВ Зональная** филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Томское ПМЭС заменил автотрансформатор АТ-2 мощностью 112 МВА на автотрансформатор мощностью 200 МВА, благодаря чему установленная мощность подстанции увеличилась с 312 МВА до 400 МВА.

В 2012 году на ПС 220 кВ Зональная произведено техническое перевооружение с заменой основного оборудования двух резервных ячеек 110 кВ В-110 С-87 и В-110 С-88 на ОРУ 110 кВ - установлены элегазовые выключатели ВГТ-110, трансформатор тока, разъединители, ограничители перенапряжения, что обеспечило технологическое присоединение южной площадки Особой экономической зоны технико-внедренческого типа г. Томска.

В 2013 году филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Томское ПМЭС ввел в работу новое оборудование на ПС 220 кВ Зональная: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и ограничители перенапряжения, установленные на ОРУ 110 кВ и 220 кВ. Это повысило надежность энергоснабжения потребителей пригородов города Томска и Особой экономической зоны технико-внедренческого типа «ТОМСК» (ОЭЗ ТВТ «ТОМСК»).

В соответствии с инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» (далее – ИП ОАО «ФСК ЕЭС») в 2014 г. филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Томское ПМЭС включил в работу новый автотрансформатор мощностью 125 МВА на подстанции **ПС 220 кВ Советско-Соснинская** взамен автотрансформатора АТ-5 63 МВА. Благодаря этому мощность объекта увеличилась на 20%. Это позволит частично решить проблему высокой, более 75%, загрузки силового оборудования, что, в свою очередь, снизит риск нарушения электроснабжения потребителей при его выводе в ремонт. Также на подстанции выполнена замена масляного выключателя ШСВ-220 на элегазовый выключатель типа ВГТ-220.

В период до 2016 года в рамках ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на подстанции будут заменены ещё два автотрансформатора, благодаря чему общая мощность подстанции возрастет ещё на 40% и составит 501 МВА, что существенно повысит надежность электроснабжения города Стрежевой на севере Томской области, а также потребителей предприятий ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Томскнефть» ВНК и других компаний Томской области, осуществляющих добычу и транспортировку нефти.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Ранее, в конце 2013 года, на ПС 220 кВ Советско-Соснинская установили современные средства компенсации реактивной мощности – две батареи статических компенсаторов 35 кВ мощностью 17,3 Мвар каждая.

В 2014 году филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Томское ПМЭС приступил к реконструкции ПС 220 кВ ГПП-220 для осуществления технологического присоединения к магистральным сетям ПС 110 кВ ОЭЗ-2. Подстанция 110 кВ ОЭЗ-2 предназначена для электроснабжения электроэнергией Особой экономической зоны технико-внедренческого типа (ОЭЗ ТВТ) в г. Томск.

В рамках реконструкции предусмотрен монтаж двух линейных ячеек 110 кВ с элегазовыми выключателями.

Новых электросетевых объектов напряжением 220–500 кВ в Томской энергосистеме не вводилось.

Техперевооружение, реконструкция, капитальный ремонт электросетевых объектов 220, 500 кВ выполняются по утвержденному плану.

Перечень электросетевых объектов 220-500 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Томское ПМЭС, введенных в эксплуатацию, подвергшихся реконструкции и техническому перевооружению с 2010 года по настоящее время представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 - Перечень электросетевых объектов 220-500 кВ, введенных в эксплуатацию, подвергшихся реконструкции и техническому перевооружению за 2010-2014 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Год начала и окончания строительства/реконструкции	Протяженность/ мощность, км/МВА/Мвар	Объем выполненных работ
Реконструкция				
500 кВ				
1	ПС 500 кВ Томская	2008-2010	180+р.ф.	Установка УШР-500 (Разъединитель 500 кВ - 15 шт., ТН-500 кВ - 6 компл., ТТ-500 кВ - 3шт.ОПН-500 кВ 3 шт., УШР-500 кВ - 4 фазы., выключатель 500 кВ - 3 шт.)
2	ПС 500 кВ Томская	2014		Замена ТН-500 - компл.
3	ПС 500 кВ Томская	2013-2015		Замена ВВ-500 кВ 4 шт. 1 этап
220 кВ				
1	ПС 220 кВ Парабель	2010-2011		Замена выключателя 220 кВ на элегазовый НРЛ-220 - 1 шт. и трансформаторов тока 220 кВ - 3 шт. в ячейке ШСВ 220 кВ

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Продолжение таблицы 6.6

№ п/п	Наименование объекта	Год начала и окончания строительства/реконструкции	Протяженность/ мощность, км/МВА/Мвар	Объем выполненных работ
2	ПС 220 кВ Восточная	2010-2013	1x63	Установка третьего трансформатора ТДТН-63000/110-ХЛ1. Выключатель колонковый элегазовый 110 кВ LTB145D1/B. Выключатель колонковый элегазовый 110 кВ (с устройством синхронизации) LTB145D1/B. Трансформатор тока 110 кВ ТГФМ-110. Разъединитель РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1. Разъединитель РГН.1-110.П/1000-40 УХЛ1. Ограничитель перенапряжения нелинейный 110кВ ОПН-А-110/80-10/650(II) 2УХЛ. Ограничитель перенапряжения нелинейный 110кВ ОПН-А-110/56-10/650(II) 4УХЛ1.
3	ПС 220 кВ Зональная	2010-2013	1x200	Техническое перевооружение с заменой АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 112 МВА на АТ мощностью 200 МВА. Выключатель элегазовый 220 кВ - 2 шт. Выключатель элегазовый 110 кВ - 1 шт Трансформатор тока 220кВ - 6 шт. Трансформатор тока 110кВ - 6шт. Разъединитель 220 кВ - 5 компл., Разъединитель 110 кВ - 8 компл. ОПН-220 кВ 3 шт., ОПН-110-3 шт.
4	ПС 220 кВ Зональная	2012		Техническое перевооружение с заменой основного оборудования двух резервных ячеек 110 кВ на ОРУ 110 кВ: выключатель элегазовый 110 кВ - 2 шт., трансформатор тока 110 кВ - 6шт., разъединитель 110 кВ - 10 компл.
5	ПС 220 кВ ГПП-220	2009-2010		Техническое перевооружение с заменой двух ячеек ОРУ 110 кВ для подключения новых электроустановок ЛПК ООО «Партнер-Томск»: выключатель элегазовый 110 кВ - 2 шт., трансформатор тока 110 кВ - 6шт. разъединитель 110 кВ - 10 компл.
6	ПС 220 кВ Советско-Соснинская	2010-2014	1x125	Замена АТ-5-63 МВА на АТ-125 МВА, замена масляного выключателя на элегазовый 220 кВ типа ВГТ-220 - 2 шт., ТТ - 6 шт, разъединитель 220 кВ - 5 компл., ТН-220 кВ - 6 шт., выключатель элегазовый 110 кВ - 2 шт., ТТ-110 - 6 шт., разъединитель - 110 кВ - 5 компл., ТН-110 - 6 шт.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.6

№ п/п	Наименование объекта	Год начала и окончания строительства/реконструкции	Протяженность/ мощность, км/МВА/Мвар	Объем выполненных работ
7	ПС 220 кВ Советско-Соснинская	2013	2x17,3	Установка БСК-17,3 Мвар на шинах 35 кВ

ОАО «ТРК»

За отчетный период в 2012 г. введена в эксплуатацию ПС 110/6 кВ Московский тракт с отпайкой 110 кВ на ПС 110/6 кВ Московский тракт от отпайки на ПС 110 кВ ТЭЦ-1. На подстанцию переведено питание части потребителей от существующих ПС 35 кВ Южная и ПС 35 кВ ТИЗ, а также организовано резервирование нагрузок от ТЭЦ-1.

В 2013 г. на ПС 110 кВ Солнечная были заменены трансформаторы мощностью по 16 МВА на новые мощностью 2x25 МВА типа ТДН-25000/110/10.

В 2014 г. на ВЛ 110 кВ Асино – Чердаты (С-61,С-62) выполнена реконструкция участка протяженностью 15,1 км от опоры №77 до опоры №136 с заменой провода АЖ-120 на провод АС-120/19.

Перечень электросетевых объектов 110 кВ ОАО «ТРК», введенных в эксплуатацию, подвергшихся реконструкции и техническому перевооружению с 2010 года по настоящее время приведен в таблице 6.7.

Таблица 6.7

№ п/п	Наименование объекта	Территориальные дирекции	Год ввода	Протяженность/ мощность, км/МВА	Примечание
Новое строительство					
1	ПС 110/6 кВ Московский тракт	ЦЭС	2012	2x25	Ввод в эксплуатацию с трансформаторами типа ТДТН-25000/110/6 и ТДТГН-25000/110/6
2	Отпайка 110 кВ на ПС 110 кВ Московский тракт от отпайки на ПС 110 кВ ТЭЦ-1	ЦЭС	2012	2x0,06	Ввод в эксплуатацию
Реконструкция					
1	ПС 110 кВ Солнечная	ЦЭС	2013	2x25	Замена трансформаторов 2x16 МВА на новые 2x25 МВА типа ТДН-25000/110/10
2	ВЛ 110 кВ Асино - Чердаты (С-61,С-62)	ВЭС	2014	2x15,1	Замена провода АЖ-120 на провод АС-120/19 на участке от опоры №77 до опоры №136

Крупные потребители

В таблице 6.8 приведён перечень электросетевых объектов 110 кВ, введенных в эксплуатацию, подвергшихся реконструкции и техническому перевооружению за период 2010-

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

2014 гг., для следующих крупных потребителей: ОАО «Томскнефть» ВНК, ЗАО ЛПК «Партнер-Томск».

Таблица 6.8

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода	Протяженность/ мощность, км/МВА	Примечание
ОАО «Томскнефть» ВНК				
Новое строительство				
1	ПС 110/35/6 кВ Григорьевская	2010	2x16	Ввод в эксплуатацию. Трансформаторы типа ТДТН-16000/110-ХЛ1, элегазовые выключатели типа ВЭБ-110-40/2500
2	Отпайка на ПС 110 кВ Григорьевская от ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Вахская (СС-3, СС-4)	2010	2x0,06	Ввод в эксплуатацию. Марка провода АС-120
ЗАО ЛПК «Партнер-Томск»				
Новое строительство				
1	ПС 110 кВ ЛПК Партнер-Томск	2010	2x25	Ввод в эксплуатацию
2	ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ЛПК Партнер-Томск	2010	2x2,4	Ввод в эксплуатацию. Марка провода АС-120

ОАО «ОЭЗ ТВТ «Томск»

Томская область — один из ведущих научно-образовательных центров России. Основными направлениями инновационной деятельности Особой экономической зоны технико-внедренческого типа являются технологии производства новых материалов и нанотехнологии, биотехнологии и медицинские технологии, информационно-коммуникационные технологии, приборостроение и электроника.

ОАО «ОЭЗ ТВТ «Томск» - создана по постановлению Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2005 года №783. Занимает территорию общей площадью 207 га, где строится инфраструктура для инновационных отраслей экономики. Сюда планируется привлечь российских и зарубежных инвесторов для развития ресурсосберегающих технологий, информационных технологий и электроники, медицины и биотехнологий, нанотехнологий и новых материалов.

По данным собственника в настоящее время в стадии строительства находятся следующие объекты, ввод которых запланирован в 2015 г.:

- ПС 110 кВ ОЭЗ с трансформаторами мощностью 2x63 МВА и ВЛ 110 кВ Зональная – ОЭЗ;

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

- ПС 110 кВ ОЭЗ-2 с трансформаторами мощностью 2х25 МВА и ВЛ 110 кВ ГПП-220
- ОЭЗ-2.

6.4 Анализ режимов потокораспределения и уровней напряжения сети 110 кВ и выше Томской энергосистемы за 2010-2014 гг.

Анализ отчетных режимов работы электрических сетей Томской энергосистемы приведен по данным контрольных замеров для зимних и летних нагрузок 2010-2014 гг.

Режим работы основной электрической сети Западной части ОЭС Сибири, в том числе ВЛ, связывающих ПС 500 кВ Томская с ПС 1150 кВ Итатская и ПС 500 кВ Ново-Анжерская, характеризуется широким диапазоном перетоков мощности, как в суточном, так и в сезонном разрезе со сменой направления перетоков. Это связано, в том числе с тем, что через шины 500 кВ ПС 500 кВ Томская осуществляются транзитные перетоки мощности и энергии из избыточных ЭС в дефицитные западные энергосистемы и проходит некоторая часть межгосударственного перетока между ЕЭС Казахстана в ЕЭС России по ВЛ 500 кВ транзита Сибирь – Казахстан.

Режим напряжения на шинах 500 и 220 кВ ПС 500 кВ Томская характеризовался отсутствием колебаний в широком диапазоне за весь рассматриваемый отчетный период. Регулирование напряжения стало возможным после ввода в конце 2009 г. управляемого реактора УШР-180 Мвар на шинах 500 кВ ПС 500 кВ Томская.

Влияние на стабилизацию напряжения в узле ПС 500 кВ Томская и, следовательно, в Центральном энергоузле Томской энергосистемы оказывало регулирование напряжения электростанциями, РПН автотрансформаторов, участие управляемых СКРМ, установленных в сети системного транзита и, прежде всего, это СТК-1 и СТК-2 мощностью +100/-100 Мвар на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, а также участие ШР 500 кВ на ПС 1150 кВ Итатская, ПС 500 кВ Ново-Анжерская, ПС 500 кВ Томская.

В части регулирования напряжения в Томской энергосистеме проблемным является транзит 220 кВ Томская – Советско-Соснинская, где из-за отсутствия управляемых СКРМ в сети 220 кВ не обеспечиваются нормированные уровни напряжения в послеаварийных режимах.

Основную нагрузку транзита 220 кВ составляют потребители нефтедобычи и транспорта нефти, работающие с высоким числом часов использования максимума нагрузки.

В суточном разрезе переток мощности от ОЭС Урала по транзиту 220 кВ в зимние сутки контрольных замеров изменялся в 2010 г. в диапазоне от 219 МВт до 248 МВт (у шин ПС 220 кВ Советско-Соснинская), в 2011 г. - в диапазоне 194 - 209 МВт, в 2012 г. - в диапазоне 198 - 210 МВт, в 2013 г. - в диапазоне 190 - 205 МВт, в 2014 г. - в диапазоне 197 - 213 МВт; в летние

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

сутки контрольных замеров в 2010 г. – 116 - 125 МВт, в 2011-2013 гг. – 170 - 180 МВт, в 2014 г. – 164 - 173 МВт. Динамика изменения перетока от Нижневартовской ГРЭС в ОЭС Сибири соответствует динамике изменения электропотребления Томской энергосистемы за рассматриваемый отчетный период. Сниженный переток от Нижневартовской ГРЭС в ОЭС Сибири в летние сутки контрольных замеров 2010 г. связан с переносом точки деления на транзите на ПС 220 кВ Чапаевка в сторону ПС 220 кВ Советско-Соснинская.

Загрузка ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I, II цепи (ТВ-231, ТВ-221) в 2010 г. в зимнем режиме составляла 156 - 184 МВт, в летнем – 202 - 219 МВт, загрузка в 2011 г. зимой составляла 159 - 192 МВт, летом - 131 - 152 МВт. Переток по ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепи (ЧП-233, ЧП-223) в 2010 г. составил порядка 112 МВт зимой и 180 МВт летом. Увеличение перетока в летних режимах 2010 г. объясняется переносом точки раздела транзита на ПС 220 кВ Чапаевка. Максимальный переток по ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I, II цепи (ТВ-231, ТВ-221) составил 220 МВт в максимум зимних контрольных суток 2012 г. Также в 2012 г. зафиксирована максимальная загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Парабель - 129,9 МВА.

Переток реактивной мощности по всему транзиту 220 кВ от точек раздела имеет обратное направление – в узел ПС 500 кВ Томская и в узел Нижневартовской ГРЭС, что свидетельствует о недостаточной компенсации зарядной мощности ВЛ 220 кВ транзита.

На разомкнутых линиях 220 кВ со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская напряжение в зимних режимах достигает максимального рабочего 252 кВ и 126 кВ в сети 220 кВ и 110 кВ соответственно, что объясняется близостью мощного энергоисточника – Нижневартовской ГРЭС и отсутствием управляемых СКРМ в сети. На томском участке транзита, более протяженном и удаленном от электростанций, напряжение в сети 220 кВ на 5-8 кВ ниже. В летних режимах напряжение на транзите поддерживается на уровне 243-246 кВ за счет снижения напряжения на шинах ПС 500 кВ Томская до 505/224 кВ, что стало возможным после ввода УШР-180 Мвар на ПС 500 кВ Томская.

Шунтирующие реакторы (УШР и ШР) на ПС 500 кВ Томская находились в работе во всех режимах зимнего и летнего замеров, за исключением летних контрольных суток 2013 г.

Следует отметить 100%-е использование управляемых СКРМ на подстанциях ПС 110 кВ Двуреченская, ПС 110 кВ Катильгинская и ПС 110 кВ Игольская.

Использование установленных на ПС 220 кВ транзита реакторов мощностью 100 Мвар не представляется возможным. Отсутствие управления и износ коммутационной аппаратуры в цепях реакторов и самих реакторов не позволяют выполнять их ежесуточные коммутации, а использование реакторов в регулярном режиме приводит к посадке напряжения в сети 110 кВ

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

на подстанциях нефтедобывающей отрасли ниже допустимых параметров. По этой причине ШР на ПС 220 кВ Парабель и ПС 220 кВ Чапаевка в течение всего отчетного периода 2010-2014 гг. находились в резерве. ШР на ПС 220 кВ Володино использовался в работе в течение 228 часов в летних режимах 2010 г. и 35 часов – в 2011 г. (8 коммутаций), а также находился в работе в режиме летнего контрольного замера 2014 г., остальное время практически находился в резерве.

Одноцепной транзит 110 кВ Асино – Чажемто работает в разомкнутом режиме. Деление осуществляется на ПС 110 кВ Колпашево по ВЛ 110 кВ Типсино – Колпашево (С-57К). Протяженность транзита 110 кВ Асино – Типсино составляет 294 км. Перетоки активной мощности зимой от ПС 220 кВ Асино в сторону ПС 110 кВ Типсино составляли 6-13 МВт, летом – 3-5 МВт, при этом перетоки реактивной мощности направлены в сторону ПС 220 кВ Асино и составляли 10-15 Мвар. В минимальных зимних и летних режимах уровни напряжения на конечных подстанциях транзита 110 кВ Асино – Типсино достигали наибольшего рабочего значения - 126 кВ.

В районе ПС 220 кВ Чажемто, ПС 220 кВ Володино уровни напряжения в сети 110 кВ в летних режимах 2010 г. при включенном ШР на ПС 220 кВ Володино из-за необходимости снижения напряжения по транзиту 220 кВ были на уровне 105-107 кВ.

Уровни напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Советско-Соснинская и ПС 220 кВ Чапаевка в отдельных режимах достигали значения наибольшего рабочего - 126 кВ.

Загрузка автотрансформаторов АТ-3, АТ-4 и АТ-5 ПС 220 кВ Советско-Соснинская в максимальных режимах за период 2010-2014 гг. составляла порядка 82%. При отключении одного из АТ нагрузка двух оставшихся возрастала до 123%. Оборудование подстанции морально устарело и физически изношено. Замена АТ-5 мощностью 63 МВА на АТ-125 МВА, выполненная в рамках программы техперевооружения электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», способствовала увеличению пропускной способности автотрансформаторов ПС 220 кВ Советско-Соснинская и снижению перегрузки подстанции.

В нормальных режимах перетоки мощности по ВЛ 220-110 кВ Томской энергосистемы не превышали длительно допустимые значения (по данным контрольных замеров). В таблицах 6.9 и 6.10 приведены список наиболее загруженных ВЛ 110-220-500 кВ в дни контрольных замеров за период 2010-2014 гг.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Таблица 6.9 – Загрузка ВЛ 110-220-500 кВ Томской ЭС по данным контрольных зимних замеров за период 2010-2014 гг.

Наименование ВЛ	Марка и сечение провода	Доп. ВЛ*, А	Ином. оборуд., А	Режимная нагрузка ВЛ, МВт / А				
				Максимальная нагрузка ЭС				
				2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.
500 кВ								
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	3хАС-300/39	2748	2000	275,1/ 340	265,2/ 343	376,6/ 442	367,2/ 426	230,9/ 277
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская	3хАС-330/43	2748	2000	15/ 43	6,4/ 38	1,4/ 59	57,8/ 67	27,2/ 35
220 кВ								
ВЛ 220 кВ Томская – Восточная II цепь (Т-203)	АСО-500	1219	630	37/ 117	37,6/ 121	58,2/ 162	48/ 147	откл.
ВЛ 220 кВ Томская – Восточная I цепь (Т-204)	АСО-500	1219	1000	36,9/ 117	37,6/ 121	56,6/ 158	46,8/ 144	откл.
ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка II цепь (ТВ-221)	АС-240 АСО-300 АСУС-500	780	600	92/ 269	96,6/ 273	108,5/ 309	102,5/ 285	90,9/ 266
ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I цепь (ТВ-231)	АС-240 АСО-300 АСУС-500	780	600	92,4/ 270	95,3/ 270	111,1/ 314	102,2/ 285	91/ 265
ВЛ 220 кВ Зональная – Восточная (Т-208)	АСО-500	1200	1000	78,3/ 200	83,6/ 214	95,7/ 246	89,5/ 233	43,5/ 114
ВЛ 220 кВ Восточная – ТЭЦ СХК (Т-201)	АСО-500	1219	1000	76,9/ 204	95,7/ 258	58,5/ 169	61,2/ 169	40,1/ 119
ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202)	АСО-500	1219	1000	66,5/ 169	64,3/ 164	75,2/ 194	75,5/ 194	85,5/ 227
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	АС-240	780	630	117,2/ 285	104,4/ 255	104,7/ 255	102,4/ 253	106,8/ 267
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	АС-240	780	630	117,3/ 285	104,4/ 255	105,3/ 258	102,9/ 254	106,3/ 265
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская II цепь (ЧС-226)	АСО-240	780	400	47,4/ 162	39/ 149	37/ 138	34,2/ 107	37,6/ 114
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I цепь (ЧС-236)	АСО-240	780	500	47,4/ 162	39/ 149	37,1/ 138	34,3/ 107	37,5/ 114
110 кВ								
ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская II цепь (С-103)	АС-240	780	600	46/ 224	49,2/ 238	52,8/ 257	47,7/ 232	40,5/ 194
ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I цепь (С-104)	АС-240	780	600	45,9/ 224	49,1/ 238	52,7/ 257	47,6/ 232	40,4/ 194
ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками II цепь (С-82)	АС-185 Б-150	555	600	48,5/ 240	48,6/ 243	53,9/ 270	42,9/ 214	43,2/ 217
ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I цепь (С-83)	АС-185 Б-150	555	600	47,1/ 233	45,5/ 227	50,9/ 254	40,1/ 201	41,8/ 209
* - для ВЛ допустимая нагрузка приведена для T _{нв} = -5								

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Таблица 6.10 – Загрузка ВЛ 110-220-500 кВ Томской ЭС по данным контрольных летних замеров за период 2010-2014 гг.

Наименование ВЛ	Марка и сечение провода	Идоп. ВЛ*, А	Ином. оборуд., А	Режимная нагрузка ВЛ, МВт / А				
				Максимальная нагрузка ЭС				
				2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.
500 кВ								
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	3хАС-300/39	2130	2000	434/503	271,9/338	243,7/364	откл.	135,3/216
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская	3хАС-330/43	2130	2000	47,7/95	14,4/36	откл.	239,8/270	122/145
220 кВ								
ВЛ 220 кВ Томская – Восточная II цепь (Т-203)	АСО-500	945	630	78,2/207	50,3/153	27/73	18,3/105	75,7/199
ВЛ 220 кВ Томская – Восточная I цепь (Т-204)	АСО-500	945	1000	78,2/207	50,4/153	27/73	15,6/104	откл.
ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка II цепь (ТВ-221)	АС-240 АСО-300 АСУС-500	605	600	108,6/297	78,8/248	откл.	71,4/219	93,7/295
ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I цепь (ТВ-231)	АС-240 АСО-300 АСУС-500	605	600	108,1/296	77,4/245	124,6/393	70,1/216	откл.
ВЛ 220 кВ Зональная – Восточная (Т-208)	АСО-500	930	1000	72,6/187	39,7/105	95,6/249	30,1/81	31,3/90
ВЛ 220 кВ Восточная – ТЭЦ СХК (Т-201)	АСО-500	945	1000	37,3/103	25,8/86	79,2/210	33,6/103	22/72
ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202)	АСО-500	945	1000	откл.	откл.	44,6/128	22/77	2,1/95
ВЛ 220 кВ Нижневартговская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	АС-240	605	630	62,4/159	89,6/220	89,1/217	90,1/220	87,1/218
ВЛ 220 кВ Нижневартговская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	АС-240	605	630	62,4/159	89,6/220	89,1/217	90,6/221	87,1/218
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская II цепь (ЧС-226)	АСО-240	605	400	откл.	31,7/118	30,7/113	29,2/118	30,6/100
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I цепь (ЧС-236)	АСО-240	605	500	откл.	31,7/118	30,7/113	29,3/118	30,6/100
110 кВ								
ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская II цепь (С-103)	АС-240	605	600	н/д	45/214	44,2/210	39,5/195	30,5/145
ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I цепь (С-104)	АС-240	605	600	н/д	44,9/214	44,1/210	39,4/195	30,4/144
ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками II цепь (С-82)	АС-185 Б-150	430	600	н/д	21,7/111	37,2/195	32,5/163	35,6/177
ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I цепь (С-83)	АС-185 Б-150	430	600	н/д	20,9/108	35,2/187	30,8/155	34,2/170

* - для ВЛ допустимая нагрузка приведена для $T_{нв} = +25^{\circ}\text{C}$

Следует отметить, что большинство трансформаторов на подстанциях 110 кВ недогружены, нагрузка составляет 30-40%. Однако, в энергосистеме имеются подстанции 110 и 220 кВ, на которых нагрузка (авто)трансформаторов в послеаварийном режиме отключения

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

одного (авто)трансформатора превышает длительно допустимую (105% номинальной мощности трансформаторов), а в ряде случаев – 30%-ную перегрузку.

В таблице 6.11 на основании анализа максимальной загрузки трансформаторов по результатам зимних контрольных замеров за период 2010-2014 гг. приведены перечень подстанций, на которых загрузка (авто)трансформаторов в послеаварийном режиме отключения одного (авто)трансформатора превышает 105% от номинальной мощности, а также максимумы по зимним контрольным замерам 19.12.2012 г., 18.12.2013 г. и 17.12.2014 г.

Настоящей работой будут предусмотрены мероприятия по разгрузке указанных центров питания (замена силовых (авто)трансформаторов на (авто)трансформаторы большей мощности, перевод части нагрузки на другие подстанции, строительство новых центров питания).

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Таблица 6.11 – Данные по фактической нагрузке (авто)трансформаторов подстанций 110-220 кВ Томской ЭС по данным контрольных замеров за период 2010-2014 гг.

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения	Количество и мощность существующих (авто)тр-ров, МВА	Номинальная мощность (авто)тр-ра для расчета предельно-допустимой нагрузки, МВА	Максимум по зимнему контрольному замеру за 2010-2014 гг., МВА	Максимум по контрольному замеру, %	Контрольный замер 19.12.2012 г., МВА	Контрольный замер 18.12.2013г., МВА	Контрольный замер 17.12.2014г., МВА
220 кВ									
1	ПС 220 кВ Советско-Соснинская*	220/110/10	3x63	126	160	127,0%	151,56	152,68	146,2
		110/35/6	2x63	63	68,46	108,7%	65,5	68,46	63,7
110 кВ									
1	ПС 110 кВ Западная	110/35/10	1x40; 1x40,5	40	47,69	119,2%	47,45	39,23	42,16
2	ПС 110 кВ Коммунальная	110/35/10	2x40	40	46,79	117,0%	46,79	35,62	30,58
3	ПС 110 кВ Крапивинская	110/35/6	2x25	25	34,38	137,5%	31,44	34,38	33,42
4	ПС 110 кВ Левобережная	110/35/10	2x25	25	29,36	117,4%	29,36	20,39	22,36
5	ПС 110 кВ Октябрьская**	110/35/10	1x40; 1x40,5	40	55,25	138,1%	49,69	40,38	36,6
6	ПС 110 кВ Стрежевская	110/35/10	2x25	25	28,32	113,3%	25,57	23,18	22,06
* - в 2014 г. на ПС 220 кВ Советско-Соснинская выполнена замена существующего автотрансформатора АТ-5 мощностью 63 МВА на новый автотрансформатор мощностью 125 МВА;									
**-в 2013 г. перевод нагрузки в объеме 12,98 МВт на ПС 110 кВ Научная.									

6.5 Основные внешние электрические связи энергосистемы Томской области

Энергосистема Томской области имеет внешние межсистемные электрические связи с ОЭС Сибири и ОЭС Урала (Тюменская энергосистема).

Параллельная работа Томской ЭС с ОЭС Сибири осуществляется по межсистемным связям: Томск – Красноярск, Томск – Кузбасс, Томск – Новосибирск. Томская ЭС с ОЭС Урала (Тюменская энергосистема) связана межсистемной электропередачей Томск – Тюмень.

Структурная схема внешних электрических связей Томской ЭС, приведена на рисунке 6.6.

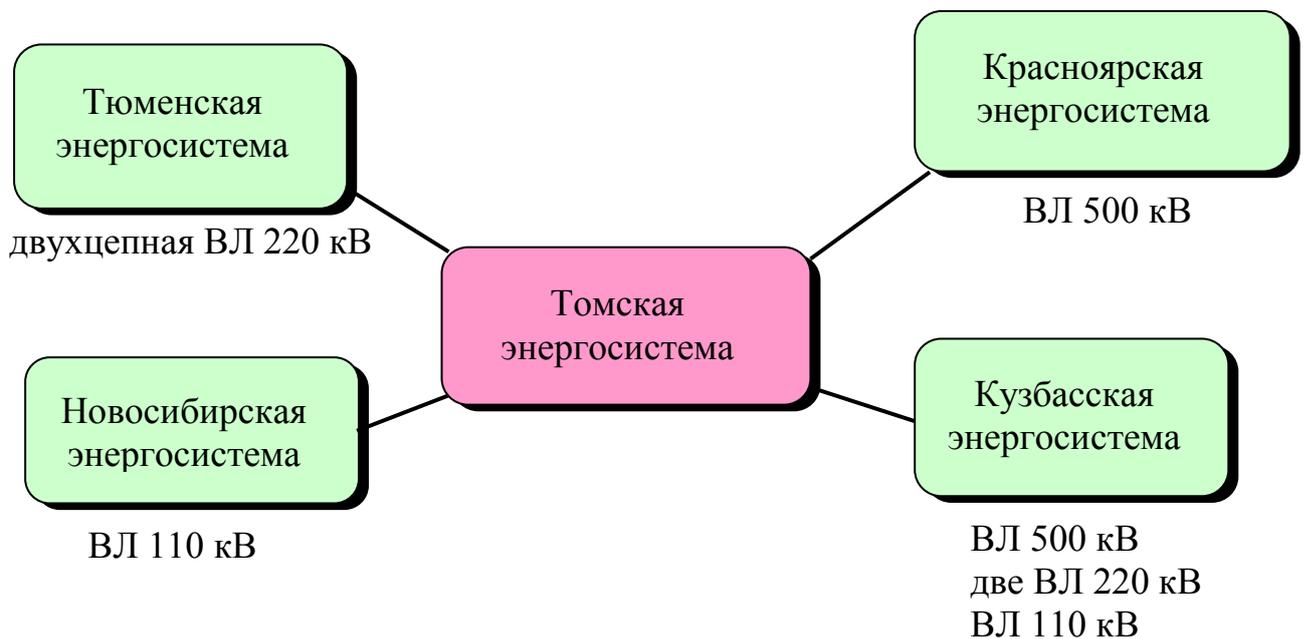


Рисунок 6.6 – Структурная схема внешних электрических связей Томской ЭС

Ряд межсистемных связей входят в состав контролируемых сечений ОЭС Сибири - «Красноярск, Хакасия – Запад». Переток между ОЭС Сибири и Томской ЭС контролирует сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск», между ОЭС Урала и Томской ЭС – сечение «ОЭС Урала – Томская энергосистема».

В состав контролируемого сечения «Красноярск, Хакасия – Запад» входит межсистемная связь 500 кВ - ВЛ 500 кВ Итатская – Томская.

В состав контролируемого сечения «Красноярск, Кузбасс – Томск» входят следующие элементы:

- АТ-1 ПС 500 кВ Томская;
- АТ-2 ПС 500 кВ Томская;
- ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216);
- ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215);

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

- Транзит 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская (контроль перетока осуществляется по ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27) у шин ПС 110 кВ Яшкинская).

В состав контролируемого сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема» входят следующие элементы:

- ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1);
- ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2).

Состав межсистемных связей Томской энергосистемы и основные характеристики линий электропередач по состоянию на 01.01.2015 г. приведены в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Состав внешних связей Томской ЭС и основные характеристики входящих в них ВЛ на существующем уровне (01.01.2015 г.)

Состав контролируемых сечений	Длина, км S, МВА	Марка провода, тип АТ	Год ввода	Срок службы, лет на 01.01.15 г.
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»				
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	3х167+рф	АОДЦТН	1981	34
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	3х167	АОДЦТН	1984	31
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	47,7	АСО-500	1962	53
	44,1*		1961	54
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	47,7	АСО-500	1962	53
	33,15*		1961	54
	4,95*		1990	25
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	38,9*	АС-150	1970	45
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»				
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	11,6	АС - 240	1971	44
	21,6*			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	11,6	АС-240	1971	44
	21,6*			
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»				
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	19,7	3хАС-400	1982	33
	11,8	3хАСО-500		
	79,1	3хАСО-400	1962	53
	133,46	3хАСО-330	1988	27
	26,9	3хАСО-500	1969	46
	45,64*	3хАСО-300	1986	29
Связь «Томск – Кузбасс»				
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	1,06	3хАС-330	2008	7
	36,27		1980	35
	45,54*			
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	47,7	АСО - 500	1962	53
	44,1*		1961	54
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	47,7	АСО-500	1962	53
	33,15*		1961	54
	4,95*		1990	25
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	38,9*	АС-150	1970	45

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.12

Состав контролируемых сечений	Длина, км S, МВА	Марка провода, тип АТ	Год ввода	Срок службы, лет на 01.01.15 г.
Связь «Томск – Новосибирск»				
ВЛ 110 кВ Боярская – Чилино с отпайкой на ПС 110 кВ Кандауровская (С-21)	30	АС-70	1972	43
	33*			
	21,6*			
* - указаны участки ВЛ в зоне эксплуатационной ответственности субъектов Томской энергосистемы; электропередача 110 кВ ПС Мельниково – ПС Колывань (Новосибирская энергосистема) разомкнута на ПС 110 кВ Чилино.				

Анализ возрастных характеристик показал, что средний срок службы межсистемных связей превышает 30 лет. Длительный срок эксплуатации электрооборудования практически всех межсистемных объектов требует особого контроля со стороны эксплуатирующей организации.

Максимально допустимый переток (МДП) в полной схеме, обеспечивающий нормативный запас по статической апериодической устойчивости, динамическую устойчивость при нормативных возмущениях, нормативный запас по напряжению в узлах нагрузки и отсутствие токовой перегрузки ВЛ, а так же аварийно допустимый переток (АДП) составляют:

- в сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» – МДП - 3300 МВт (с учетом действия противоаварийной автоматики), АДП - 3800 МВт;
- в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» – МДП - 916 МВт, АДП - 1103 МВт;
- в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» – МДП - 265/230 МВт (-5°C/+25°C), АДП - 430/430 МВт (-5°C/+25°C).

Минимально допустимые, аварийно допустимые и наибольшие рабочие уровни напряжения в контрольных пунктах представлены в таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Минимально допустимые, аварийно допустимые и наибольшие рабочие уровни напряжения в контрольных пунктах

Наименование энергообъекта	Контрольный пункт (класс напряжения СШ), кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
ПС 220 кВ Восточная	110	126	93	88
ПС 220 кВ Вертикос	220	252	181	171
ПС 220 кВ Советско - Соснинская	220	252	208	197
ПС 220 кВ Володино	110	126	93	88
ПС 220 кВ Парабель	110	126	91	86
ТЭЦ СХК	110	126	104	99
ПС 220 кВ Чапаевка*	220	252	202	191

Примечание: * – при питании ПС 220 кВ Чапаевка со стороны ПС 220 кВ Парабель.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Требуемый уровень напряжения в сети Томской энергосистемы обеспечивается средствами компенсации реактивной мощности (СКРМ), установленными на ПС 500 кВ Томская, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Володино, ПС 220 кВ Парабель, ПС 220 кВ Чапаевка, ПС 110 кВ Колпашево, ПС 110 кВ Двуреченская, ПС 110 кВ Игольская, ПС 110 кВ Катыльгинская, а также регулированием реактивной мощности Томских электростанций. Перечень СКРМ (на 01.01.2015 г.) представлен в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Перечень СКРМ по состоянию на 01.01.2015 г.

Наименование энергообъекта	Диспетчерское наименование	Тип	Место установки	Год ввода	Срок службы, лет на 01.01.15 г.
ПС 500 кВ Томская	ШР-500	фаза А - РОДЦ-60000/500У1	Шины 500 кВ	1988	27
	ШР-500	фаза В - РОДЦ-60000/500У1		1988	27
	ШР-500	фаза С - РОДЦ-60000/500У1		1988	27
	ШР-500	резерв - РОДЦ-60000/500У1		1990	25
	УШР-500 ф.А	фаза А - РОДУ-60000/500У1	Шины 500 кВ	2009	6
	УШР-500 ф.В	фаза В - РОДУ-60000/500У1		2009	6
	УШР-500 ф.С	фаза С - РОДУ-60000/500У1		2009	6
	УШР-500 резерв	резерв - РОДУ-60000/500У1		2009	6
ПС 220 кВ Восточная	БСК-1	БКЭ1.05-252 У1	Шины 110 кВ	1988	27
	БСК-2	БКЭ1.05-252 У1	Шины 110 кВ	1988	27
ПС 220 кВ Володино	ШР-110	фаза А - РОДГ-33333/110	Шины 110 кВ	1988	27
	ШР-110	фаза В - РОДГ-33333/110		1988	27
	ШР-110	фаза С - РОДГ-33333/110		1988	27
	ШР-110	резерв - РОДГ-33333/110		1988	27
ПС 220 кВ Парабель	ШР-110	фаза А - РОДГ-33333/110	Шины 110 кВ	1983	32
	ШР-110	фаза В - РОДГ-33333/110		1983	32
	ШР-110	фаза С - РОДГ-33333/110		1983	32
	ШР-110	резерв - РОДГ-33333/110		1983	32

Окончание таблицы 6.14

Наименование энергообъекта	Диспетчерское наименование	Тип	Место установки	Год ввода	Срок службы, лет на 01.01.15 г.
ПС 220 кВ Чапаевка	ШР-110	фаза А - РОДГ-33333/110	Шины 110 кВ	1978	37
	ШР-110	фаза В - РОДГ-33333/110		1978	37
	ШР-110	фаза С - РОДГ-33333/110		1978	37
	ШР-110	резерв- РОДГ-33333/110		1978	37
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	БСК-1	БСК-35-17,3	Шины 35 кВ	2013	2
	БСК-1	БСК-35-17,3	Шины 35 кВ	2013	2
ПС 110 кВ Колпашево	БСК-110	БК-1,05-500	Шины 110 кВ	1988	27
ПС 110 кВ Двуреченская	БСК-110	КЭС1-1,05-63-1У1	Шины 110 кВ	2004	11
	Р-110	РТДУ-25000/110 ХЛ1	Шины 110 кВ	2004	11
ПС 110 кВ Игольская	БСК-110	КЭС1-1,05-63-1У	Шины 110 кВ	2004	11
	Р-110	РТДУ-25000/110 ХЛ1	Шины 110 кВ	2004	11
ПС 110 кВ Катыльгинская	БСК-110	КЭС1-1,05-63-1У	Шины 110 кВ	2004	11
	Р-110	РТДУ-25000/110 ХЛ1	Шины 110 кВ	2004	11

Анализ возрастной структуры показал, что ШР на ПС 500 кВ Томская, ПС 220 кВ Володино, ПС 220 кВ Парабель, ПС 220 кВ Чапаевка, а также БСК на ПС 220 кВ Восточная отработали более 25 лет, что приводит к необходимости усиленного контроля со стороны эксплуатирующей организации.

Анализ отчётных режимов работы внешних электрических связей Томской энергосистемы проведён по данным контрольных замеров на час максимума и минимума для летних и зимних нагрузок 2010 - 2014 гг.

2010 г.

Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в часы максимальной и минимальной нагрузки в дни летних и зимних контрольных замеров 2010 г. приведена в таблицах 6.15 и 6.16 и на рисунках 6.7 и 6.8. В таблицах представлены перетоки мощности по внешним связям Томской энергосистемы входящим в состав контролируемых сечений «Красноярск, Хакасия – Запад», «Красноярск, Кузбасс – Томск» и «ОЭС Урала – Томская энергосистема». Кроме того рассматривалась загрузка межсистемных связей «Томск – Кузбасс». Загрузка межсистемной связи «Томск – Новосибирск» не рассматривалась ввиду наличия разрыва на ПС 110 кВ Чилино. За положительное направление перетока активной мощности в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» принято направление в Томскую энергосистему. Замер активной мощности

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

осуществляется на ПС 500 кВ Томская, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Зональная, ПС 110 кВ Яшкинская (по ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27)). За положительное направление перетока активной мощности в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» принято направление к шинам ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Замер активной мощности осуществляется на ПС 220 кВ Советско-Соснинская. В сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» контроль перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Итатская – Томская осуществлялся со стороны ПС 500 кВ Томская, в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему. При анализе загрузки внешних связей Томской энергосистемы с Кузбасской энергосистемой в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему.

Таблица 6.15 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день летнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (16.06.2010 г.)

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (10:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	193-j8,8	164,4-j31,7	501
	193,2	167,4	
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	193-j8,8	164,4-j31,7	501
	193,2	167,4	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	11,2+j34,7	-6+j14,1	945**
	94,0	39,6	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	-2,2+j32,1	-16,6+j11,8	945**
	82,7	52,5	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	-2+j7,9	-17,2+j8,5	200*
	40,8	97,3	
Суммарный переток активной мощности	395,0	306,2	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	62,4+j17,7	57,9+j12,2	605**
	159,4	145,2	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	62,4+j17,7	57,9+j12,2	605**
	159,4	145,2	
Суммарный переток активной мощности	124,8	115,8	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	434+j107,4	434+j94,1	2000*
	503,2	505,7	
Суммарный переток активной мощности	434,0	434,0	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	-47,7+j69,6	-	2000*
	95,0	104,9+j35,9	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	11,2+j34,7	-6+j14,1	945**
	94,0	39,6	

Окончание таблицы 6.15

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (10:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	-2,2+j32,1 82,7	-16,6+j11,8 52,5	945**
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	-2+j7,9 40,8	-17,2+j8,5 97,3	200*
Суммарный переток активной мощности	-40,7	-144,7	

* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.

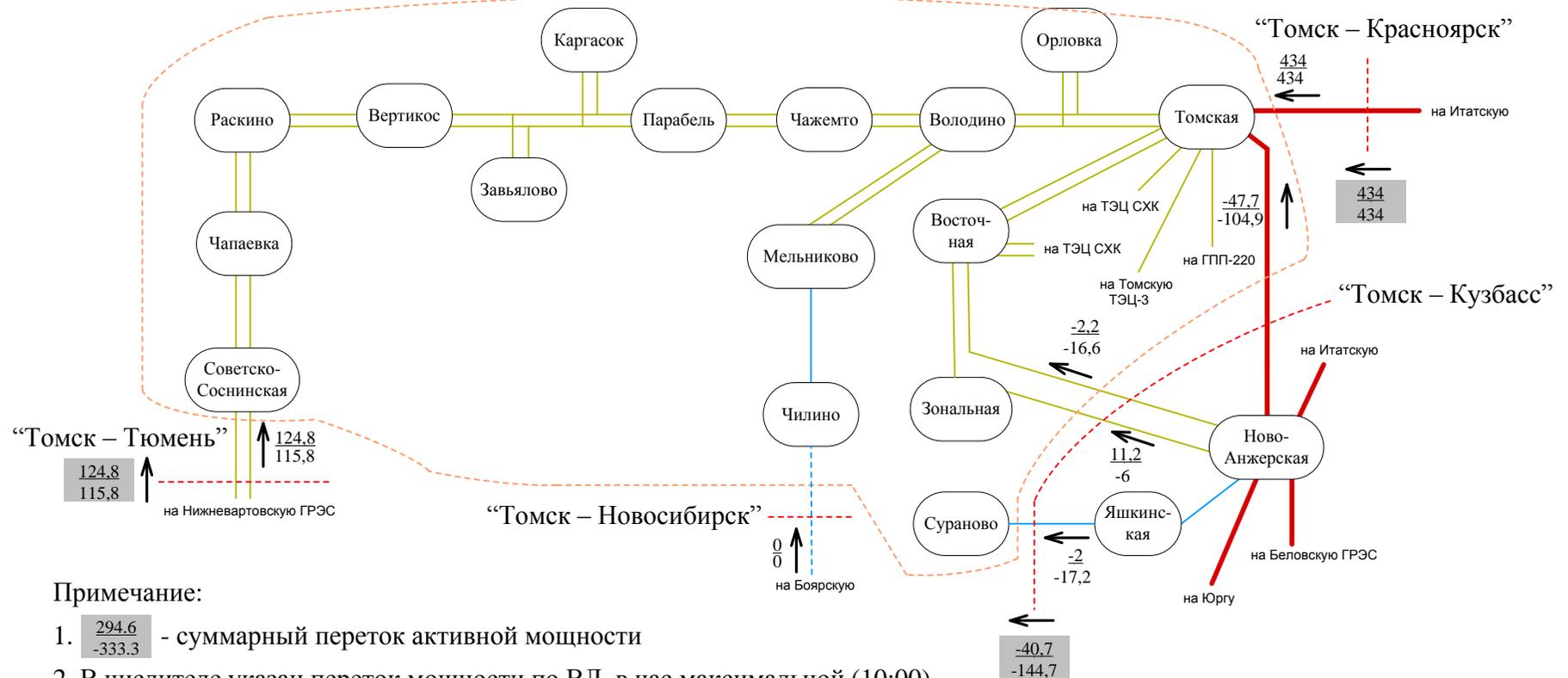
Таблица 6.16 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день зимнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (15.12.2010 г.)

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (15:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	129,7-j10,8 130,1	59,1-j25,5 64,4	501
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	129,7-j10,8 130,1	59,1-j25,5 64,4	501
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	27,3+j43,4 130,9	-1,7+j38,7 97,2	1000*
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	11,6+j40,9 108,3	-10,6+j37,9 98,8	1000*
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	0,8-j3,2 16,4	7,8+j5,8 47,9	200*
Суммарный переток активной мощности	298,3	105,9	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	117,2-j10,3 285,4	109,8-j9,3 267,2	720*
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	117,2-j10,3 285,4	109,8-j9,3 267,2	720*
Суммарный переток активной мощности	234,4	219,6	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	275,1+j130,6 340,1	204,5+j124,2 265,1	2000*
Суммарный переток активной мощности	275,1	204,5	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	-15+j35,4 42,9	-85,8+j34,7 102,6	2000*
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	27,3+j43,4 130,9	-1,7+j38,7 97,2	1000*

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.16

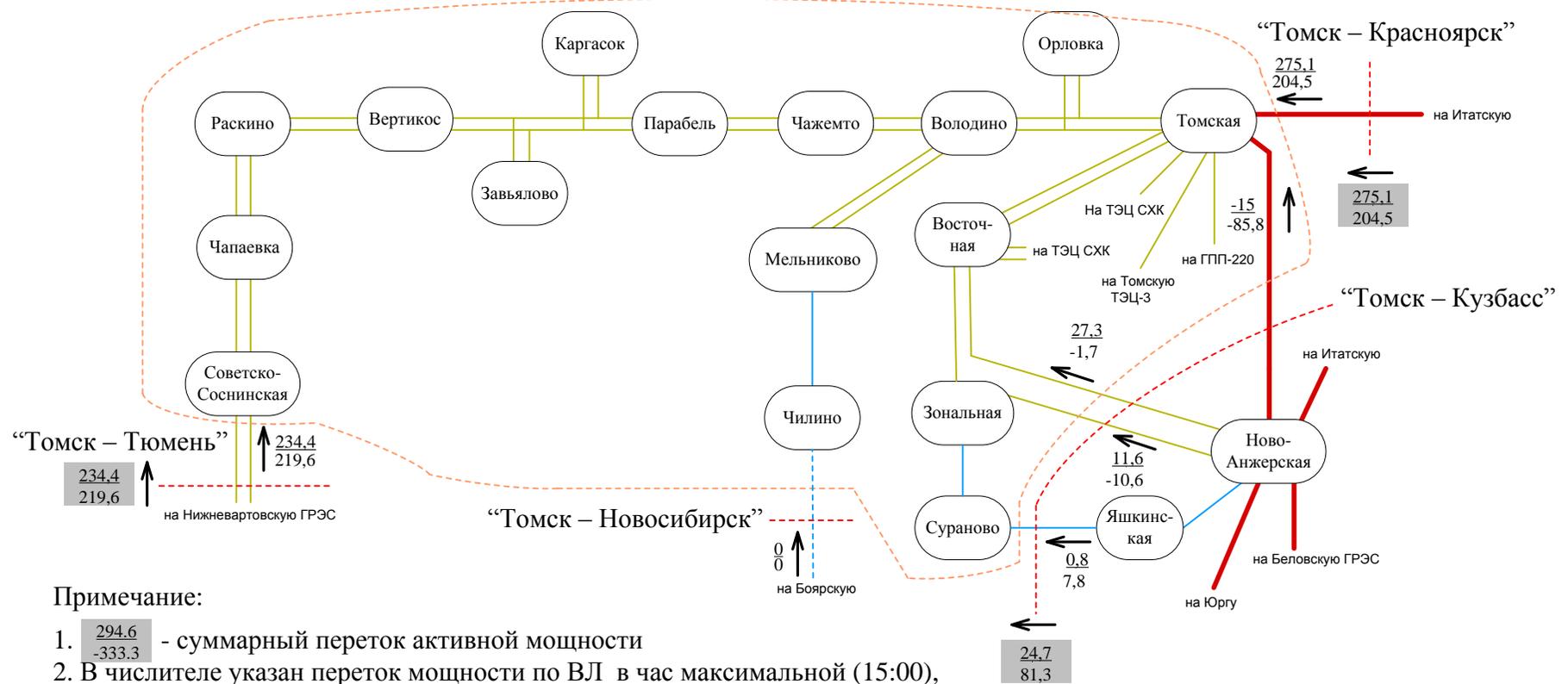
Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (15:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	11,6+j40,9	-10,6+j37,9	1000*
	108,3	98,8	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	0,8-j3,2	7,8+j5,8	200*
	16,4	47,9	
Суммарный переток активной мощности	24,7	81,3	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			



Примечание:

1. $\frac{294.6}{-333.3}$ - суммарный переток активной мощности
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (10:00), в знаменателе в час минимальной (00:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
— ВЛ 220 кВ
— ВЛ 110 кВ
4. - граница Томской ЭС

Рисунок 6.7 – Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день летнего контрольного замера в час максимальной (10:00) и минимальной (00:00) нагрузки (16.06.2010 г.)



Примечание:

1. $\frac{294,6}{-333,3}$ - суммарный переток активной мощности
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (15:00), в знаменателе в час минимальной (00:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
— ВЛ 220 кВ
— ВЛ 110 кВ
4. - граница Томской ЭС

Рисунок 6.8 – Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день зимнего контрольного замера в час максимальной (15:00) и минимальной (00:00) нагрузки (15.12.2010 г.)

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что в 2010 г.:

- Максимальные значения перетоков в сечении «Красноярск, Кузбасс - Томск» не превышали пропускную способность сечения (916 МВт) и составляли 395,0 МВт и 298,3 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС. Запаса по статической устойчивости было достаточно даже с учетом потери наиболее мощного блока на станциях Томской ЭС – при потере блока на Томской ТЭЦ-3, мощностью 140 МВт, приводящего к увеличению загрузки сечения;
- Максимальные значения перетоков в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» не превышали пропускную способность сечения (230 МВт - для летних режимов и 265 МВт - для зимних режимов) и составляли 124,8 МВт и 234,4 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС;
- Максимальной величины в 434 МВт переток по связи «Томск – Красноярск», входящей в состав сечения «Красноярск, Хакасия – Запад», достиг в день летнего контрольного замера в часы максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС и составил около 13% от МДП в контролируемом сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» (МДП – 3300 МВт);
- Загрузка всех межсистемных ВЛ не превышала длительно допустимую токовую загрузку, по условию нагрева провода и допустимого тока электрооборудования на подстанциях.

Анализ изменения напряжения в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС 2010 г. (таблица 6.17) показал, что в контрольных пунктах поддерживался оптимальный уровень напряжения, обеспечивающий нормальные условия работы потребителей.

Таблица 6.17 – Уровни напряжения в контрольных пунктах в дни контрольных замеров 2010 г.

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 16.06.2010 г.		Зимний контрольный замер 15.12.2010 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Восточная шины 110 кВ	114,7	113,8	119,1	116,6
ПС 220 кВ Вертикос шины 220 кВ	246,9	245	248,6	248,1
ПС 220 кВ Советско- Соснинская шины 220 кВ	235,3	234,9	238,1	238

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.17

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 16.06.2010 г.		Зимний контрольный замер 15.12.2010 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Володино шины 110 кВ	107,6	107,5	118,2	116,2
ПС 220 кВ Парабель шины 110 кВ	121	121	123,9	121,4
ТЭЦ СХК шины 110 кВ	116	116	116,8	115,9
ПС 220 кВ Чапаевка* шины 220 кВ	247	224,6	-	-

* – при питании ПС 220 кВ Чапаевка со стороны ПС 220 кВ Парабель.

Анализ режимов работы СКРМ в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС (таблица 6.18 и 6.19) показал, что в летних и зимних режимах ШР-500 и УШР-500 на ПС 500 кВ Томская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Двуреченская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Игольская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Катильгинская находились в работе. ШР-110 на ПС 220 кВ Володино находился в работе только в день летнего контрольного замера. В дни летних и зимних контрольных замеров ШР-110 на ПС 220 кВ Парабель, ШР-110 на ПС 220 кВ Чапаевка, БСК-110 на ПС 110 кВ Колпашево, БСК-1 и БСК-2 на ПС 220 кВ Восточная были отключены.

Таблица 6.18 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день летнего контрольного замера 2010 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 16.06.2010 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 16.06.2010 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-167,9	93,2	-171,8	95,4
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-12,3	6,8	-5,5	3
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	-76,5	76,5	-76,3	76,3
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	37,5	-	35	93,3	35	93,3

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.18

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 16.06.2010 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 16.06.2010 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-11,9	47,6	-12,1	48,4
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	24	96	24	96
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-10	40	-8,2	32,8
ПС 110 кВ Катыльгинская (БСК-110)	25	-	22	88	22	88
ПС 110 кВ Катыльгинская (Р-110)	-	25	-21	84	19,7	78,8

Таблица 6.19 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день зимнего контрольного замера 2010 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Зимний контрольный замер 15.12.2010 г. минимум нагрузки		Зимний контрольный замер 15.12.2010 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использовани я, %	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использовани я, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-178,9	99,4	-176,1	97,8
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-29,1	16,2	-3,7	2
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	37,5	-	34,2	91,2	34,4	91,7
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-14,4	57,6	-13	52
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	23,3	93,2	23,3	93,2
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-19,6	78,4	-17,5	70
ПС 110 кВ Катыльгинская (БСК-110)	25	-	22,6	90,4	22,6	90,4
ПС 110 кВ Катыльгинская (Р-110)	-	25	-18,5	74	-17,1	68,4

2011 г.

Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в часы максимальной и минимальной нагрузки в дни летних и зимних контрольных замеров 2011 г. приведена в таблицах 6.20 и 6.21 и на рисунках 6.9 и 6.10. В таблицах представлены перетоки мощности по внешним связям Томской энергосистемы входящим в состав контролируемых сечений «Красноярск, Хакасия – Запад», «Красноярск, Кузбасс – Томск» и «ОЭС Урала – Томская энергосистема». Кроме того рассматривалась загрузка межсистемных связей «Томск – Кузбасс». Загрузка межсистемной связи «Томск – Новосибирск» не рассматривалась ввиду наличия разрыва на ПС 110 кВ Чилино. За положительное направление перетока активной мощности в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» принято направление в Томскую энергосистему. Замер активной мощности осуществляется на ПС 500 кВ Томская, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Зональная, ПС 110 кВ Яшкинская (по ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27)). За положительное направление перетока активной мощности в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» принято направление к шинам ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Замер активной мощности осуществляется на ПС 220 кВ Советско-Соснинская. В сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» контроль перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Итатская – Томская осуществлялся со стороны ПС 500 кВ Томская, в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему. При анализе загрузки внешних связей Томской энергосистемы с Кузбасской энергосистемой в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему.

Таблица 6.20 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день летнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (15.06.2011 г.)

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (07:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500кВ Томская	-	-	501
АТ-2 ПС 500кВ Томская	286,2-j27,3 287,5	161,5-j50,3 169,2	501
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	67,5+j28,4 189,1	41,5+j10,1 108,4	945**
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	56,2+j25,9 159,4	34,9+j8,3 90,9	945**
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	4+j0,7 20,6	3,2-j12,3 64,4	200*
Суммарный переток активной мощности	409,9	237,9	

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.20

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (07:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	89,6-j6,1	85,6-j12,1	605**
	219,9	210,4	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	89,6-j6,1	85,6-j12,1	605**
	219,9	210,4	
Суммарный переток активной мощности	179,2	171,2	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	271,9+j121	122+j127,6	2000*
	338,0	198,3	
Суммарный переток активной мощности	271,9	122,0	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	14,4+j28	39,4+j2,2	2000*
	35,8	44,3	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	67,5+j28,4	41,5+j10,1	945**
	189,1	108,4	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	56,2+j25,9	34,9+j8,3	945**
	159,4	90,9	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	4+j0,7	3,2-j12,3	200*
	20,6	64,4	
Суммарный переток активной мощности	142,1	119,0	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			

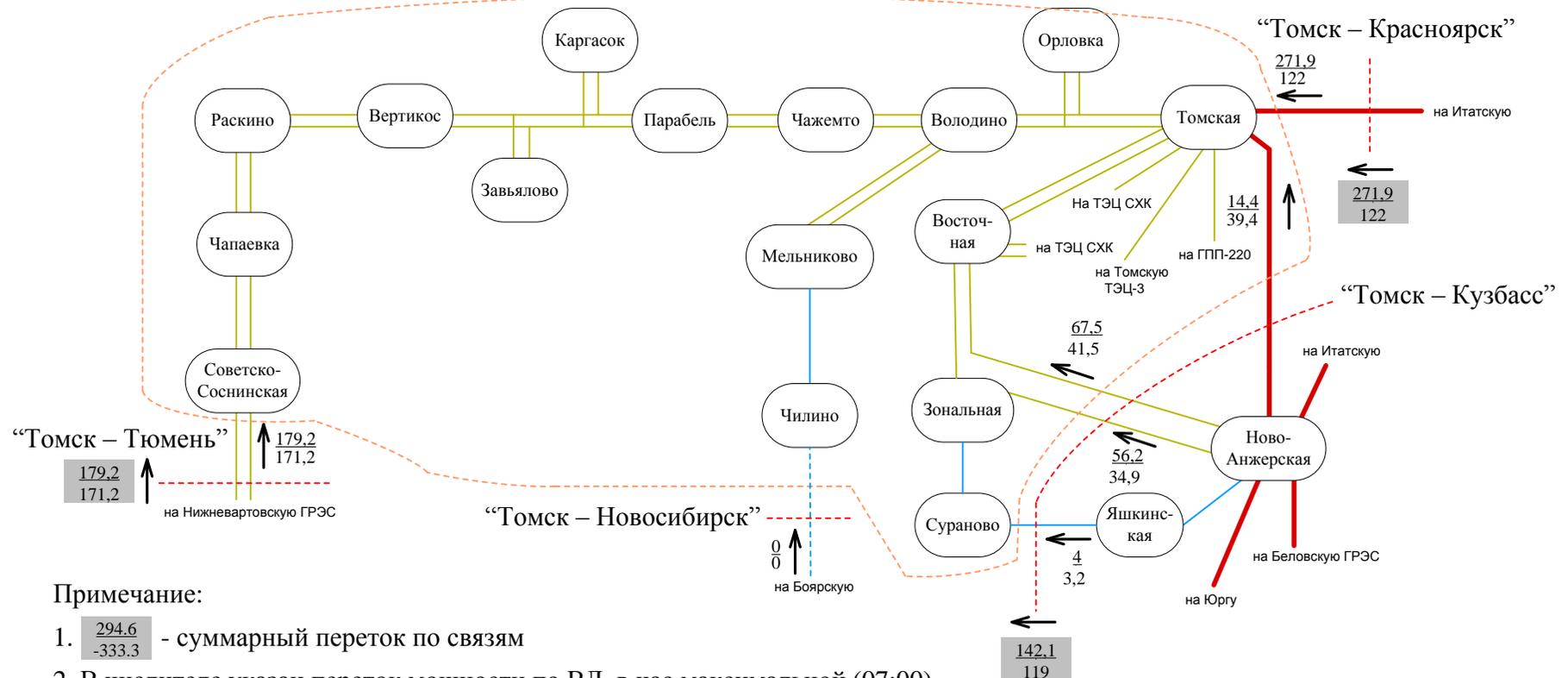
Таблица 6.21 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день зимнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (15.12.2011 г.)

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (15:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500кВ Томская	134,8+j2,4	35,4-j10,4	501
	134,8	36,9	
АТ-2 ПС 500кВ Томская	134,8+j2,4	35,4-j10,4	501
	134,8	36,9	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	29,5+j40,6	2,6+j36,8	1000*
	128,8	93,0	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	12,8+j38,5	-6,1+j35,1	1000*
	103,9	89,7	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	-1,6-j13,1	-4,8+j11,6	200*
	67,4	62,7	
Суммарный переток активной мощности	311,9	67,3	

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.21

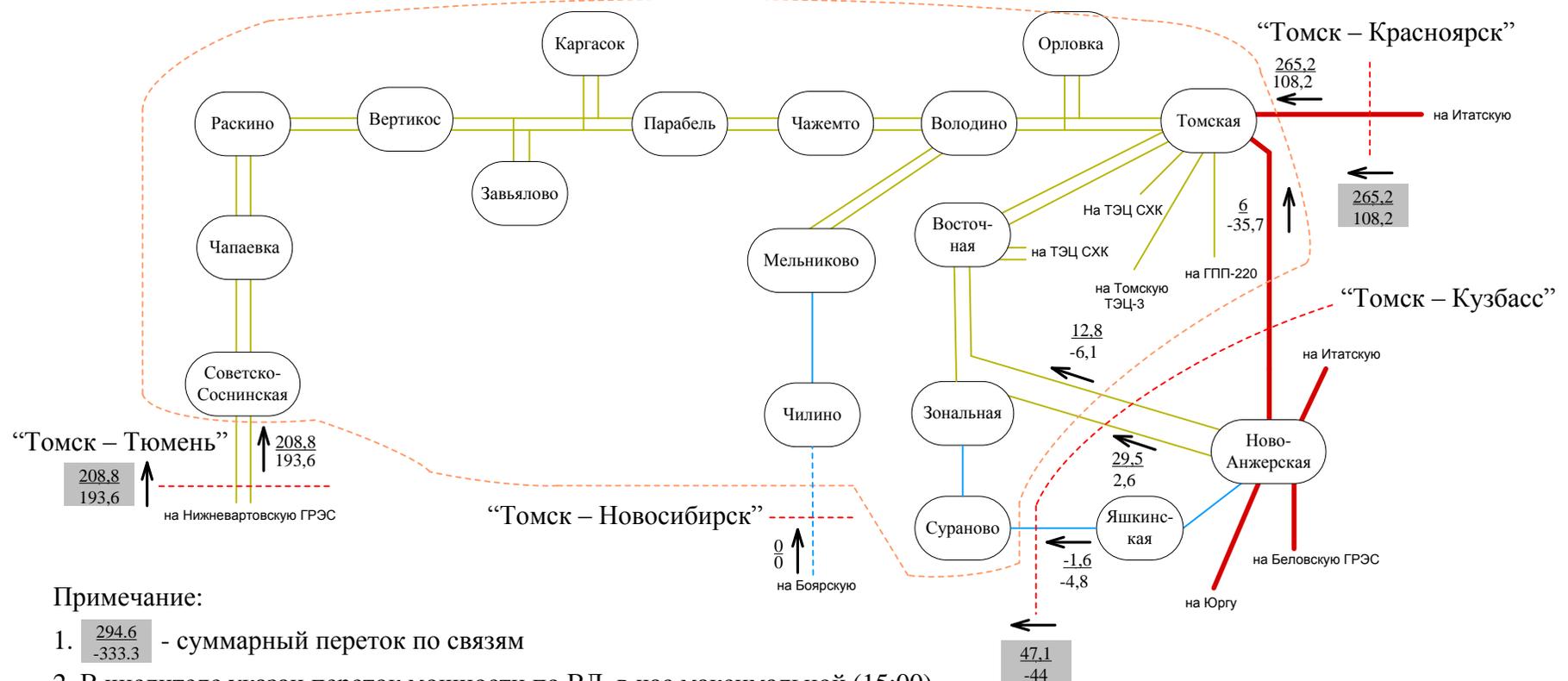
Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (15:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	104,4-j13,2	96,8-j16,5	720*
	255,3	237,9	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	104,4-j13,2	96,8-j16,5	720*
	255,3	237,9	
Суммарный переток активной мощности	208,8	193,6	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	265,2+j152,7	108,2+j146,3	2000*
	343,0	201,6	
Суммарный переток активной мощности	265,2	108,2	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	6,4+j33	-35,7+j18,3	2000*
	37,7	44,4	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	29,5+j40,6	2,6+j36,8	1000*
	128,8	93,0	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	12,8+j38,5	-6,1+j35,1	1000*
	103,9	89,7	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	-1,6-j13,1	-4,8+j11,6	200*
	67,4	62,7	
Суммарный переток активной мощности	47,1	-44,0	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			



Примечание:

1. $\frac{294,6}{-333,3}$ - суммарный переток по связям
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (07:00), в знаменателе в час минимальной (00:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
— ВЛ 220 кВ
— ВЛ 110 кВ
4. - граница Томской ЭС

Рисунок 6.9 – Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день летнего контрольного замера в час максимальной (07:00) и минимальной (00:00) нагрузки (15.06.2011 г.)



Примечание:

1. $\frac{294.6}{-333.3}$ - суммарный переток по связям
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (15:00), в знаменателе в час минимальной (00:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
 — ВЛ 220 кВ
 — ВЛ 110 кВ
4. - - - - - граница Томской ЭС

Рисунок 6.10– Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день зимнего контрольного замера в час максимальной (15:00) и минимальной (00:00) нагрузки (15.12.2011 г.)

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что в 2011 г.:

- Максимальные значения перетоков в сечении «Красноярск, Кузбасс - Томск» не превышали пропускную способность сечения (916 МВт) и составляли 409,9 МВт и 311,9 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС. Запаса по статической устойчивости было достаточно даже с учетом потери наиболее мощного блока на станциях Томской ЭС – при потере блока на Томской ТЭЦ-3, мощностью 140 МВт, приводящего к увеличению загрузки сечения;
- Максимальные значения перетоков в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» не превышали пропускную способность сечения (230 МВт - для летних режимов и 265 МВт - для зимних режимов) и составляли 179,2 МВт и 208,8 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС;
- Максимальной величины в 271,9 МВт переток по связи «Томск – Красноярск», входящей в состав сечения «Красноярск, Хакасия – Запад», достиг в день летнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС и составил около 8% от МДП в контролируемом сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» (МДП – 3300 МВт);
- Загрузка всех межсистемных ВЛ не превышала длительно допустимую токовую загрузку, по условию нагрева провода и допустимого тока электрооборудования на подстанциях.

Анализ изменения напряжения в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС 2011 г. (таблица 6.22) показал, что в контрольных пунктах поддерживался оптимальный уровень напряжения, обеспечивающий нормальные условия работы потребителей.

Анализ режимов работы СКРМ в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС (таблица 6.23 и 6.24) показал, что в летних и зимних режимах ШР-500 и УШР-500 на ПС 500 кВ Томская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Двуреченская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Игольская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Катильгинская находились в работе. В дни летних и зимних контрольных замеров ШР-110 на ПС 220 кВ Володино, ШР-110 на ПС 220 кВ Парабель, ШР-110 на ПС 220 кВ Чапаевка, БСК-110 на ПС 110 кВ Колпашево, БСК-1 и БСК-2 на ПС 220 кВ Восточная были отключены.

Таблица 6.22 – Уровни напряжения в контрольных пунктах в дни контрольных замеров 2011 г.

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 15.06.2011 г.		Зимний контрольный замер 15.12.2011 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Восточная шины 110 кВ	116	113,3	118,7	116,3
ПС 220 кВ Вертикос шины 220 кВ	243,7	242,4	249,1	248,5
ПС 220 кВ Советско- Соснинская шины 220 кВ	237,2	235,8	238,3	238
ПС 220 кВ Володино шины 110 кВ	118,4	115,7	117,6	114,7
ПС 220 кВ Парабель шины 110 кВ	125,2	123	123,3	120,3
ТЭЦ СХК шины 110 кВ	116,6	114,1	116,4	114,4
ПС 220 кВ Чапаевка* шины 220 кВ	-	-	-	-

* – при питании ПС 220 кВ Чапаевка со стороны ПС 220 кВ Парабель.

Таблица 6.23 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день летнего контрольного замера 2011 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 15.06.2011 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 15.06.2011 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-174,1	96,7	-170,3	94,6
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-6	3,3	-6	3,3
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	37,5	-	32,7	87,2	32,7	87,2
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-18,4	73,6	-18,5	74
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	22,7	90,8	22,7	90,8
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-19,5	78	-16,3	65,2
ПС 110 кВ Катильгинская (БСК-110)	25	-	21,8	87,2	21,8	87,2
ПС 110 кВ Катильгинская (Р-110)	-	25	-14	56	-12,7	50,8

Таблица 6.24 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день зимнего контрольного замера 2011 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Зимний контрольный замер 15.12.2011 г. минимум нагрузки		Зимний контрольный замер 15.12.2011 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-179	99,4	-174,8	97,8
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-6	3,3	-6	3,3
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	37,5	-	31,1	83	31,3	83,4
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-13,9	55,6	-12,3	49,2
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	21,7	86,8	21,7	86,8
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-14,4	57,6	-9,8	39,2
ПС 110 кВ Катильгинская (БСК-110)	25	-	22,6	90,4	22,8	91,2
ПС 110 кВ Катильгинская (Р-110)	-	25	-14,3	57,2	-11,3	44,8

2012 г.

Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в часы максимальной и минимальной нагрузки в дни летних и зимних контрольных замеров 2012 г. приведена в таблицах 6.25 и 6.26 и на рисунках 6.11 и 6.12. В таблицах представлены перетоки мощности по внешним связям Томской энергосистемы входящим в состав контролируемых сечений «Красноярск, Хакасия – Запад», «Красноярск, Кузбасс – Томск» и «ОЭС Урала – Томская энергосистема». Кроме того рассматривалась нагрузка межсистемных связей «Томск – Кузбасс». Загрузка межсистемной связи «Томск – Новосибирск» не рассматривалась ввиду наличия разрыва на ПС 110 кВ Чилино. За положительное направление перетока активной мощности в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» принято направление в Томскую энергосистему. Замер активной мощности осуществляется на ПС 500 кВ Томская, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Зональная, ПС 110 кВ Яшкинская (по ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27)). За положительное направление перетока активной мощности в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» принято направление к шинам ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Замер активной мощности

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

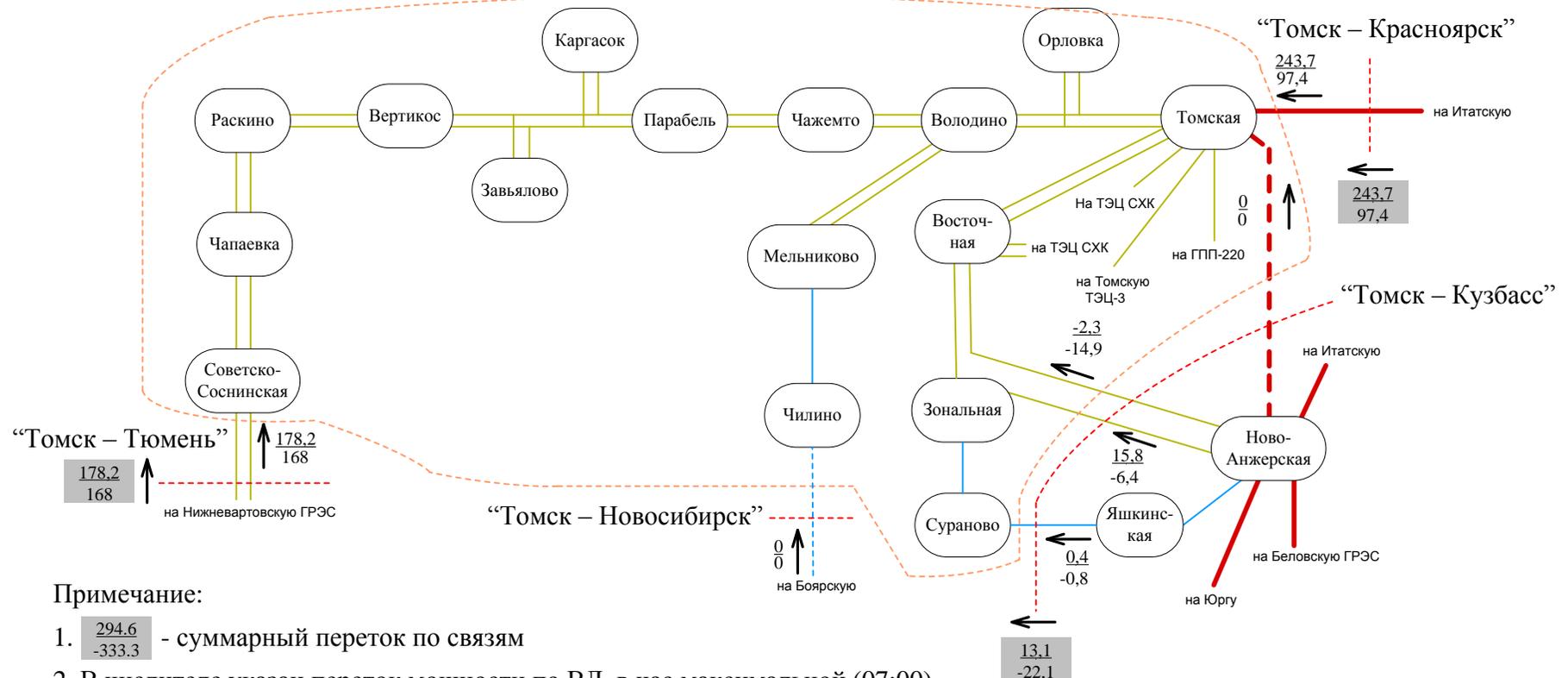
осуществляется на ПС 220 кВ Советско-Соснинская. В сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» контроль перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Итатская – Томская осуществлялся со стороны ПС 500 кВ Томская, в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему. При анализе загрузки внешних связей Томской энергосистемы с Кузбасской энергосистемой в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему.

Таблица 6.25 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день летнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (20.06.2012 г.)

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (07:00)	минимальная нагрузка ЭС (00:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	120,7-j33,3	47,5-j38,3	501
	125,2	61,0	
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	120,7-j33,3	47,5-j38,3	501
	125,2	61,0	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	15,8+j41,4	-6,4+j33,6	945**
	115,2	88,6	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	-2,3+j38,4	-14,9+j32,8	945**
	100,0	93,3	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	0,4-j2,2	-0,8-j6,3	200*
	11,6	32,2	
Суммарный переток активной мощности	254,9	73,7	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	89,1-j4,7	84-j6,6	605**
	217,4	203,5	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	89,1-j4,7	84-j6,6	605**
	217,4	203,5	
Суммарный переток активной мощности	178,2	168,0	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	243,7+j202,4	97,4+j235,4	2000*
	364,3	293,0	
Суммарный переток активной мощности	243,7	97,4	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	-	-	2000*
	-	-	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	15,8+j41,4	-6,4+j33,6	945**
	115,2	88,6	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	-2,3+j38,4	-14,9+j32,8	4945**
	100,0	93,3	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	0,4-j2,2	-0,8-j6,3	200*
	11,6	32,2	
Суммарный переток активной мощности	13,1	-22,1	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			

Таблица 6.26 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день зимнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (19.12.2012 г.)

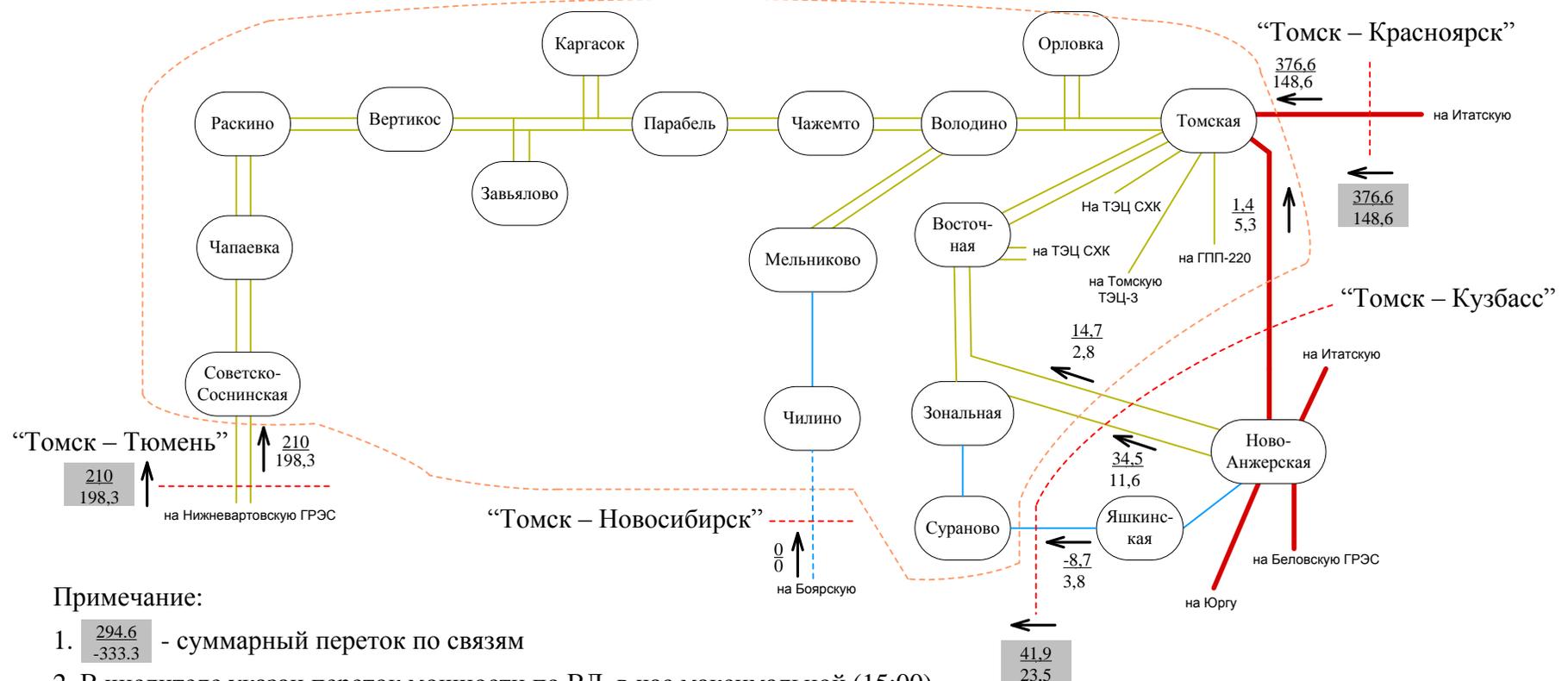
Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (15:00)	минимальная нагрузка ЭС (01:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	187,5-j16,7	75,8-j13	501
	188,2	76,9	
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	187,5-j16,7	75,8-j12,8	501
	188,2	76,9	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	34,5+j43,8	11,6+j47	1000*
	143,7	122,1	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	14,7+j41,8	2,8+j44,8	1000*
	113,7	113,2	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	-8,7+j8	3,8-j3,6	200*
	58,3	25,6	
Суммарный переток активной мощности	424,2	166,0	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	104,7-j11,2	98,9-j13	720*
	255,4	241,0	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	105,3-j11,1	99,4-j12,9	720*
	256,9	242,1	
Суммарный переток активной мощности	210,0	198,3	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	376,6+j107,4	148,6+j131,9	2000*
	441,6	220,6	
Суммарный переток активной мощности	376,6	148,6	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	1,4+j52,5	5,3+j50,7	2000*
	59,2	56,6	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	34,5+j43,8	11,6+j47	1000*
	143,7	122,1	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	14,7+j41,8	2,8+j44,8	1000*
	113,7	113,2	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	-8,7+j8	3,8-j3,6	200*
	58,3	25,6	
Суммарный переток активной мощности	41,9	23,5	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			



Примечание:

1. $\frac{294.6}{-333.3}$ - суммарный переток по связям
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (07:00), в знаменателе в час минимальной (00:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
 — ВЛ 220 кВ
 — ВЛ 110 кВ
4. - - - - - граница Томской ЭС

Рисунок 6.11 – Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день летнего контрольного замера в час максимальной (07:00) и минимальной (00:00) нагрузки (20.06.2012 г.)



Примечание:

1. $\frac{294,6}{-333,3}$ - суммарный переток по связям
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (15:00), в знаменателе в час минимальной (01:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
— ВЛ 220 кВ
— ВЛ 110 кВ
4. - - - - - граница Томской ЭС

Рисунок 6.12 – Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день зимнего контрольного замера в час максимальной (15:00) и минимальной (01:00) нагрузки (19.12.2012 г.)

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что в 2012 г.:

- Максимальные значения перетоков в сечении «Красноярск, Кузбасс - Томск» не превышали пропускную способность сечения (916 МВт) и составляли 254,9 МВт и 424,2 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС. Запаса по статической устойчивости было достаточно даже с учетом потери наиболее мощного блока на станциях Томской ЭС – при потере блока на Томской ТЭЦ-3, мощностью 140 МВт, приводящего к увеличению загрузки сечения;
- Максимальные значения перетоков в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» не превышали пропускную способность сечения (230 МВт - для летних режимов и 265 МВт - для зимних режимов) и составляли 178,2 МВт и 210,0 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС;
- Максимальной величины в 376,6 МВт переток по связи «Томск – Красноярск», входящей в состав сечения «Красноярск, Хакасия – Запад», достиг в день зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС и составил около 11% от МДП в контролируемом сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» (МДП – 3300 МВт);
- Загрузка всех межсистемных ВЛ не превышала длительно допустимую токовую загрузку, по условию нагрева провода и допустимого тока электрооборудования на подстанциях.

Анализ изменения напряжения в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС 2012 г. (таблица 6.27) показал, что в контрольных пунктах поддерживался оптимальный уровень напряжения, обеспечивающий нормальные условия работы потребителей.

Таблица 6.27 – Уровни напряжения в контрольных пунктах в дни контрольных замеров 2012 г.

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 20.06.2012 г.		Зимний контрольный замер 19.12.2012 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Восточная шины 110 кВ	114	113	118	116
ПС 220 кВ Вертикос шины 220 кВ	245	243	249	247
ПС 220 кВ С-Соснинская шины 220 кВ	239	237	239	238
ПС 220 кВ Володино шины 110 кВ	117	116	121	118

Окончание таблицы 6.27

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 20.06.2012 г.		Зимний контрольный замер 19.12.2012 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Парабель шины 110 кВ	124	122	121	119
ТЭЦ СХК шины 110 кВ	113	115	113	112
ПС 220 кВ Чапаевка* шины 220 кВ	-	-	-	-

*– при питании ПС 220 кВ Чапаевка со стороны ПС 220 кВ Парабель

Анализ режимов работы СКРМ в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС (таблица 6.28 и 6.29) показал, что в летних и зимних режимах ШР-500 и УШР-500 на ПС 500 кВ Томская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Двуреченская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Игольская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Катильгинская находились в работе. БСК-110 на ПС 110 кВ Колпашево находился в работе только в день зимнего контрольного замера. В дни летних и зимних контрольных замеров ШР-110 на ПС 220 кВ Володино, ШР-110 на ПС 220 кВ Парабель, ШР-110 на ПС 220 кВ Чапаевка, БСК-1 и БСК-2 на ПС 220 кВ Восточная были отключены.

Таблица 6.28 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день летнего контрольного замера 2012 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 20.06.2012 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 20.06.2012 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-166,1	92,2	-166,1	92,3
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-144,3	80	-96,4	53,5
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	37,5	-	30,9	82,4	31	84,5
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-17,6	70,4	-17,6	70,4
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	21,8	87,2	21,8	87,2

Окончание таблицы 6.28

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 20.06.2012 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 20.06.2012 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-18	72	-15,7	62,8
ПС 110 кВ Катильгинская (БСК-110)	25	-	21,9	87,6	21,8	87,2
ПС 110 кВ Катильгинская (Р-110)	-	25	-19,5	78	-17	68

Таблица 6.29 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день зимнего контрольного замера 2012 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Зимний контрольный замер 19.12.2012 г. минимум нагрузки		Зимний контрольный замер 19.12.2012 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-178,1	98,9	-172,8	96
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-27,8	15,4	-6	3,3
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	22,2	85,3	20,4	78,8
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	37,5	-	31	82,7	31,6	84,3
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-13,3	53,2	-13,1	52,4
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	21,6	86,4	22	88
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-7,6	30,4	-5,6	22,4
ПС 110 кВ Катильгинская (БСК-110)	25	-	21,7	86,8	21,7	86,8
ПС 110 кВ Катильгинская (Р-110)	-	25	-22,6	90,4	-20,1	80,4

2013 г.

Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в часы максимальной и минимальной нагрузки в дни летних и зимних контрольных замеров 2013 г. приведена в таблицах 6.30 и 6.31 и на рисунках 6.13 и 6.14. В таблицах представлены перетоки мощности по внешним связям Томской энергосистемы входящим в состав контролируемых сечений «Красноярск, Хакасия – Запад», «Красноярск, Кузбасс – Томск» и «ОЭС Урала – Томская энергосистема». Кроме того рассматривалась загрузка межсистемных связей «Томск – Кузбасс». Загрузка межсистемной связи «Томск – Новосибирск» не рассматривалась ввиду наличия разрыва на ПС 110 кВ Чилино. За положительное направление перетока активной мощности в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» принято направление в Томскую энергосистему. Замер активной мощности осуществляется на ПС 500 кВ Томская, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Зональная, ПС 110 кВ Яшкинская (по ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27)). За положительное направление перетока активной мощности в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» принято направление к шинам ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Замер активной мощности осуществляется на ПС 220 кВ Советско-Соснинская. В сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» контроль перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Итатская – Томская осуществлялся со стороны ПС 500 кВ Томская, в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему. При анализе загрузки внешних связей Томской энергосистемы с Кузбасской энергосистемой в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему.

Таблица 6.30 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день летнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (19.06.2013 г.)

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (07:00)	минимальная нагрузка ЭС (01:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	239-j17,9	135,6-j24,2	501
	239,7	137,7	
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	-	-	501
	-	-	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	57,1+j7,6	21,2+j5,4	945**
	148,5	55,0	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	48+j6,3	17,5+j4,1	945**
	124,2	45,1	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	3,1+j2,6	-1,3+j0,1	200*
	20,2	6,4	
Суммарный переток активной мощности	344,1	174,3	

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.30

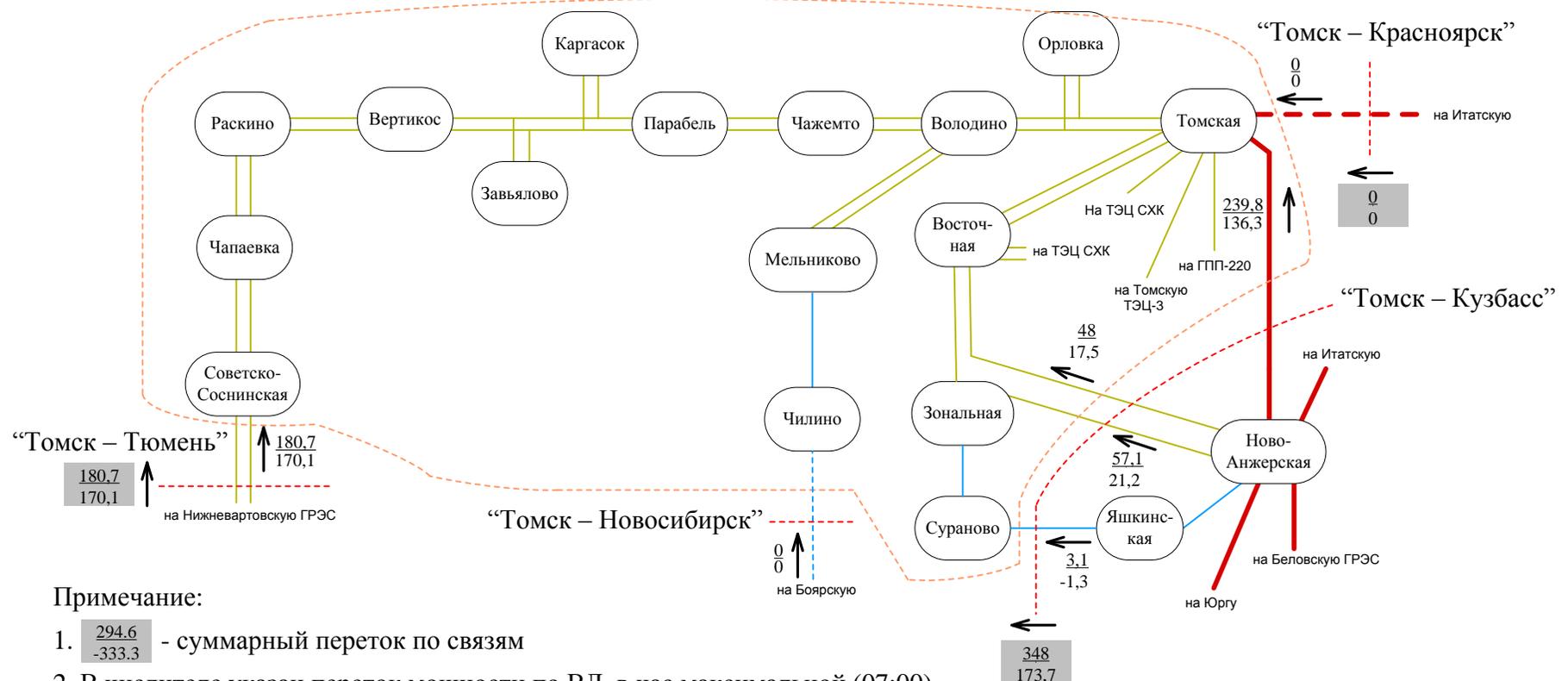
Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (07:00)	минимальная нагрузка ЭС (01:00)	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	90,1-j9,1	84,8-j11	605**
	219,7	205,7	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	90,6-j9	85,3-j10,9	605**
	220,9	206,9	
Суммарный переток активной мощности	180,7	170,1	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	-	-	2000*
	-	-	
Суммарный переток активной мощности	-	-	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	239,8-j6,4	136,3-j20,6	2000*
	269,8	152,1	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	57,1+j7,6	21,2+j5,4	945**
	148,5	55,0	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	48+j6,3	17,5+j4,1	945**
	124,2	45,1	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	3,1+j2,6	-1,3+j0,1	200*
	20,2	6,4	
Суммарный переток активной мощности	348,0	173,7	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			

Таблица 6.31 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день зимнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (18.12.2013 г.)

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (15:00)	минимальная нагрузка ЭС (01:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	153,5-j6,4	62,6-j21,6	501
	153,6	66,2	
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	153,7-j6,2	62,7-j20,3	501
	153,8	66,0	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	22,6+j26,8	-1,8+j24,5	1000*
	90,6	62,5	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	4,9+j23,9	-11,8+j22,5	1000*
	62,9	64,5	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	10,2+j6,8	-1,2-j2,7	200*
	60,0	14,5	
Суммарный переток активной мощности	334,7	111,7	

Окончание таблицы 6.31

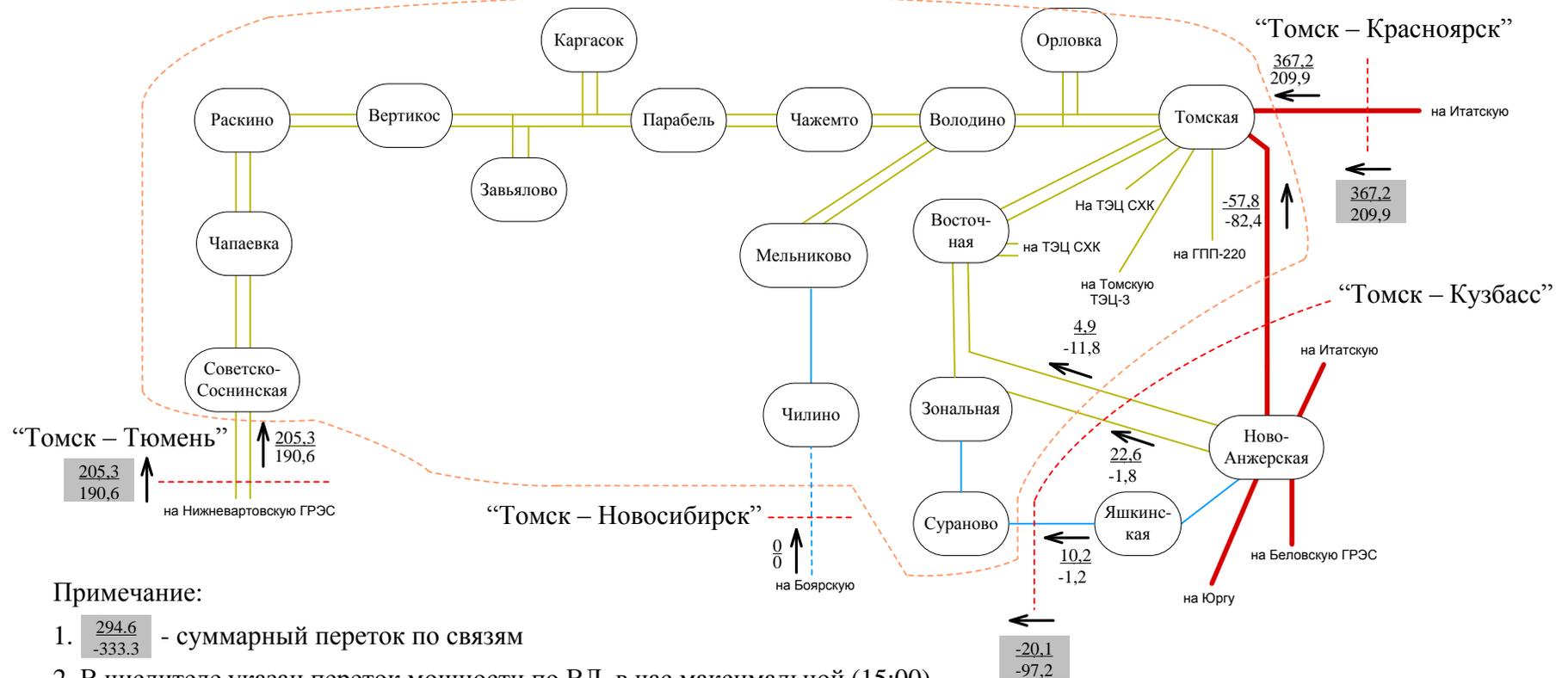
Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (15:00)	минимальная нагрузка ЭС (01:00)	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	102,4-j11,4	95-j16,9	720*
	252,1	233,9	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	102,9-j11,3	95,6-j16,8	720*
	253,2	235,3	
Суммарный переток активной мощности	205,3	190,6	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	367,2+j132,8	209,9+j162,5	2000*
	440,3	297,1	
Суммарный переток активной мощности	367,2	209,9	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	-57,8+j59,1	- 82,4+j121,1	2000*
	93,2	163,9	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	22,6+j26,8	-1,8+j24,5	1000*
	90,6	62,5	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	4,9+j23,9	-11,8+j22,5	1000*
	62,9	64,5	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	10,2+j6,8	-1,2-j2,7	200*
	60,0	14,5	
Суммарный переток активной мощности	-20,1	-97,2	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			



Примечание:

1. $\frac{294.6}{-333.3}$ - суммарный переток по связям
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (07:00), в знаменателе в час минимальной (01:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
— ВЛ 220 кВ
— ВЛ 110 кВ
4. - граница Томской ЭС

Рисунок 6.13 – Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день летнего контрольного замера в час максимальной (07:00) и минимальной (01:00) нагрузки (19.06.2013 г.)



Примечание:

1. $\frac{294.6}{-333.3}$ - суммарный переток по связям
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (15:00), в знаменателе в час минимальной (01:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
 — ВЛ 220 кВ
 — ВЛ 110 кВ
4. - граница Томской ЭС

Рисунок 6.14– Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день зимнего контрольного замера в час максимальной (15:00) и минимальной (01:00) нагрузки (18.12.2013 г.)

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что в 2013 г.:

- Максимальные значения перетоков в сечении «Красноярск, Кузбасс - Томск» не превышали пропускную способность сечения (916 МВт) и составляли 344,1 МВт и 334,7 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС. Запаса по статической устойчивости было достаточно даже с учетом потери наиболее мощного блока на станциях Томской ЭС – при потере блока на Томской ТЭЦ-3, мощностью 140 МВт, приводящего к увеличению загрузки сечения;
- Максимальные значения перетоков в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» не превышали пропускную способность сечения (230 МВт - для летних режимов и 265 МВт - для зимних режимов) и составляли 180,7 МВт и 205,3 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС;
- Максимальной величины в 367,2 МВт переток по связи «Томск – Красноярск», входящей в состав сечения «Красноярск, Хакасия – Запад», достиг в день зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС и составил около 11% от МДП в контролируемом сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» (МДП – 3300 МВт);
- Загрузка всех межсистемных ВЛ не превышала длительно допустимую токовую загрузку, по условию нагрева провода и допустимого тока электрооборудования на подстанциях.

Анализ изменения напряжения в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС 2013 г. (таблица 6.32) показал, что в контрольных пунктах поддерживался оптимальный уровень напряжения, обеспечивающий нормальные условия работы потребителей.

Таблица 6.32 – Уровни напряжения в контрольных пунктах в дни контрольных замеров 2013 г.

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 19.06.2013 г.		Зимний контрольный замер 18.12.2013 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Восточная шины 110 кВ	117,9	115	118,4	116,2
ПС 220 кВ Вертикос шины 220 кВ	249,5	247,5	249,4	246,6
ПС 220 кВ Советско- Соснинская шины 220 кВ	240	238	238,2	236,1

Окончание таблицы 6.32

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 19.06.2013 г.		Зимний контрольный замер 18.12.2013 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Володино шины 110 кВ	117,4	114,5	118,5	117
ПС 220 кВ Парабель шины 110 кВ	120,1	118	120,8	118,4
ТЭЦ СХК шины 110 кВ	115,3	113,3	115,1	112,5
ПС 220 кВ Чапаевка* шины 220 кВ	-	-	-	-
*– при питании ПС 220 кВ Чапаевка со стороны ПС 220 кВ Парабель				

Анализ режимов работы СКРМ в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС (таблица 6.33 и 6.34) показал, что в летних и зимних режимах БСК-2 на ПС 220 кВ Восточная, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Двуреченская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Игольская, Р-110 на ПС 110 кВ Катыльгинская находились в работе. ШР-500 и УШР-500 на ПС 500 кВ Томская и БСК-110 на ПС 110 кВ Катыльгинская находились в работе только в день зимнего контрольного замера. В дни летних и зимних контрольных замеров БСК-1 на ПС 220 кВ Восточная, ШР-110 на ПС 220 кВ Володино, ШР-110 на ПС 220 кВ Парабель, ШР-110 на ПС 220 кВ Чапаевка, БСК-1 и БСК-2 на ПС 220 кВ Советско-Соснинская и БСК-110 на ПС 110 кВ Колпашево были отключены.

Таблица 6.33 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день летнего контрольного замера 2013 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 19.06.2013 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 19.06.2013 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	отключен	-	отключен	-
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	42,3	81,3	40,1	77,1
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-

Окончание таблицы 6.33

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 19.06.2013 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 19.06.2013 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 220 кВ Советско-Соснинская (БСК-1)	17,3	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Советско-Соснинская (БСК-2)	17,3	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	37,5	-	30,4	81	30,3	81
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-17,6	70,4	-17,6	70,4
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	21,3	85,2	21,2	84,8
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-14,7	58,8	-9,4	37,6
ПС 110 кВ Катильгинская (БСК-110)	25	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Катильгинская (Р-110)	-	25	-9,3	37,2	-7,4	29,6

Таблица 6.34 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день зимнего контрольного замера 2013 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Зимний контрольный замер 18.12.2013 г. минимум нагрузки		Зимний контрольный замер 18.12.2013 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-175,1	97,3	-172,5	95,8
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-148,2	82,3	-22,1	12,3
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	42,6	81,9	41,1	79
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Советско-Соснинская (БСК-1)	17,3	-	отключен	-	отключен	-

Окончание таблицы 6.34

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Зимний контрольный замер 18.12.2013 г. минимум нагрузки		Зимний контрольный замер 18.12.2013 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая загрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 220 кВ Советско-Соснинская (БСК-2)	17,3	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	37,5	-	31,1	82,9	30,8	82,1
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-15	60	-15,4	61,6
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	21,6	88,8	21,4	85,6
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-13,2	52,8	-14,9	59,6
ПС 110 кВ Катыльгинская (БСК-110)	25	-	22,9	93,7	22,2	88,8
ПС 110 кВ Катыльгинская (Р-110)	-	25	-21	84	-18,1	72,4

2014 г.

Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в часы максимальной и минимальной нагрузки в дни летних и зимних контрольных замеров 2014 г. приведена в таблицах 6.35 и 6.36 и на рисунках 6.15 и 6.16. В таблицах представлены перетоки мощности по внешним связям Томской энергосистемы входящим в состав контролируемых сечений «Красноярск, Хакасия – Запад», «Красноярск, Кузбасс – Томск» и «ОЭС Урала – Томская энергосистема». Кроме того рассматривалась загрузка межсистемных связей «Томск – Кузбасс». Загрузка межсистемной связи «Томск – Новосибирск» не рассматривалась ввиду наличия разрыва на ПС 110 кВ Чилино. За положительное направление перетока активной мощности в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» принято направление в Томскую энергосистему. Замер активной мощности осуществляется на ПС 500 кВ Томская, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Зональная, ПС 110 кВ Яшкинская (по ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27)). За положительное направление перетока активной мощности в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» принято направление к шинам ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Замер активной мощности осуществляется на ПС 220 кВ Советско-Соснинская. В сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» контроль перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Итатская – Томская осуществлялся со стороны ПС 500 кВ Томская, в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему. При анализе загрузки внешних связей Томской

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

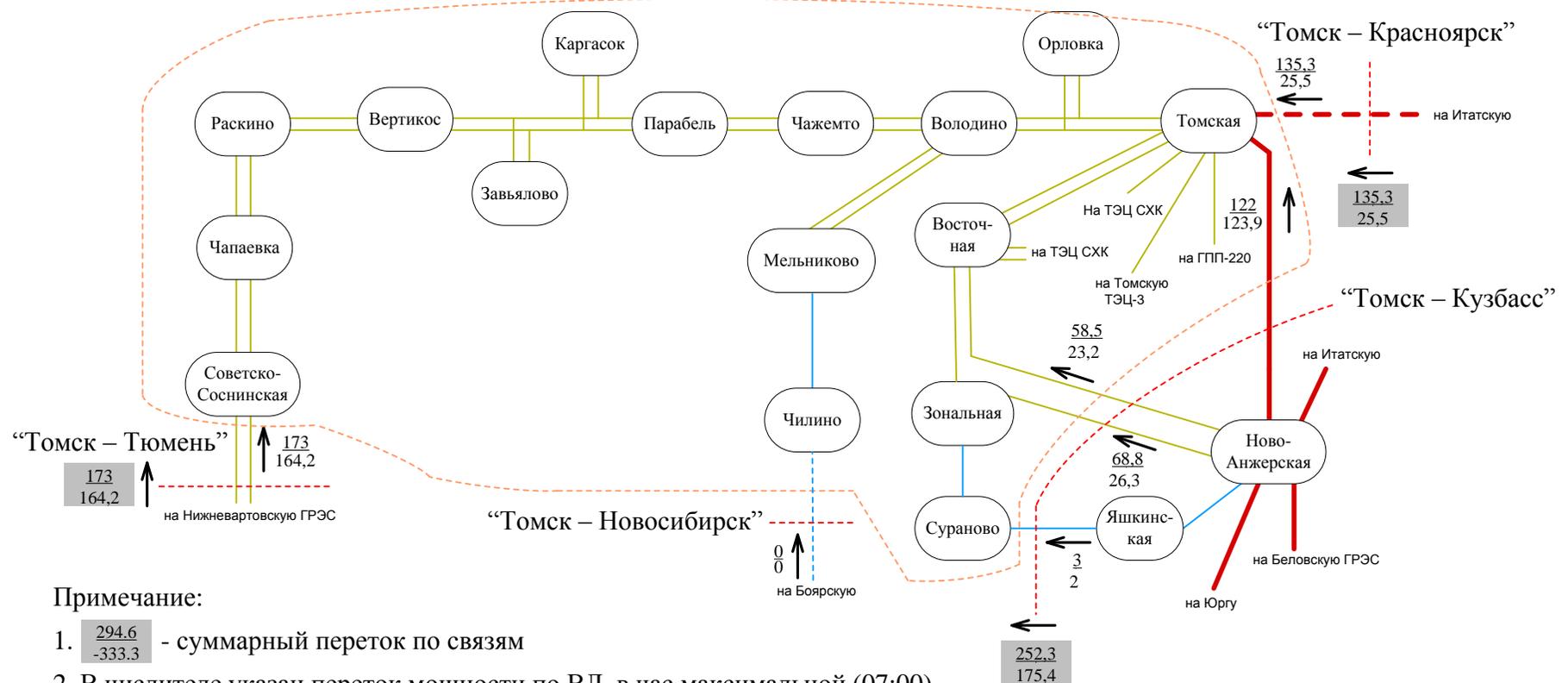
энергосистемы с Кузбасской энергосистемой в качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Томскую энергосистему.

Таблица 6.35 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день летнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (18.06.2014 г.)

Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Iдд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Sном, МВА
	для ВЛ - Iтек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (07:00)	минимальная нагрузка ЭС (01:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	255,2-j26,1	147,2-j47,4	501
	256,5	154,6	
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	-	-	501
	-	-	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	68,8+j37,5	26,3+j29,9	945**
	203,1	102,2	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	58,5+j39,1	23,2+j30,6	945**
	182,7	98,7	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	3-j1,4	2-j1,6	200*
	16,5	12,0	
Суммарный переток активной мощности	382,5	196,7	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	86,5-j24,5	82,1-j29	605**
	218,2	210,1	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	86,5-j24,5	82,1-j29	605**
	218,2	210,1	
Суммарный переток активной мощности	173,0	164,2	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	135,3+j175,1	25,5+j212,2	2000*
	253,0	243,4	
Суммарный переток активной мощности	135,3	25,5	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	122+j8,1	123,9+j30,1	2000*
	139,8	145,2	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	68,8+j37,5	26,3+j29,9	945**
	203,1	102,2	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	58,5+j39,1	23,2+j30,6	945**
	182,7	98,7	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	3-j1,4	2-j1,6	200*
	16,5	12,0	
Суммарный переток активной мощности	252,3	175,4	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			

Таблица 6.36 – Загрузка внешних связей Томской ЭС в день зимнего контрольного замера в час максимальной и минимальной нагрузки (17.12.2014 г.)

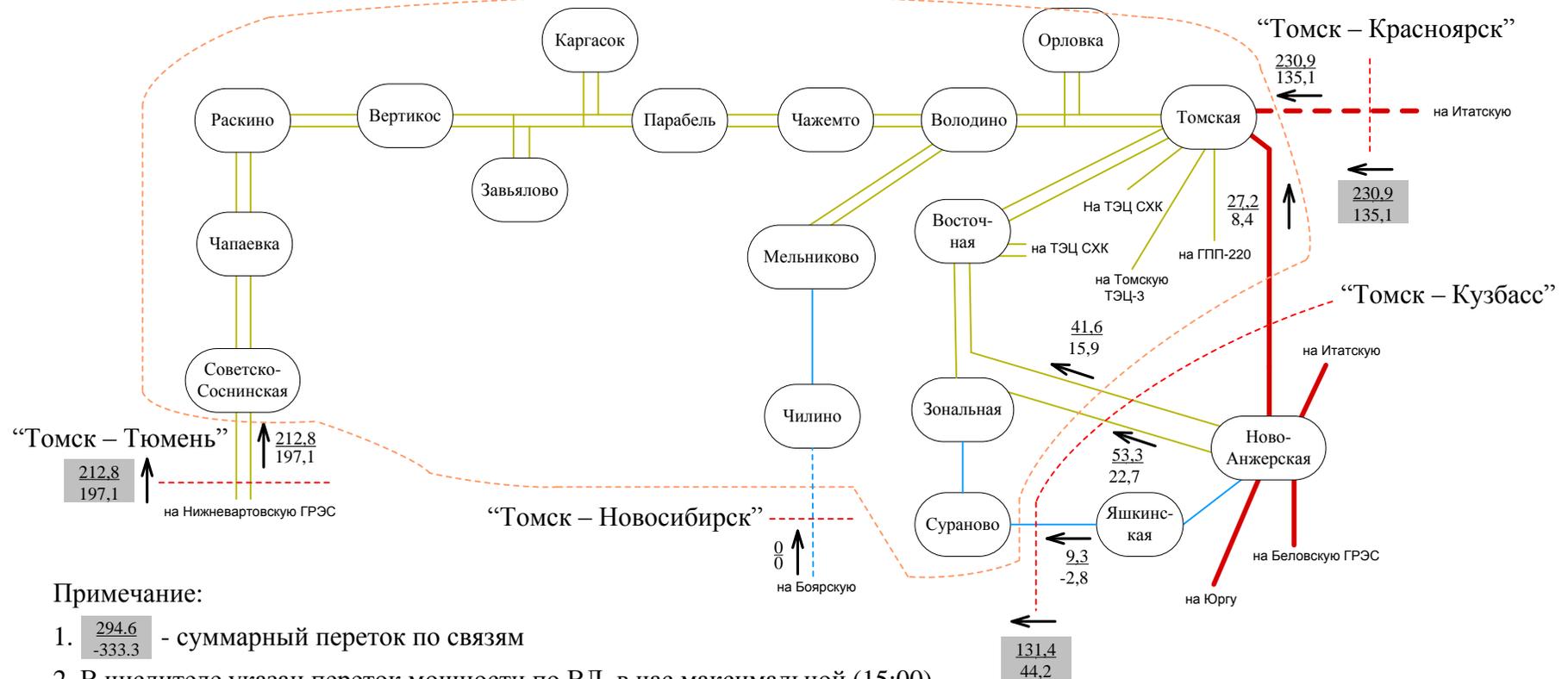
Состав контролируемых сечений	P+jQ, МВА		для ВЛ - Идд, А на одну цепь (из условия допустимой токовой загрузки); для тр-ов - Сном, МВА
	для ВЛ - Итек, А для тр-ов - Sat, МВА		
	максимальная нагрузка ЭС (15:00)	минимальная нагрузка ЭС (01:00)	
Сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск»			
АТ-1 ПС 500 кВ Томская	127,6-j35,9	70,7-j51,6	501
	132,6	87,5	
АТ-2 ПС 500 кВ Томская	128,3-j35,4	70,6-j50,3	501
	133,1	86,7	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	53,3+j41,6	22,7+j42,1	1000*
	176,1	122,4	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	41,6+j40,9	15,9+j41,9	1000*
	151,9	114,7	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	9,3-j3,9	-2,8-j2,7	200*
	50,3	19,3	
Суммарный переток активной мощности	350,8	179,9	
Связь «Томск – Тюмень» в составе сечения «ОЭС Урала – Томская энергосистема»			
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1)	106,8-j24,8	98,8-j25,7	720*
	266,6	246,6	
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская II цепь (НСС-2)	106-j24,7	98,3-j25,6	720*
	264,7	245,4	
Суммарный переток активной мощности	212,8	197,1	
Связь «Томск – Красноярск» в составе сечения «Красноярск, Хакасия – Запад»			
ВЛ 500 кВ Итатская – Томская	230,9+j136,7	135,1+j148,3	2000*
	299,0	223,0	
Суммарный переток активной мощности	230,9	135,1	
Связь «Томск – Кузбасс»			
ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	27,2+j29,7	8,4+j61,6	2000*
	44,9	69,1	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)	53,3+j41,6	22,7+j42,1	1000*
	176,1	122,4	
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216)	41,6+j40,9	15,9+j41,9	1000*
	151,9	114,7	
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	9,3-j3,9	-2,8-j2,7	200*
	50,3	19,3	
Суммарный переток активной мощности	131,4	44,2	
* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);			
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.			



Примечание:

1. $\frac{294,6}{-333,3}$ - суммарный переток по связям
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (07:00), в знаменателе в час минимальной (01:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
— ВЛ 220 кВ
— ВЛ 110 кВ
4. - - - - - граница Томской ЭС

Рисунок 6.15 – Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день летнего контрольного замера в час максимальной (07:00) и минимальной (01:00) нагрузки (18.06.2014 г.)



Примечание:

1. $\frac{294,6}{-333,3}$ - суммарный переток по связям
2. В числителе указан переток мощности по ВЛ в час максимальной (15:00), в знаменателе в час минимальной (01:00) нагрузки Томской ЭС, МВт
3. — ВЛ 500 кВ
 — ВЛ 220 кВ
 — ВЛ 110 кВ
4. - - - - - граница Томской ЭС

Рисунок 6.16 – Загрузка внешних связей Томской энергосистемы в день зимнего контрольного замера в час максимальной (15:00) и минимальной (01:00) нагрузки (17.12.2014 г.)

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что в 2014 г.:

- Максимальные значения перетоков в сечении «Красноярск, Кузбасс - Томск» не превышали пропускную способность сечения (916 МВт) и составляли 382,5 МВт и 350,8 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС. Запаса по статической устойчивости было достаточно даже с учетом потери наиболее мощного блока на станциях Томской ЭС – при потере блока на Томской ТЭЦ-3, мощностью 140 МВт, приводящего к увеличению загрузки сечения;
- Максимальные значения перетоков в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» не превышали пропускную способность сечения (230 МВт - для летних режимов и 265 МВт - для зимних режимов) и составляли 173 МВт и 212,8 МВт, соответственно, в день летнего и зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС;
- Максимальной величины в 230,9 МВт переток по связи «Томск – Красноярск», входящей в состав сечения «Красноярск, Хакасия – Запад», достиг в день зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки Томской ЭС и составил около 7% от МДП в контролируемом сечении «Красноярск, Хакасия – Запад» (МДП – 3300 МВт);
- Загрузка всех межсистемных ВЛ не превышала длительно допустимую токовую загрузку, по условию нагрева провода и допустимого тока электрооборудования на подстанциях.

Анализ изменения напряжения в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС 2014 г. (таблица 6.37) показал, что в контрольных пунктах поддерживался оптимальный уровень напряжения, обеспечивающий нормальные условия работы потребителей.

Таблица 6.37 – Уровни напряжения в контрольных пунктах в дни контрольных замеров 2014 г.

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 18.06.2014 г.		Зимний контрольный замер 17.12.2014 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Восточная шины 110 кВ	117,8	116,2	117,5	115,2
ПС 220 кВ Вертикос шины 220 кВ	249	248,5	249,4	247,7
ПС 220 кВ Советско- Соснинская шины 220 кВ	239,3	237,9	239	237,4

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 6.37

Контрольный пункт	Летний контрольный замер 18.06.2014 г.		Зимний контрольный замер 17.12.2014 г.	
	Напряжение, кВ			
	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС	минимальная нагрузка ЭС	максимальная нагрузка ЭС
ПС 220 кВ Володино шины 110 кВ	110,6	110,3	117,6	116
ПС 220 кВ Парабель шины 110 кВ	121,4	122	244	240
ТЭЦ СХК шины 110 кВ	112,6	112	115,5	114,4
ПС 220 кВ Чапаевка* шины 220 кВ	-	-	-	-

*– при питании ПС 220 кВ Чапаевка со стороны ПС 220 кВ Парабель

Анализ режимов работы СКРМ в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Томской ЭС (таблицы 6.38 и 6.39) показал, что в летних и зимних режимах ШР-500 и УШР-500 на ПС 500 кВ Томская, БСК-1 на ПС 220 кВ Восточная, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Двуреченская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Игольская, БСК-110 и Р-110 на ПС 110 кВ Катъльгинская и БСК-2 на ПС 220 кВ Советско-Соснинская находились в работе. ШР-110 на ПС 220 кВ Володино находился в работе только в день летнего контрольного замера. ШР-110 на ПС 220 кВ Парабель, ШР-110 на ПС 220 кВ Чапаевка, БСК-110 на ПС 110 кВ Колпашево, БСК-2 на ПС 220 кВ Восточная, БСК-1 на ПС 220 кВ Советско-Соснинская были отключены.

Таблица 6.38 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день летнего контрольного замера 2014 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 18.06.2014 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 18.06.2014 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-169,2	94	-167,9	93,3
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-115,4	64,1	-27,9	15,5
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	42,2	81,1	41,1	79
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	-80,7	80,7	-80,3	80,3
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Советско-Соснинская (БСК-1)	17,3	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Советско-Соснинская (БСК-2)	17,3	-	16,9	97,7	16,2	93,6
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	25	-	21,5	86	21,1	84,4
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-17,2	68,8	-16,9	67,6
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	22,1	88,4	22,1	88,4
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-16,7	66,8	-16,9	67,6
ПС 110 кВ Катильгинская (БСК-110)	25	-	22,9	91,6	22,8	91,2
ПС 110 кВ Катильгинская (Р-110)	-	25	-22,2	88,8	-19,8	79,2

Таблица 6.39 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в день зимнего контрольного замера 2014 г.

Наименование подстанции с СКРМ	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Летний контрольный замер 17.12.2014 г. минимум нагрузки		Летний контрольный замер 17.12.2014 г. максимум нагрузки	
	на выдачу (+)	на прием (-)	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %	фактическая нагрузка по РМ, Мвар	коэффициент использования, %
ПС 500 кВ Томская (ШР-500)	-	180	-177,5	98,6	-176,6	98,1
ПС 500 кВ Томская (УШР-500)	-	180	-131	72,8	-52,9	29,4
ПС 220 кВ Восточная (БСК-1)	52	-	42	80,8	40,4	77,7
ПС 220 кВ Восточная (БСК-2)	52	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Володино (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Парабель (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Чапаевка (ШР-110)	-	100	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Советско-Соснинская (БСК-1)	17,3	-	отключен	-	отключен	-
ПС 220 кВ Советско-Соснинская (БСК-2)	17,3	-	16,8	97,1	16,5	95,4
ПС 110 кВ Колпашево (БСК-110)	26	-	отключен	-	отключен	-
ПС 110 кВ Двуреченская (БСК-110)	25	-	21,3	85,2	21,3	85,2
ПС 110 кВ Двуреченская (Р-110)	-	25	-16,3	65,2	-16,7	66,8
ПС 110 кВ Игольская (БСК-110)	25	-	-22,2	88,8	22,2	88,8
ПС 110 кВ Игольская (Р-110)	-	25	-11,4	45,6	-8,8	35,2
ПС 110 кВ Катъльгинская (БСК-110)	25	-	22,9	91,6	22,9	91,6
ПС 110 кВ Катъльгинская (Р-110)	-	25	-20,3	81,2	-17,9	71,6

7 Единый топливно-энергетический баланс Томской области

Единый топливно-энергетический баланс (ЕТЭБ) представляет собой систему показателей, отражающих полное количественное соответствие между приходом и расходом топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в хозяйстве в целом или на отдельных его участках за выбранный интервал времени.

В структуре ЕТЭБ приводятся все виды топлива и энергии, которые добываются, производятся или используются в регионе: твердое топливо, нефть, нефтепродукты, газ, электроэнергия, теплоэнергия.

Отчетный региональный топливно-энергетический баланс позволяет проводить анализ и делать заключение по следующим направлениям:

- формированию рациональной структуры топливно-энергетического баланса региона;
- объемам (энергетическим потокам) поступления и преобразования и направлениям движения и распределения по видам топлива и преобразованным энергоресурсам;
- объемам потребления как первичных, так и преобразованных энергоресурсов различными группами потребителей (энергетическими предприятиями, отраслями экономики, населением и др.),
- потерям в энергетическом секторе и при конечном потреблении того или другого энергоресурса,
- энергетической эффективности использования энергоресурсов.

ЕТЭБ Томской области составлен в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 14.12.2011 №600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований». В качестве источника информации для формирования ЕТЭБ Томской области использовались следующие формы статистической отчетности:

- 1-теп – Сведения о снабжении теплоэнергией;
- 4-ТЭР – Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива, теплоэнергии и использовании отработанных нефтепродуктов;
- 6-ТП – Сведения о работе тепловой электростанции;
- 11-ТЭР – Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов;
- 22-ЖКХ (сводная) – Сведения о работе жилищно-коммунальных организаций в условиях реформы;
- Электробаланс.

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Практически по всем важным показателям в разных источниках имеются разногласия. Их природа – различная степень полноты охвата и различия в классификации потребителей. Обычно неувязки статистики отражаются в строках типа «прочее потребление», применительно к данной работе в строке «сфера услуг». В тех случаях, когда статистическая информация не представлена для того или иного энергетического ресурса, в работе использовались данные из официальных писем собственников энергетических предприятий, данные рассчитанные методом экстраполяции либо интерполяции.

Единый топливно-энергетический баланс Томской области получен как результат интеграции балансов электрической и тепловой энергии и всех видов потребляемого в регионе топлива. Коэффициенты перевода натурального топлива в условное представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Коэффициенты перевода натурального топлива в условное

Наименование вида топлива	Единица измерения	Коэффициент перевода в т.ут.
Газ природный	тыс. м ³	1,15
Нефть сырая	тонна	1,44
Уголь	тонна	0,871
Бензин	тонна	1,49
Керосин	тонна	1,47
Дизельное топливо	тонна	1,45
Мазут	тонна	1,37
Газ сжиженный	тонна	1,57
Газ сухой отбензиненный	тонна	1,50
Дрова	плот. м ³	0,266
Электроэнергия	тыс. кВт·ч	0,123
Теплоэнергия	Гкал	0,143

ЕТЭБ Томской области за 2010-2013 гг. приведен в таблицах 7.2-7.5. Однопродуктовые балансы отдельных видов энергетических ресурсов за 2010-2013 гг. представлены в таблицах 7.6-7.12.

Таблица 7.2 – Единый топливно-энергетический баланс Томской области за 2010 год

Наименование показателей	№ пп.	т.у.т.							
		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Эл. энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	0	15 976 102	415 600	5 166 514	27 799			21 586 015
Ввоз	2	2 700 304	0	933 999	0	0	508 150		4 142 453
Вывоз	3	0	-15 918 117	0	-1 082 691	0	-18 561		-17 019 369
Изменение запасов	4	-108 477	323	1 843	-5	-1 725	0		-108 041
Потребление первичной энергии	5	2 591 827	58 308	1 351 442	4 083 818	26 075	1 130 247		9 241 717
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	6 716	6 716
Производство электрической энергии	7	-800 720	-3 254	-59 535	-865 585	0	640 658	0	-1 088 436
Производство тепловой энергии	8	-573 589	-28 801	-19 095	-1 215 251	-7 748		1 641 487	-202 997
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1	-491 914	0	-11 070	-623 431	0		1 042 578	-83 837
<i>Котельные</i>	8.2	-81 675	-28 801	-8 025	-591 820	-7 748		598 070	-119 999
Преобразование топлива	9			-5 456	-6 402				-11 858
<i>Преобразование нефти</i>	9.1			-5 456	-6 402				-11 858
Собственные нужды	10						-109 470		-109 470
Потери при передаче	11						-117 133	-259 089	-376 222
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 217 518	26 253	1 267 356	1 996 580	18 327	903 644	1 375 682	6 805 360
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	2 154	3 303	24 841	39 560	5 036	16 790	42 116	133 799
Промышленность	14	1 154 188	17 015	109 507	968 679	567	529 048	352 689	3 131 693
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	377	16 318	51 214	164 815	0	257 845	30 281	520 850
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	1 153 811	697	58 293	803 865	567	271 203	322 408	2 610 843
Строительство	15	9 797	2 593	40 265	2 912	10	4 440	15 256	75 274
Транспорт и связь	16	12 426	1 560	107 590	33 184	975	62 213	41 702	259 652
Сфера услуг	17	37 160	1 782	44 001	18 171	8 702	138 123	219 832	467 771
Население	18	1 777	0	235 575	68 271	3 037	153 030	704 086	1 165 776
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	16	0	705 576	865 803	0	0	0	1 571 395

Таблица 7.3 – Единый топливно-энергетический баланс Томской области за 2011 год

Наименование показателей	№ пп.	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	т.ут.
									Всего
Производство энергетических ресурсов	1	0	17 305 963	402 750	5 645 934	22 160			23 376 807
Ввоз	2	2 440 402	0	775 439	0	0	565 911		3 781 752
Вывоз	3	0	-17 260 105	0	-1 822 272	0	-45 436		-19 127 813
Изменение запасов	4	55 341	-74	2 268	9	-2 168	0		55 375
Потребление первичной энергии	5	2 495 743	45 784	1 180 457	3 823 672	19 992	1 134 417		8 700 064
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	80 239	80 239
Производство электрической энергии	7	-812 181	-3 287	-56 090	-810 898	0	613 942	0	-1 068 514
Производство тепловой энергии	8	-533 431	-20 582	-15 851	-1 058 201	-6 673		1 474 132	-160 606
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1	-456 916	0	-6 932	-521 141	0		919 907	-65 082
<i>Котельные</i>	8.2	-76 515	-20 582	-8 919	-537 060	-6 673		553 418	-96 331
Преобразование топлива	9			-3 102	-5 613				-8 715
<i>Преобразование нефти</i>	9.1			-3 102	-5 613				-8 715
Собственные нужды	10						-104 698		-104 698
Потери при передаче	11						-110 454	-217 174	-327 628
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 150 131	21 915	1 105 414	1 948 959	13 319	919 265	1 176 719	6 335 722
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	2 097	2 303	25 644	27 948	2 999	15 215	30 058	106 265
Промышленность	14	1 103 722	15 474	99 282	939 626	1 231	498 605	296 084	2 954 025
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	341	14 533	55 440	202 307	84	262 396	30 680	565 780
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	1 103 382	941	43 842	737 319	1 147	236 209	265 404	2 388 245
Строительство	15	6 597	1 076	33 997	3 567	191	5 843	11 452	62 723
Транспорт и связь	16	7 411	1 345	94 257	24 173	977	70 122	28 099	226 385
Сфера услуг	17	30 094	1 717	41 299	9 691	6 971	174 569	183 248	447 590
Население	18	132	0	293 887	65 612	949	154 911	627 777	1 143 268
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	78	0	517 047	878 341	0	0	0	1 395 466

Таблица 7.4 – Единый топливно-энергетический баланс Томской области за 2012 год

Наименование показателей	№ пп.								т.ут.
		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	0	17 663 704	474 751	6 289 900	16 125			24 444 480
Ввоз	2	2 581 329	0	892 777	0	0	486 563		3 960 669
Вывоз	3	0	-17 614 900	0	-2 043 396	0	-39 495		-19 697 791
Изменение запасов	4	-31 888	-462	-6 144	2	2 108	0		-36 384
Потребление первичной энергии	5	2 549 441	48 342	1 361 383	4 246 506	18 234	1 158 451		9 382 357
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	90 869	90 869
Производство электрической энергии	7	-886 866	-3 139	-82 507	-1 010 377	0	711 383	0	-1 271 506
Производство тепловой энергии	8	-511 105	-22 188	-17 954	-1 104 488	-9 488		1 541 945	-123 278
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1	-433 310	0	-4 390	-597 665	0		978 046	-57 319
<i>Котельные</i>	8.2	-77 795	-22 188	-13 564	-506 823	-9 488		563 071	-66 787
Преобразование топлива	9			-1 576	-1 457				-3 033
<i>Преобразование нефти</i>	9.1			-1 576	-1 457				-3 033
Собственные нужды	10						-125 103		-125 103
Потери при передаче	11						-126 087	-212 723	-338 810
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 151 470	23 015	1 267 356	2 130 184	8 746	907 260	1 238 353	6 726 384
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	1 864	832	24 841	34 085	3 521	15 572	34 723	115 438
Промышленность	14	1 102 584	19 054	109 507	1 035 758	894	454 411	317 974	3 040 182
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	318	18 588	51 214	220 547	0	260 822	28 205	579 693
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	1 102 266	466	58 293	815 211	894	193 590	289 769	2 460 489
Строительство	15	2 953	0	40 265	2 321	0	5 658	7 105	58 302
Транспорт и связь	16	15 117	1 518	107 590	40 543	1 185	69 421	31 127	266 502
Сфера услуг	17	28 921	1 611	44 001	10 445	1 554	202 679	186 313	475 525
Население	18	20	0	235 575	72 729	1 591	159 519	661 112	1 130 545
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	11	0	705 576	934 303	0	0	0	1 639 890

Таблица 7.5 – Единый топливно-энергетический баланс Томской области за 2013 год

Наименование показателей	№ пп.								т.ут.
		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	0	17 156 792	436 255	6 028 681	31 737			23 653 465
Ввоз	2	2 244 702	0	942 633	0	0	582 467		3 769 801
Вывоз	3	0	-17 110 208	0	-1 714 478	0	-44 489		-18 869 175
Изменение запасов	4	48 435	405	10 159	-2	381	0		59 379
Потребление первичной энергии	5	2 293 137	46 989	1 389 047	4 314 201	32 119	1 129 952		9 205 445
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	50 408	50 408
Производство электрической энергии	7	-758 371	-2 875	-72 354	-750 884	0	591 974	0	-992 510
Производство тепловой энергии	8	-535 075	-20 400	-17 507	-916 293	-10 105		1 453 460	-45 920
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1	-466 865	0	-3 370	-519 709	0		993 403	3 459
<i>Котельные</i>	8.2	-68 210	-20 400	-14 137	-396 584	-10 105		460 057	-49 379
Преобразование топлива	9			-7 721	-6 473				-14 194
<i>Преобразование нефти</i>	9.1			-7 721	-6 473				-14 194
Собственные нужды	10						-110 466		-110 466
Потери при передаче	11						-124 095	-209 188	-333 283
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	999 691	23 714	1 291 465	2 640 551	22 014	895 391	1 193 864	7 066 689
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	1 648	1 646	31 372	56 313	2 711	15 289	39 288	148 266
Промышленность	14	942 271	19 074	103 805	1 085 981	3 718	458 839	318 644	2 932 333
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	211	18 365	51 780	255 076	0	260 797	27 771	614 000
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	942 061	709	52 025	830 906	3 718	198 042	290 873	2 318 333
Строительство	15	3 512	23	33 500	7 308	0	7 208	7 513	59 064
Транспорт и связь	16	9 013	1 400	85 238	55 910	856	71 438	26 918	250 774
Сфера услуг	17	43 087	1 571	60 000	17 000	10 048	179 060	186 313	497 079
Население	18	145	0	300 891	103 028	2 153	163 557	615 187	1 184 962
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	14	0	676 659	1 315 011	2 527	0	0	1 994 211

Таблица 7.6 - Баланс угля Томской области 2010-2013 гг.

тонны					
Наименование показателей	№ пп.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Производство энергетических ресурсов	1	0	0	0	0
Ввоз	2	3 100 234	2 801 840	2 963 638	2 577 155
Вывоз	3	0	0	0	0
Изменение запасов	4	-124 543	63 537	-36 611	55 609
Потребление первичной энергии	5	2 975 691	2 865 377	2 927 027	2 632 764
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-919 311	-932 470	-1 018 216	-870 690
Производство тепловой энергии	8	-658 541	-612 435	-586 803	-614 323
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1	-564 769	-524 588	-497 486	-536 010
<i>Котельные</i>	8.2	-93 772	-87 847	-89 317	-78 312
Преобразование топлива	9				
<i>Преобразование нефти</i>	9.1				
Собственные нужды	10				
Потери при передаче	11				
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 397 839	1 320 472	1 322 009	1 147 751
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	2 473	2 408	2 140	1 892
Промышленность	14	1 325 130	1 267 190	1 265 883	1 081 827
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	433	391	365	242
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	1 324 697	1 266 799	1 265 518	1 081 585
Строительство	15	11 248	7 574	3 390	4 032
Транспорт и связь	16	14 266	8 509	17 356	10 348
Сфера услуг	17	42 664	34 551	33 204	49 469
Население	18	2 040	151	23	167
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	18	89	13	16

Таблица 7.7 - Баланс нефти Томской области 2010-2013 гг.

Наименование показателей	№ пп.	тонны			
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Производство энергетических ресурсов	1	11 094 515	12 018 030	12 266 461	11 914 439
Ввоз	2				
Вывоз	3	-11 054 248	-11 986 184	-12 232 569	-11 882 089
Изменение запасов	4	224	-51	-321	281
Потребление первичной энергии	5	40 492	31 794	33 571	32 631
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-2 260	-2 283	-2 180	-1 997
Производство тепловой энергии	8	-20 001	-14 293	-15 408	-14 167
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1				
<i>Котельные</i>	8.2	-20 001	-14 293	-15 408	-14 167
Преобразование топлива	9				
<i>Преобразование нефти</i>	9.1				
Собственные нужды	10				
Потери при передаче	11				
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	18 231	15 219	15 983	16 468
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	2 294	1 599	578	1 143
Промышленность	14	11 816	10 746	13 232	13 246
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	11 332	10 092	12 908	12 753
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	484	653	324	492
Строительство	15	1 801	747	0	16
Транспорт и связь	16	1 083	934	1 054	972
Сфера услуг	17	1 238	1 192	1 119	1 091
Население	18				
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19				

Таблица 7.8 - Баланс нефтепродуктов Томской области 2010-2013 гг.

т.у.т.

Наименование показателей	№ пп.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Производство энергетических ресурсов	1	415 600	402 750	474 751	436 255
Ввоз	2	933 999	775 439	892 777	942 633
Вывоз	3				
Изменение запасов	4	1 843	2 268	-6 144	10 159
Потребление первичной энергии	5	1 351 442	1 180 457	1 361 383	1 389 047
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-59 535	-56 090	-82 507	-72 354
Производство тепловой энергии	8	-19 095	-15 851	-17 954	-17 507
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1	-11 070	-6 932	-4 390	-3 370
<i>Котельные</i>	8.2	-8 025	-8 919	-13 564	-14 137
Преобразование топлива	9	-5 456	-3 102	-1 576	-7 721
<i>Преобразование нефти</i>	9.1	-5 456	-3 102	-1 576	-7 721
Собственные нужды	10				
Потери при передаче	11				
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 267 356	1 105 414	1 259 346	1 291 465
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	24 841	25 644	23 481	31 372
Промышленность	14	109 507	99 282	109 077	103 805
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	51 214	55 440	60 046	51 780
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	58 293	43 842	49 031	52 025
Строительство	15	40 265	33 997	33 242	33 500
Транспорт и связь	16	107 590	94 257	132 958	85 238
Сфера услуг	17	44 001	41 299	38 702	60 000
Население	18	235 575	293 887	324 008	300 891
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	705 576	517 047	597 879	676 659

Таблица 7.9 - Баланс природного газа Томской области 2010-2013 гг.

тыс. м³

Наименование показателей	№ пп.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Производство энергетических ресурсов	1	4 492 621	4 909 508	5 469 478	5 242 331
Ввоз	2				
Вывоз	3	-941 471	-1 584 584	-1 776 866	-1 490 850
Изменение запасов	4	-4	8	2	-2
Потребление первичной энергии	5	3 551 146	3 324 932	3 692 614	3 751 479
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-752 683	-705 129	-878 589	-652 943
Производство тепловой энергии	8	-1 056 740	-920 175	-960 424	-796 776
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1	-542 114	-453 166	-519 709	-451 921
<i>Котельные</i>	8.2	-514 626	-467 009	-440 716	-344 856
Преобразование топлива	9	-5 567	-4 881	-1 267	-5 629
<i>Преобразование нефти</i>	9.1	-5 567	-4 881	-1 267	-5 629
Собственные нужды	10				
Потери при передаче	11				
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 736 157	1 694 747	1 852 334	2 296 131
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	34 400	24 303	29 639	48 967
Промышленность	14	842 330	817 066	900 659	944 332
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	143 317	175 919	191 780	221 805
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	699 013	641 147	708 879	722 527
Строительство	15	2 532	3 102	2 018	6 355
Транспорт и связь	16	28 856	21 020	35 255	48 618
Сфера услуг	17	15 801	8 427	9 083	14 782
Население	18	59 366	57 054	63 243	89 590
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	752 872	763 775	812 437	1 143 488

Таблица 7.10 - Баланс дров для отопления Томской области 2010-2013 гг.

плот. м³

Наименование показателей	№ пп.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Производство энергетических ресурсов	1	104 509	83 307	60 621	119 314
Ввоз	2				
Вывоз	3				
Изменение запасов	4	-6 484	-8 151	7 926	1 434
Потребление первичной энергии	5	98 025	75 156	68 547	120 748
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7				
Производство тепловой энергии	8	-29 128	-25 086	-35 669	-37 989
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1				
<i>Котельные</i>	8.2	-29 128	-25 086	-35 669	-37 989
Преобразование топлива	9				
<i>Преобразование нефти</i>	9.1				
Собственные нужды	10				
Потери при передаче	11				
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	68 897	50 070	32 878	82 759
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	18 932	11 275	13 238	10 192
Промышленность	14	2 131	4 626	3 361	13 977
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1		315		
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	2 131	4 311	3 361	13 977
Строительство	15	37	719		
Транспорт и связь	16	3 667	3 674	4 456	3 219
Сфера услуг	17	32 713	26 208	5 843	37 776
Население	18	11 417	3 568	5 980	8 095
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19				9 500

Таблица 7.11 - Баланс электрической энергии Томской области 2010-2013 гг.

млн. кВт.ч

Наименование показателей	№ пп.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Производство энергетических ресурсов	1				
Ввоз	2	4 131	4 601	3 956	4 736
Вывоз	3	-151	-369	-321	-362
Изменение запасов	4				
Потребление первичной энергии	5	9 189	9 223	9 418	9 187
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	5 209	4 991	5 784	4 813
Производство тепловой энергии	8				
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1				
<i>Котельные</i>	8.2				
Преобразование топлива	9				
<i>Преобразование нефти</i>	9.1				
Собственные нужды	10	-890	-851	-1 017	-898
Потери при передаче	11	-952	-898	-1 025	-1 009
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	7 347	7 474	7 376	7 280
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	137	124	127	124
Промышленность	14	4 301	4 054	3 694	3 730
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	2 096	2 133	2 121	2 120
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	2 205	1 920	1 574	1 610
Строительство	15	36	48	46	59
Транспорт и связь	16	506	570	564	581
Сфера услуг	17	1 123	1 419	1 648	1 456
Население	18	1 244	1 259	1 297	1 330
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19				

Таблица 7.12 - Баланс тепловой энергии Томской области 2010-2013 гг.

Гкал

Наименование показателей		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Производство энергетических ресурсов	1				
Ввоз	2				
Вывоз	3				
Изменение запасов	4				
Потребление первичной энергии	5				
Статистическое расхождение	6	46 968	561 113	635 445	352 503
Производство электрической энергии	7				
Производство тепловой энергии	8	11 478 932	10 308 618	10 782 832	10 164 058
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1	7 290 758	6 432 916	6 839 481	6 946 875
<i>Котельные</i>	8.2	4 182 310	3 870 059	3 937 561	3 217 183
Преобразование топлива	9				
<i>Преобразование нефти</i>	9.1				
Собственные нужды	10				
Потери при передаче	11	-1 811 810	-1 518 702	-1 487 574	-1 462 854
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	9 620 154	8 228 803	8 659 813	8 348 701
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	294 515	210 198	242 817	274 741
Промышленность	14	2 466 356	2 070 519	2 223 594	2 228 281
<i>добыча полезных ископаемых</i>	14.1	211 756	214 544	197 237	194 205
<i>обрабатывающие производства</i>	14.2	2 254 600	1 855 975	2 026 357	2 034 076
Строительство	15	106 688	80 082	49 686	52 541
Транспорт и связь	16	291 624	196 496	217 668	188 241
Сфера услуг	17	1 537 290	1 281 457	1 302 889	1 302 889
Население	18	4 923 681	4 390 051	4 623 159	4 302 008
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19				

Томская область обладает большим количеством нефтегазовых месторождений и вследствие этого является крупным поставщиком нефти и газа в другие регионы. Масштабы добычи нефти и газа в Томской области позволяют полностью удовлетворить собственные потребности в данных видах энергетических ресурсов. Также в области функционирует несколько мелких нефтеперерабатывающих заводов, что позволяет частично удовлетворять потребность региона в нефтепродуктах, в дальнейшем планируется увеличение мощности местных НПЗ и возможно строительство новых.

В отношении потребления электрической энергии – регион является дефицитным и около половины необходимой электрической энергии приходит в Томскую область перетоком из других регионов Сибири. Местные электростанции работают по большей части на газе и угле.

Основным видом топлива в регионе является газ. В последние годы в регионе активно развивалось использование в энергетических целях попутного нефтяного газа. Попутный газ используется в качестве топлива для городских котельных, на собственные технологические нужды (для подготовки (нагрева) нефти, осушки газа, технологических печей и турбин), для

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

выработки электроэнергии на газотурбинных электростанциях, в подготовленном виде нефтяной газ (сухой отбензиненный газ) поступает конечным потребителям.

В топливном балансе уголь занимает второе место по величине потребления в регионе после газа. Уголь поступает в регион из Кемеровской области и Красноярского края. Более половины угля используется конечными потребителями. По величине конечного потребления уголь сопоставим с объемами потребления нефтепродуктов. В части конечного потребления нефтепродуктов наибольшую часть потребления составляет сжиженный газ, причем основная его часть потребляется в химической промышленности в качестве сырья.

При рассмотрении основных потребителей топлива, можно заметить, что более половины топлива потребляемого в регионе приходится на конечное потребление, в котором основная часть идет на нужды промышленности, причем около трети потребляемого промышленностью топлива используется в неэнергетических целях в качестве сырья. Объем конечного потребления топливных ресурсов за рассматриваемый период увеличился на 10%, в структуре потребления поступательно увеличивалась доля газа и уменьшалась доля угля (таблица 7.13).

Таблица 7.13 – Конечное потребление топлива в Томской области

Виды топлива	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Потребление топлива, т.ут., в т.ч.:	4 526 034	4 239 738	4 580 771	4 977 434
<i>Уголь</i>	26,90%	27,13%	25,14%	20,08%
<i>Сырая нефть</i>	0,58%	0,52%	0,50%	0,48%
<i>Нефтепродукты</i>	28,00%	26,07%	27,67%	25,95%
<i>Природный газ</i>	44,11%	45,97%	46,50%	53,05%
<i>Дрова</i>	0,40%	0,31%	0,19%	0,44%

Более трети потребляемых в Томской области топливных ресурсов приходится на потребление электрическими станциями. В структуре потребления примерно равные части занимают уголь и газ (таблица 7.14). В 2012 году наблюдается увеличение потребления топлива на 13%, и превышение доли газа над долей угля на 10%. Увеличение потребления топлива объясняется увеличением выработки электроэнергии Томских электростанций из-за уменьшения перетока из ОЭС Сибири, а также увеличением выработки теплоэнергии, по причине более холодной зимы 2012 года. Доля газа увеличилась предположительно в силу того, что этот вид топлива является в регионе более доступным, соответственно им проще закрыть возникшую потребность в топливе.

Таблица 7.14 – Потребление топлива электростанциями Томской области

Виды топлива	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Потребление топлива, т.ут., в т.ч.:	2 855 509	2 667 445	3 018 254	2 574 428
<i>Уголь</i>	45,27%	47,58%	43,74%	47,59%
<i>Сырая нефть</i>	0,11%	0,12%	0,10%	0,11%
<i>Нефтепродукты</i>	2,47%	2,36%	2,88%	2,94%
<i>Природный газ</i>	52,15%	49,94%	53,28%	49,35%

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

По части потребления топливных ресурсов котельными, наблюдается снижение общего потребления ресурсов, вызванное снижением доли котельных в суммарной выработке тепловой энергии в регионе. В структуре потребления за рассматриваемый период наблюдается небольшой рост доли потребления угля и снижение доли потребления газа котельными (таблица 7.15).

Таблица 7.15 – Потребление топлива котельными Томской области

Виды топлива	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Потребление топлива, т.ут., в т.ч.:	718 069	649 749	629 858	509 436
<i>Уголь</i>	11,37%	11,78%	12,35%	13,39%
<i>Сырая нефть</i>	4,01%	3,17%	3,52%	4,00%
<i>Нефтепродукты</i>	1,12%	1,37%	2,15%	2,78%
<i>Природный газ</i>	82,42%	82,66%	80,47%	77,85%
<i>Дрова</i>	1,08%	1,03%	1,51%	1,98%

На рисунке 7.1 представлена динамика коэффициента энергетической эффективности использования топлива электрическими станциями и котельными Томской области.

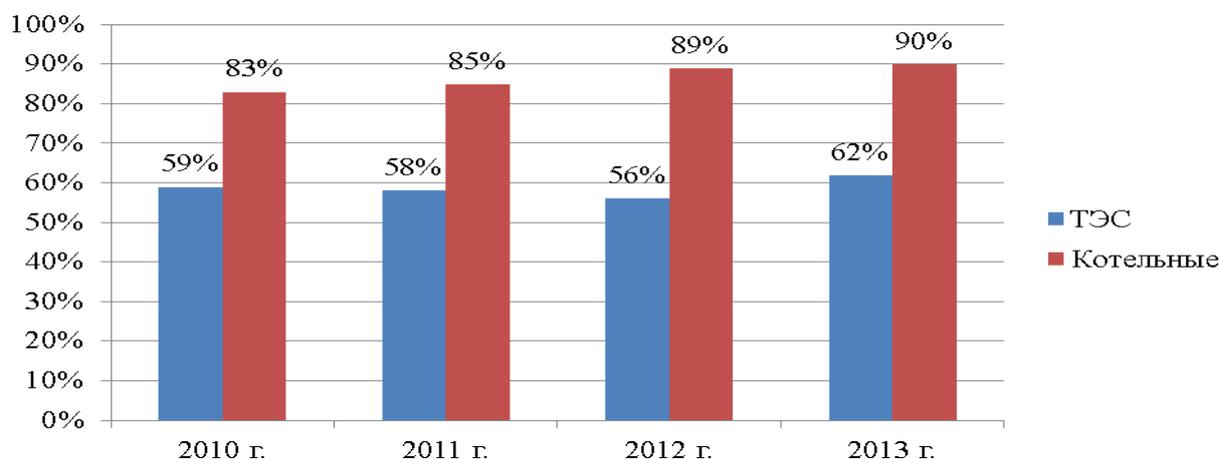


Рисунок 7.1 – Коэффициент энергетической эффективности использования топлива

За период 2010-2013 годов наблюдается рост эффективности использования топлива на котельных порядка 8%. Эффективность использования топлива электростанциями изменялась слабо, оставалась в районе 60%, можно отметить снижение эффективности в 2012 году, которое могло быть вызвано увеличением загрузки станций и их работой в менее экономичных режимах.

8 ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГО- И ЭЛЕКТРОЭФФЕКТИВНОСТИ ПО ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Томская область по своей структуре потребления энергетических ресурсов является типичным для Сибирского Федерального округа регионом. В структуре потребления доминирующую роль играет промышленность, на долю которой приходится почти половина конечного потребления топливно-энергетических ресурсов.

В работе рассмотрен период 2010-2012 гг. по причине отсутствия статистической информации о величине и структуре валового регионального продукта за 2013 год на момент выполнения работы. Необходимая отчетная экономическая статистика за 2013 год планируется к публикации в начале второго квартала 2015 года и может быть использована для анализа при корректировке Схемы и программы развития Томской области на период 2017-2021 гг.

Динамика показателей, характеризующих эффективность энергопотребления в Томской области, приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Основные показатели энергоэффективности Томской области

Показатели энергопотребления	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Энергоемкость ВРП, тут/млн.руб. (в основных ценах)	30,23	23,71	22,95
Энергоемкость ВРП, тут/млн.руб. (в ценах 2010 г.)	30,23	27,18	28,15
Электроемкость ВРП, кВт.ч/тыс.руб. (в основных ценах)	32,32	27,31	25,17
Электроемкость ВРП, кВт.ч/тыс.руб. (в ценах 2010 г.)	32,32	31,31	30,87
Электроемкость промышленного производства, кВт.ч/млн.руб. (в основных ценах)	41,10	29,04	23,58
Электроемкость промышленного производства, кВт.ч/млн.руб. (в ценах 2010 г.)	41,10	36,20	31,76
Электровооруженность труда, тыс. кВт.ч/чел.	63,91	62,56	60,07
Потребление ТЭР на душу населения, тут/чел.	1,14	1,11	1,08
Потребление электроэнергии на душу населения, тыс.кВт.ч/чел.	8,83	8,72	8,85
Потребление тепловой энергии на душу населения, Гкал/чел.	9,25	7,78	8,14

За рассматриваемый период 2010-2012 гг. экономика региона успешно развивалась. Показатель валового регионального продукта рос равномерно на протяжении двух лет и в

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

сумме вырос на 7,3% при расчете в сопоставимых ценах 2010 года. Энергопотребление топливно-энергетических ресурсов в регионе в 2011 году снизилось почти на 7%, а в 2012 году выросло до уровня 2010 года. В результате таких изменений энергоемкость ВРП, при расчете в сопоставимых ценах 2010 года снизилась в 2011 году на 10%, а в 2012 году выросла примерно на 4%. Снижение величины энергоемкости ВРП в 2011 году объясняется по большей части более теплой зимой и как следствие снижением потребления топлива на выработку тепловой энергии более чем на 11%, а также снижением конечного потребления топливно-энергетических ресурсов на 7%. Увеличение показателя энергоемкости ВРП в 2012 году произошло за счет снижения среднегодовой температуры наружного воздуха, а также за счет увеличения выработки электрической энергии на электростанциях Томской области. Увеличение выработки электроэнергии тепловыми электростанциями области связано с маловодной обстановкой на водохранилищах ГЭС в операционной зоне ОЭС Сибири и как следствие уменьшением перетока электрической энергии из других регионов Сибири. Увеличение потребления топлива на выработку тепловой и электрической энергии в 2012 году составило 10%. Также наблюдалось увеличение конечного потребления топливно-энергетических ресурсов на 6%.

Потребление электрической энергии в регионе за рассматриваемый период выросло менее чем на 3%. Наибольший рост наблюдался в 2012 году за счет увеличения расхода на собственные нужды электростанций в связи с увеличением выработки. Таким образом, учитывая рост ВРП региона, показатель электроемкости ВРП Томской области за период 2010-2012 годов снизился почти на 5%.

Показатель электроемкости промышленного производства заметно снизился – почти на 30%. Это произошло за счет изменения структуры промышленного производства – более электроемкие отрасли снизили производство продукции (как например производства кокса, нефтепродуктов и ядерных материалов) при увеличении производства продукции менее электроемкими отраслями.

В части конечного потребления топливно-энергетических ресурсов населением – наблюдается снижение показателя потребления ТЭР на душу населения на 5%. Потребление электроэнергии на душу населения в регионе остается практически неизменным. Потребление тепловой энергии на душу населения изменялось в соответствии с изменением климатических условий.

9 ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В настоящее время Томская энергосистема является дефицитной по мощности и электроэнергии. Дефицит мощности Томской ЭС в отчетный период составляет около 24 % от собственного максимума нагрузки без учета резерва мощности, а дефицит электроэнергии - около 45 % от электропотребления региона. Дефицит покрывается перетоками электроэнергии и мощности из смежных энергосистем ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Необходимо также учитывать, что большая часть генерирующего оборудования электростанций Томской области отработала свой парковый ресурс, изношена и требует замены.

Особенностью Томской энергосистемы является наличие в ней предприятий нефтегазового комплекса, расположенных в большей части на севере региона, в то время как основные источники генерации сосредоточены на юге области. Транспорт электрической энергии с юга на север осуществляется по протяженным линиям напряжением 110–220 кВ, имеющим на сегодняшний день очень высокую загрузку, приводящую к тому, что в послеаварийных и ремонтных режимах этих ВЛ требуется ограничение нагрузки потребителей.

Анализ развития и функционирования электросетевого комплекса Томской области выявил основные проблемы существующего состояния электрических сетей, которые требуют решения в ближайшей перспективе:

- высокая степень износа электрических сетей 110 кВ, 220 кВ. Старение и износ электросетевого оборудования опережает темпы реконструкции и техперевооружения, снижает энергобезопасность региона, требуют комплексной реконструкции (часто с демонтажем и строительством новых):

- ПС, отработавшие более 35 лет: 220 кВ – 53,3%, ТР – 48,5%,
110 кВ – 54,3%, ТР – 49,8%,
- ВЛ, отработавшие более 40 лет: 220 кВ – 34,1% (692,5 км),
110 кВ – 30,2% (1358,2 км).

(для филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС и ОАО «ТРК»)

- высокая степень загрузки центров питания 110 – 220 кВ, превышающая допустимые параметры (105% в режимах отключения одного из трансформаторов);

- сниженная энергобезопасность и надежность электроснабжения следующих районов области:

- северных районов области по причине работы электрических связей между Томской ЭС и Тюменской ЭС в разомкнутом режиме, что обусловлено низкой пропускной

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

способностью протяженного транзита 220 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС. В ремонтных и послеаварийных режимах отключение одного из участков транзита 220 кВ приводит к ограничению потребителей или переносу точки деления;

- восточных районов области из-за наличия только одной цепи ВЛ 220 кВ Томская – Асино (Т-218);

- отсутствует возможность поддержания допустимых уровней напряжения в зимних и летних нормальных и послеаварийных режимах в сети 110-220 кВ в связи с отсутствием управляемых СКРМ:

- на транзите 220 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС, а также в сети 110 кВ, запитанной от подстанций 220 кВ транзита: участок 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская. Аварийные ситуации в сети 110 кВ могут привести к снижению напряжения до уровня недопустимого для работы двигателей потребителей нефтедобывающих компаний;

- на транзите 110 кВ Асино – Типсино.

Ниже приведены «Узкие места» Томской энергосистемы с распределением по собственникам энергообъектов и электрооборудования.

«Узкие места» электрической сети филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС

В 2014 году на ПС 220 кВ Советско-Соснинская был заменен АТ-5 мощностью 63 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА. До замены АТ-5 суммарная нагрузка АТ-3, АТ-4 и АТ-5 мощностью 63 МВА каждый в зимний максимум составляла до 82 % (нагрузка ПС 220 кВ Советско-Соснинская в котрольном замере 19.12.2012 г. составила 152 МВА). После замены АТ-5 пропускная способность подстанции увеличилась. Но при аварийном отключении АТ-5 перегруз оставшихся в работе АТ-3 и АТ-4 составит более 20%. При погашении 2 СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская, загрузка оставшегося в работе АТ-3 мощностью 63 МВА составит 241%. Ликвидация токовых перегрузок оставшегося в работе АТ-3 осуществляется АОПО АТ ПС 220 кВ Советско-Соснинская в объеме до 62 МВт в зимний период. Ликвидация токовых перегрузок оставшегося в работе АТ-3 осуществляется АОПО АТ ПС 220 кВ Советско-Соснинская в объеме до 62 МВт в зимний период.

В соответствии с ИП ОАО «ФСК ЕЭС» до 2016 года планируется реконструкция и техперевооружение ПС 220 кВ Советско-Соснинская с заменой АТ-3 и АТ-4, ошиновки, средств связи, релейной защиты, противоаварийной автоматики. На ОРУ 220 кВ рекомендуется применить схему – одна рабочая секционированная система шин с присоединением по одному

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

АТ 220/110 кВ (АТ-3 и АТ-4) к каждой секции и АТ-5 – через развилку из выключателей (к шинам 110 кВ АТ-5 присоединен через развилку из выключателей).

Суммарная нагрузка АТ-1, АТ-2, АТ-3 ПС 220 кВ Парабель мощностью 63 МВА каждый в максимальных зимних режимах составила до 69 % (нагрузка ПС 220 кВ Парабель в контрольном замере 19.12.2012 г. составила 130 МВА). При погашении 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Парабель, нагрузка оставшегося в работе АТ-2 составит 206%, погашение 1 СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Парабель, нагрузка оставшегося в работе АТ-2 составит 209%. По данным собственника данный перегруз автотрансформатора на ПС 220 кВ Парабель недопустим. Необходимо подключение одного из автотрансформаторов (АТ-1 или АТ-3 ПС 220 кВ Парабель) к шинам 110 кВ, 220 кВ ПС 220 кВ Парабель через развилку из выключателей или замена существующих АТ ПС 220 кВ Парабель мощностью 63 МВА каждый на два АТ мощностью 125 МВА.

«Узкие места» электрической сети 110-220 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» Томское ПМЭС приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – «Узкие места» электрической сети филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС

№ п/п	Характеристика "узких мест"	Кол-во шт/ % от общего	Наименование электросетевых объектов
Сети 220 кВ			
1	Линии, находящиеся в эксплуатации более 40 лет:		ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная - Зональная (АТ-216/АТ-215/Т-208), ВЛ 220 кВ Володино - Чажемто I,II цепь (ВЧ-232/222), ВЛ 220 кВ Чажемто - Парабель I,II цепь (ЧП-233/223), ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I,II цепь (НСС-1/2)
	<i>в одноцепном исчислении</i> - км	678,3 / 33,4	
	- шт	4 / 25	
2	Подстанции, находящиеся в эксплуатации более 35 лет*	7 / 46,7	ПС 220 кВ Володино, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ ГПП-220, ПС 220 кВ Парабель, ПС 220 кВ Раскино, ПС 220 кВ Советско-Соснинская, ПС 220 кВ Чапаевка
3	Подстанции, на которых требуется частичная замена оборудования:		ПС 220 кВ Володино, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ ГПП-220, ПС 220 кВ Каргасок, ПС 220 кВ Орловка, ПС 220 кВ Парабель, ПС 220 кВ Раскино, ПС 220 кВ Советско-Соснинская, ПС 220 кВ Чапаевка
	<i>- срок службы автотрансформаторов более 35 лет**</i>	14 / 42,4	
4	Подстанции на которых загрузка автотрансформаторов в послеаварийном режиме выше 105%*	2 / 13,3	ПС 220 кВ Советско-Соснинская, ПС 220 кВ Парабель
* % от общего количества подстанций - 15 штук			
** % от общего количества трансформаторов - 33 штук			
Сети 110 кВ			
1	Подстанции, на которых требуется частичная замена оборудования:		ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Советско-Соснинская
	<i>- срок службы трансформаторов более 35 лет*</i>	5 / 100	
* % от общего количества трансформаторов - 5 штук			

«Узкие места» электрической сети филиала ОАО «ТРК»

Семь подстанций 110 кВ (10,4% от общего количества ПС 110 кВ): ПС 110 кВ Молчаново, ПС 110 кВ Володино-110, ПС 110 кВ Комсомольская, ПС 110 кВ Улу-Юл, ПС 110 кВ Ягодное, ПС 110 кВ Новоильинская, ПС 110 кВ Чажемто эксплуатируются с одним трансформатором.

На трех подстанциях 110 кВ нагрузка трансформаторов в послеаварийном режиме (отключение одного трансформатора) выше 105% (6% от общего количества ПС 110 кВ): ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Левобережная. По данным котрольного замера 19.12.2012 г. суммарная нагрузка по трансформаторам указанных подстанций 110 кВ составила:

- ПС 110 кВ Западная (1х40,5 МВА, 1хх40 МВА) – 47,3 МВА;
- ПС 110 кВ Коммунальная (2х40 МВА) – 46,6 МВА;
- ПС 110 кВ Левобережная (2х25 МВА) – 29 МВА.

К одноцепному транзиту ВЛ 110 кВ Коломинские Гривы – Подгорное – Усть-Бакчар – Высокий Яр – Бакчар – Поротниково – Плотниково – Маркелово – Мельниково-110 присоединены семь подстанций, протяженность транзита составляет 297,1 км. На ПС 110 кВ Бакчар выполнено деление сети. Присоединение семи промежуточных подстанций к одноцепной ВЛ 110 кВ не соответствует руководящим указаниям по проектированию энергосистем и негативно сказывается на надежности электроснабжения существующих потребителей.

«Узкие места» электрической сети 110 кВ ОАО «ТРК» приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – «Узкие места» электрической сети ОАО «ТРК»

№ п/п	Характеристика "узких мест"	Кол-во шт/ % от общего	Наименование электросетевых объектов
Сети 110 кВ			
1	<p>Линии, находящиеся в эксплуатации более 40 лет:</p> <p><i>в одноцепном исчислении</i> - км</p> <p>- шт</p>	<p>1358,2 / 30,2</p> <p>39 / 50</p>	<p>ВЛ 110 кВ Плотниково - Поротниково, ВЛ 110 кВ Поротниково - Бакчар, ВЛ 110 кВ Чилино - Кандаурово, ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №2, ВЛ 110 кВ Володино - Володино-110, ВЛ 110 кВ Володино-110 - Кривошеино, ВЛ 110 кВ Кривошеино - Молчаново, ВЛ 110 кВ Молчаново - Коломинские Гривы, ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №1, ВЛ 110 кВ Володино - Молчановская НПС, ВЛ 110 кВ Молчановская НПС - Тунгусово, ВЛ 110 кВ Тунгусово - Коломинские Гривы, ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь, ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь, ВЛ 110 кВ Восточная - Западная с отпайками I,II цепь, ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная с отпайкой на ПС Северо-Восточная, ВЛ 110 кВ Восточная - Коммунальная, ВЛ 110 кВ Восточная - Солнечная с отпайкой на ПС Северо-Восточная, ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка, ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново, ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь, отп. на ПС Рыбалово, ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь, ВЛ 110 кВ Зональная - Коммунальная, ВЛ 110 кВ Зональная - Солнечная, ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск, ВЛ 110 кВ Восточная - Пиковая, ВЛ 110 кВ ГПП-220 - Пиковая, ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Маркелово, ВЛ 110 кВ Маркелово - Плотниково, ВЛ 110 кВ Асино-220 - Ново-Николаевская, ВЛ 110 кВ Асино - Комсомольская с отпайкой на ПС Первомайская, ВЛ 110 кВ Комсомольская - Улу-Юл, ВЛ 110 кВ Асино - Асино-110 I,II цепь, ВЛ 110 кВ Подгорное - Усть-Бакчар, ВЛ 110 кВ Советская-Соснинская - Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I,II цепь</p>
2	<p>Подстанции, схемы присоединения которых не соответствуют руководящим указаниям по проектированию энергосистем*</p>	7 / 10,4	<p>ПС 110 кВ Подгорное, ПС 110 кВ Усть-Бакчар, ПС 110 кВ Высокий Яр, ПС 110 кВ Бакчар, ПС 110 кВ Поротниково, ПС 110 кВ Плотниково, ПС 110 кВ Маркелово</p>
3	<p>Подстанции с одним трансформатором*</p>	7 / 10,4	<p>ПС 110 кВ Молчаново, ПС 110 кВ Володино-110, ПС 110 кВ Комсомольская, ПС 110 кВ Улу-Юл, ПС 110 кВ Ягодное, ПС 110 кВ Новоильинская, ПС 110 кВ Чажемто</p>

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 9.2

№ п/п	Характеристика "узких мест"	Кол-во шт/ % от общего	Наименование электросетевых объектов
4	Подстанции, на которых требуется частичная замена оборудования:		
	- срок службы трансформаторов превышает нормативный (более 35 лет)**	63 / 49,6	ПС 110 кВ Бройлерная, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Каштак, ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Левобережная, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Мельниково-110, ПС 110 кВ Гусево, ПС 110 кВ Кожевниково, ПС 110 кВ Вороново, ПС 110 кВ П.Дубровка, ПС 110 кВ Чилино, ПС 110 кВ Бакчар, ПС 110 кВ Высокий Яр, ПС 110 кВ Плотниково, ПС 110 кВ Поротниково, ПС 110 кВ Молчаново, ПС 110 кВ Молчановская НПС, ПС 110 кВ Тунгусово, ПС 110 кВ Володино-110, ПС 110 кВ Малиновка, ПС 110 кВ Итатка, ПС 110 кВ Турунтаево, ПС 110 кВ Асино-110, ПС 110 кВ Зырянская, ПС 110 кВ Первомайская, ПС 110 кВ Комсомольск, ПС 110 кВ Улу-Юл, ПС 110 кВ Тегульдет, ПС 110 кВ Чердаты, ПС 110 кВ Белый Яр, ПС 110 кВ Ягодное, ПС 110 кВ Сайга, ПС 110 кВ Н-Николаевка, ПС 110 кВ Батурино, ПС 110 кВ Первомайская МР, ПС 110 кВ Малореченская, ПС 110 кВ Вахская, ПС 110 кВ Стрежевская, ПС 110 кВ Подгорное, ПС 110 кВ Парабель КС, ПС 110 кВ Чажемто
	- отсутствие средств регулирования напряжения под нагрузкой**	7 / 5,5	ПС 110 кВ Вороново, ПС 110 кВ Плотниково, ПС 110 кВ Молчаново, ПС 110 кВ Ягодное, ПС 110 кВ Сайга, ПС 110 кВ Батурино, ПС 110 кВ Подгорное
	- наличие отделителей/короткозамыкателей*	29 / 43,3	ПС 110 кВ Кандинка, ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Семилужки, ПС 110 кВ Гусево, ПС 110 кВ Каргала, ПС 110 кВ Кожевниково, ПС 110 кВ Вороново, ПС 110 кВ Чилино, ПС 110 кВ Бакчар, ПС 110 кВ Ягодное, ПС 110 кВ Сайга, ПС 110 кВ Н-Николаевка, ПС 110 кВ Чажемто, ПС 110 кВ Высокий Яр, ПС 110 кВ Плотниково, ПС 110 кВ Поротниково, ПС 110 кВ Молчаново, ПС 110 кВ Молчановская НПС, ПС 110 кВ Тунгусово, ПС 110 кВ Кривошеино, ПС 110 кВ Володино-110, ПС 110 кВ Итатка, ПС 110 кВ Зырянская, ПС 110 кВ Первомайская, ПС 110 кВ Комсомольск, ПС 110 кВ Улу-Юл, ПС 110 кВ Тегульдет, ПС 110 кВ Чердаты, ПС 110 кВ Белый Яр
5	Подстанции на которых нагрузка трансформаторов в послеварийном режиме выше 105%*	3 / 4,5	ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Левобережная
* % от общего количества подстанций - 67 штук			
** % от общего количества трансформаторов - 127 штук			

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

«Узкие места» электрической сети филиала ОАО «РЖД» Западно-Сибирская железная дорога

На двух подстанциях ОАО «РЖД»: ПС 110 кВ Межениновка (ЭЧЭ-319), ПС 110 кВ Предтеченск (ЭЧЭ-320) трансформаторы отработали нормативный срок службы (более 35 лет). В ячейках трансформаторов установлены отделители и короткозамкатели.

«Узкие места» электрической сети ОАО «Томскнефть» ВНК

На ПС 110 кВ Крапивинская, находящейся на балансе ОАО «Томскнефть» ВНК, загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме отключения одного трансформатора выше 105%.

10 МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ РЕЗЕРВОВ МОЩНОСТИ – УЗЛЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, СТОИМОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ В КОТОРЫХ МИНИМАЛЬНЫ

В рамках разработки Схемы и программы перспективного развития Томской энергосистемы, выполнен анализ последствий увеличения мощности узлов нагрузки Томской энергосистемы с выделением узлов, закрытых для увеличения нагрузки, и узлов, увеличение нагрузки которых возможно. На основании результатов анализа, на уровне 2012-2014 годов определен перечень центров питания, технологическое присоединение к которым не требует значительных капиталовложений.

Обозначим энергоузлы, подключение нагрузки к центрам питания 220-110 кВ которых не связано со значительными затратами в электросетевое строительство: Томский, «ПС 220 кВ Володино», «ПС 220 кВ Мельниково», «ПС 220 кВ Чапаевка», «ПС 220 кВ Асино».

В указанных энергоузлах существует запас по пропускной способности питающих автотрансформаторов и питающих ЛЭП 220-110 кВ, по загрузке трансформаторов на подстанциях 110 кВ (кроме подстанций перечисленных выше с загрузкой в послеаварийных режимах более 105 %).

В таблице 10.1 приведен перечень центров питания 220-110 кВ, затраты на технологическое подключение к которым минимальные. Отдельно указаны подстанции 110 кВ (отмечены знаком «*»), загрузка трансформаторов на которых зафиксирована более 90% в период 2012-2014 гг.

Таблица 10.1 – Перечень центров питания 220-110 кВ, затраты на технологическое подключение к которым минимальные

№ п/п	Наименование ЦП	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Максимальная нагрузка трансформаторов в ПА (по результатам зимнего контрольного замера), МВА			Максимальная нагрузка трансформаторов в ПА (по результатам зимнего контрольного замера), %		
			2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012 г.	2013 г.	2014г.
Энергорайон "Юг"								
Томский энергоузел								
1	ПС 110 кВ Бройлерная *	2x25	25,7	21,0	19,4	102,6	84,0	77,6
2	ПС 110 кВ ГПП-1	2x63	17,9	13,9	16,4	28,4	22,1	26,0
3	ПС 110 кВ ГПП-2	2x63	15,5	15,7	14,2	24,6	24,9	22,5
4	ПС 110 кВ ГПП-3	4x63	52,1	50,5	50,5	27,6	26,7	26,7
5	ПС 110 кВ ГПП-14	2x6,3	1,4	0,9	0,9	21,6	15,1	13,5
6	ПС 110 кВ ГПП-16	2x16	2,9	2,4	2,3	17,9	14,7	14,6
7	ПС 110 кВ ДОК	2x25	12,6	14,8	13,0	50,5	59,3	52,2
8	ПС 110 кВ Каштак *	1x40,5, 1x40	36,3	27,6	26,1	90,9	68,9	65,3
9	ПС 110 кВ ЛПК Партнер-Томск	2x25	14,6	12,9	14,5	58,4	51,6	57,9
10	ПС 110 кВ Межениновка	2x10	2,3	3,0	2,0	23,1	30,1	20,1
11	ПС 110 кВ Научная	2x40	16,6	18,2	14,8	41,5	45,5	37,1

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Продолжение таблицы 10.1

№ п/п	Наименование ЦП	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Максимальная нагрузка трансформаторов в ПА (по результатам зимнего контрольного замера), МВА			Максимальная нагрузка трансформаторов в ПА (по результатам зимнего контрольного замера), %		
			2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
12	ПС 110 кВ Пиковая	2x16	5,1	3,6	6,9	32,2	22,6	42,9
13	ПС 110 кВ Предтеченск	2x16	7,3	3,2	2,0	45,5	19,8	12,5
14	ПС 110 кВ Северо-Восточная	2x16	5,7	4,8	4,4	35,6	30,2	27,3
15	ПС 110 кВ Солнечная	2x16	14,0	13,9	11,6	87,4	87,0	72,3
16	ПС 110 кВ Сураново	2x10	2,6	2,0	2,0	25,7	20,0	20,0
17	ПС 110 кВ ТЭЦ-1	2x40	34,0	27,9	23,2	85,1	69,7	57,9
Энергоузел "ПС 220 кВ Володино"								
1	ПС 110 кВ Володино-110	1x6,3	1,4	1,4	1,4	22,7	22,1	22,1
2	ПС 110 кВ Кривошеино	2x16	6,1	5,0	4,1	38,2	31,3	25,5
3	ПС 110 кВ Молчаново	1x6,3	3,8	3,0	2,7	60,5	47,8	42,2
4	ПС 110 кВ Молчановская НПС	2x25	3,6	7,5	5,4	14,5	30,1	21,6
5	ПС 110 кВ Тунгусово	2x6,3	3,6	2,7	3,1	57,8	42,2	49,7
6	ПС 110 кВ Гусево	2x6,3	1,0	0,6	0,7	15,6	9,2	11,4
7	ПС 110 кВ Каргала	2x10	0,6	3,0	0,5	5,8	30,1	4,5
Энергоузел "ПС 220 кВ Чажемто"								
1	ПС 110 кВ Первомайская НПС	2x25	1,0	0,5	0,5	4,1	2,2	2,0
2	ПС 110 кВ Новоильинская	1x6,3	0,8	2,5	0,6	12,4	40,2	10,0
3	ПС 110 кВ Колпашево	2x40	30,2	23,4	22,1	75,4	58,4	55,4
4	ПС 110 кВ Чажемто (с)	1x6,3	2,5	1,6	1,8	40,2	24,9	29,2
5	ПС 110 кВ Коломинские Гривы	2x6,3	0,9	0,8	1,7	14,1	12,1	26,3
6	ПС 110 кВ Усть-Бакчар	2x6,3	1,2	1,3	1,1	18,6	20,0	18,1
7	ПС 110 кВ Подгорное	1x6,3, 1x10	4,7	3,6	3,6	75,2	57,1	57,3
Энергоузел "ПС 220 кВ Мельниково"								
1	ПС 110 кВ Мельниково-110 *	1x10, 1x16	7,5	10,2	6,6	75,4	102,1	65,6
2	ПС 110 кВ Песочно-Дубровка	2x16	4,7	2,3	2,4	29,1	14,3	14,9
3	ПС 110 кВ Маркелово	2x6,3	1,8	1,2	2,1	27,8	18,6	34,0
4	ПС 110 кВ Плотниково	1x2,5, 1x6,3	0,3	0,7	0,3	12,8	29,2	12,8
5	ПС 110 кВ Поротниково	2x10	0,3	0,3	0,2	3,2	3,2	2,2
6	ПС 110 кВ Бакчар	2x6,3	4,4	3,2	3,3	69,4	51,0	52,4
7	ПС 110 кВ Высокий Яр	2x10	1,5	1,4	1,2	14,9	13,6	11,7
8	ПС 110 кВ Кожевниково *	2x10	9,2	6,7	6,5	91,5	67,1	65,1
9	ПС 110 кВ Уртам	2x6,3	0,2	0,8	0,6	3,5	12,9	10,0
10	ПС 110 кВ Вороново	1x10, 1x6,3	1,6	1,6	1,6	24,9	24,6	25,7
11	ПС 110 кВ Чилино	2x10	1,2	0,7	0,7	12,0	7,3	7,3
12	ПС 110 кВ Кандинка	2x16	7,0	7,9	6,7	43,8	49,3	41,6
13	ПС 110 кВ Орловка	2x25	11,7	14,3	13,7	46,9	57,1	54,9
14	ПС 110 кВ Рыбалово *	2x16	14,7	10,3	12,8	91,9	64,4	80,3
Энергоузел "ПС 220 кВ Асино"								
1	ПС 110 кВ Асино-110	2x40	22,9	17,5	18,6	57,3	43,7	46,5
2	ПС 110 кВ Батурино	1x2,5, 1x6,3	0,8	0,8	0,6	30,5	30,5	25,2
3	ПС 110 кВ Белый Яр	2x10	5,7	4,2	5,0	56,9	42,0	50,2
4	ПС 110 кВ ДОК "Аском"	1x25	1,0	1,5	2,9	3,9	5,8	11,6

329/143-ЭЭС.01 Кн.1

Окончание таблицы 10.1

№ п/п	Наименование ЦП	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Максимальная нагрузка трансформаторов в ПА (по результатам зимнего контрольного замера), МВА			Максимальная нагрузка трансформаторов в ПА (по результатам зимнего контрольного замера), %		
			2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
5	ПС 110 кВ Зырянская	1x10, 1x20	6,8	6,7	7,3	68,0	66,6	72,8
6	ПС 110 кВ Итатка	1x6,3, 1x10	0,8	0,5	0,9	12,1	8,5	14,4
7	ПС 110 кВ Клюквинка	2x6,3	0,6	0,7	0,5	10,0	11,6	8,6
8	ПС 110 кВ Комсомольская	1x10	1,7	2,3	1,8	17,5	22,8	18,4
9	ПС 110 кВ Малиновка	1x10, 1x15	6,6	7,2	7,5	66,1	72,1	75,1
10	ПС 110 кВ Ново-Николавская	2x6,3	1,4	0,9	1,1	22,7	15,1	17,1
11	ПС 110 кВ Первомайская	2x10	7,7	8,1	7,2	77,2	81,4	71,6
12	ПС 110 кВ Сайга	2x2,5	0,5	0,3	0,6	21,5	12,6	25,2
13	ПС 110 кВ Семилужки	2x16	2,1	1,4	1,5	13,1	8,7	9,3
14	ПС 110 кВ Тегульдэт	2x10	2,0	3,0	1,7	19,7	30,1	16,6
15	ПС 110 кВ Типсино	2x6,3	0,2	0,5	0,2	3,5	8,1	3,2
16	ПС 110 кВ Турунтаево	1x20, 1x25	1,8	2,8	1,9	9,2	14,2	9,5
17	ПС 110 кВ Улу-Юл	1x6,3, 1x10	1,6	1,7	1,4	24,8	26,3	22,1
18	ПС 110 кВ Чердаты	2x6,3	3,4	1,2	0,9	54,7	19,6	13,5
19	ПС 110 кВ Ягодное	1x2,5	0,5	0,4	0,1	21,5	17,9	5,6
Энергорайон "Север"								
1	ПС 220 кВ Раскино	2x32	5,8	5,5	5,7	18,3	17,3	17,7
2	ПС 220 кВ Вертикос	2x63	2,0	1,2	4,5	3,2	1,9	7,2
3	ПС 220 кВ Завьялово	2x32	1,1	1,6	0,5	3,4	5,1	1,6
4	ПС 220 кВ Каргасок	2x25	8,2	7,8	6,5	32,9	31,0	25,9
Энергоузел "ПС 220 кВ Чапаевка"								
1	ПС 110 кВ Александровская	2x16	3,9	3,8	4,3	24,4	23,8	26,9
2	ПС 110 кВ Малореченская	2x25	19,4	18,4	19,2	77,6	73,7	76,9
3	ПС 110 кВ Раздольное	2x25	0,6	0,4	4,9	2,4	1,6	19,6
4	ПС 110 кВ Ломовая	2x6,3	2,4	4,0	3,1	37,9	64,1	49,7
5	ПС 110 кВ Катлыгинская	2x25	21,5	17,8	19,2	86,2	71,2	76,9
6	ПС 110 кВ Первомайское м/р	2x16	8,6	10,8	9,8	53,5	67,7	60,9

Приложение А
Возрастная характеристика подстанций и силовых трансформаторов 500-220 кВ Томского предприятия МЭС - филиал ОАО "ФСК ЕЭС" на 01.01.15 г.
(Справочное)

№ п/п	Наименование и подстанционный номер	Номинальное напряжение, кВ	Год ввода, год реконструкции ПС	Трансформаторы		Коммутационная аппаратура: выключатели, отделители, короткозамыкатели			Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.		
				Год изготовления трансформаторов	Год установки трансформаторов	Тип, мощность, кВА	Тип, год установки, кол-во, диспетчерское наименование	Уном/Ином		Юткл	с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
500 кВ												
1	ПС 500 кВ Томская	500/220/10	1979, 1981, 2003, 2004, 2008	1980	1981	3хАОДЦТН-167000/500/220/10	ВВБ-500, 1983/1984, 2, В1-527/В1-526; ВГТ-220, 2003, 1, В-220 АТ-1; ВМПЭ-10, 1981, В-10 АТ-1	500/2000; 220/2500; 10/630	35,5; 40; 31,5	501	36	35
				1980	1982	АОДЦТН-167000/500/220/10 (Резервная фаза)				167		35
				1983	1984	3хАОДЦТН-167000/500/220/10	ВВБ-500, 1983/1984, 2, В2-527/В2-526; ВГТ-220, 2003, 1, В-220 АТ-2; ВМПЭ-10, 1984, В-10 АТ-2	500/2000; 220/2500; 10/630	35,5; 40; 31,5	501		32
220 кВ												
1	ПС 220 кВ Асино	220/110/10	1989	1990	1990	АТДЦТН-125000/220/110/11	ВМТ-220Б-25/1250, 1990, 1, В-220 АТ-1; ВМТ-110Б-25/1250, 1990, 1, В-110 АТ-1; ВКЭМ-10-1600-31,5, 1991, 1, В-10 АТ-1	220/1250; 110/1250; 10/1600	25; 25; 31,5	125	26	25
				1989	1989	АТДЦТН-125000/220/110/11	ВМТ-220Б-25/1250, 1990, 1, В-220 АТ-2; ВМТ-110Б-25/1250, 1989, 1, В-110 АТ-2; ВКЭМ-10-1600-31,5, 1991, 1, В-10 АТ-2	220/1250; 110/1250; 10/1600	25; 25; 31,5	125		26
2	ПС 220 кВ Вертикос	220/110/10	1983	1980	1983	АТДЦТН-63000/220/110/11	У-220, 1982, 1, В-220 АТ-1; ВМПЭ-10, 1982, 1, В-10 АТ-1	220/2000; 10/3200	40; 31,5	63	32	35
				1980	1983	АТДЦТН-63000/220/110/11	У-220, 1982, 1, В-220 АТ-2; ВМПЭ-10, 1982, 1, В-10 АТ-2	220/2000; 10/3200	40; 31,5	63		35
3	ПС 220 кВ Володино	220/110/10	1975	1973	1975	АТДЦТНГ-63000/220/110/10	У-220, 1976, 1, В-220 АТ-1; МКП-110М, 1976, 1, В-110 АТ-1; ВМПЭ-10, 1976, 1, В-10 АТ-1	220/1000; 110/630; 10/2500	25; 20; 20	63	40	42
				1973	1975	АТДЦТНГ-63000/220/110/10	У-220, 1976, 1, В-220 АТ-2; МКП-110М, 1976, 1, В-110 АТ-2; ВМПЭ-10, 1976, 1, В-10 АТ-2	220/1000; 110/630; 10/2500	25; 20; 20	63		42

Продолжение приложения А

№ п/п	Наименование и подстанционный номер	Номинальное напряжение, кВ	Год ввода, год реконструкции ПС	Трансформаторы		Коммутационная аппаратура: выключатели, отделители, короткозамыкатели			Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.		
				Год изготовления трансформаторов	Год установки трансформаторов	Тип, мощность, кВА	Тип, год установки, кол-во, диспетчерское наименование	Уном/Ином		Юткл	с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
4	ПС 220 кВ Восточная	220/110/35/10	1963, 2012	1983	1983	ТДТН-63000/110/35/10	У-110, 1983, 1, В-110 Т-1; МКП-35, 1963, 1, В-35 Т-1; МГТ-10, 1963, 1, В-10 Т-1	110/2000; 35/1000; 10/2000	40; 24,7; 29	63	52	32
				1981	1982	ТДТН-63000/110/35/10	У-110, 1983, 1, В-110 Т-2; МКП-35, 1963, 1, В-35 Т-2; МГТ-10, 1963, 1, В-10 Т-2	110/2000; 35/1000; 10/2000	40; 24,7; 29	63		34
				1978	1978	АТДЦТН-200000/220/110/10	У-220, 1965, 1, В-220 АТ-3; У-110, 1978, 1, В-110 АТ-3	220/1000; 110/2000	26,3; 42	200		37
				1975	1975	АТДЦТН-200000/220/110/10	У-220, 1965, 1, В-220 АТ-4; У-110, 1975, 1, В-110 АТ-4	220/1000; 110/2000	26,3; 42	200		40
				2011	2012	ТДТН-63000/110/35/10	ЛТВ-145, 2012, 1, В-110 Т-5; ББПС-35 Ш-25/1250, 2012, 2, В-35-1 Т-5/В-35-2 Т-5; SION-3AE, 2012, 1, В-10 Т-5	110/3150; 35/1250; 10/2000	40; 25; 25	63		4
5	ПС 220 кВ ГПП-220	220/110/10	1978	1978	1980	АТДЦТН-125000/220/110/10	У-220, 1980, 1, В-220 АТ-1; У-110, 1980, 1, В-110 АТ-1	220/1000; 110/2000	25; 40	125	37	37
				1980	1980	АТДЦТН-125000/220/110/10	У-220, 1980, 1, В-220 АТ-2; У-110, 1980, 1, В-110 АТ-2	220/1000; 110/2000	25; 40	125		35
6	ПС 220 кВ Завьялово	220/10	1983	1979	1980	ТРДН-32000/220/11	У-220, 1980, 1, В-220 Т-1; ВМПЭ-10, 1983, 1, В-10 Т-1	220/1000; 10/3200	25; 31,5	32	32	36
				1979	1980	ТРДН-32000/220/11	У-220, 1980, 1, В-220 Т-2; ВМПЭ-10, 1983, 1, В-10 Т-2	220/1000; 10/3200	25; 31,5	32		36
7	ПС 220 кВ Зональная	220/110/10	1992, 2012	1991	1992	АТДЦТН-200000/220/110/10	ВМТ-220Б-25/1250, 1992, 2, В-1-220 АТ-215/В-1-220 Т-208; ВМТ-110Б-25/1250, 1992, 1, В-110 АТ-1	220/1250; 110/1250	25; 25	200	23	24
				2012	2012	АТДЦТН-200000/220/110/10	НРЛ-245ВІ, 2013, 2, В-2-220 АТ-215/В-2-220 Т-208; ЛТВ-145DІ В, 2013, 1, В-110 АТ-2	220/4000; 110/3150	50; 40	200		3
8	ПС 220 кВ Каргасок	220/10	1982	1977	1978	ТДТН-25000/220/35/11	У-220, 1978, 1, В-220 Т-1; ВМПЭ-10, 1978, 1, В-10 Т-1	220/600; 10/1500	25; 31,5	25	33	38
				1980	1980	ТДТН-25000/220/35/11	У-220, 1978, 1, В-220 Т-2; ВМПЭ-10, 1978, 1, В-10 Т-2	220/2000; 10/1500	25; 31,5	25		35
9	ПС 220 кВ Мельниково	220/110/10	1990	1990	1990	АТДЦТН-63000/220/110/11	ВМТ-220Б-25/1250, 1990, 1, В-220 Т-219; ВМТ-110Б-25/1250, 1991, 1, В-110 АТ-1	220/1250; 110/1250	25; 25	63	25	25
				1989	1990	АТДЦТН-63000/220/110/11	ВМТ-220Б-25/1250, 1990, 1, В-220 Т-220; ВМТ-110Б-25/1250, 1991, 1, В-110 АТ-2	220/1250; 110/1250	25; 25	63		26

Продолжение приложения А

№ п/п	Наименование и подстанционный номер	Номинальное напряжение, кВ	Год ввода, год реконструкции ПС	Трансформаторы		Коммутационная аппаратура: выключатели, отделители, короткозамыкатели			Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.			
				Год изготовления трансформаторов	Год установки трансформаторов	Тип, мощность, кВА	Тип, год установки, кол-во, диспетчерское наименование	Уном/Ином		Юткл	с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра	
10	ПС 220 кВ Орловка	220/35/10	1979	1978	1980	ТДТН-25000/220/35/11	У-220, 1980, 1, В-220 ТВ-231; С-35М, 1981, 1, В-35 Т-1; ВМПЭ-10, 1979, 1, В-10 Т-1	220/1000; 35/630; 10/3000	25; 10; 20	25	36	37	
				1978	1980	ТДТН-25000/220/35/11	У-220, 1980, 1, В-220 ТВ-221; С-35М, 1981, 1, В-35 Т-2; ВМПЭ-10, 1980, 1, В-10 Т-2	220/1000; 35/630; 10/3000	25; 10; 20			25	37
11	ПС 220 кВ Парабель	220/110/10	1972	1971	1972	АТДЦТГН-63000/220/110/10	У-220М, 1975, 1, В-220 АТ-1; МКП-110Б, 1982, 1, В-110 АТ-1; ВМПЭ-10, 1972, 1, В-10 АТ-1	220/2000; 110/1000; 10/3000	25; 20; 20	63	43	44	
				1971	1972	АТДЦТГН-63000/220/110/10	У-220М, 1975, 1, В-220 АТ-2; МКП-110Б, 1982, 1, В-110 АТ-2; ВМПЭ-10, 1972, 1, В-10 АТ-2	220/2000; 110/1000; 10/3000	25; 20; 20			44	
				1981	1984	АТДЦТГН-63000/220/110/10	У-220, 1983, 1, В-220 АТ-3; МКП-110М, 1981, 1, В-110 АТ-3	220/2000; 110/1000	25; 20			63	34
12	ПС 220 кВ Раскино	220/10	1976	1973	1975	ТРДНГ-32000/220/10	У-220М, 1975, 1, В-220 Т-1; ВМПЭ-10, 1976, 1, В-10 Т-1	220/2000; 10/2500	25; 20	32	39	42	
				1973	1975	ТРДНГ-32000/220/10	У-220М, 1976, 1, В-220 Т-2; ВМПЭ-10, 1976, 1, В-10 Т-2	220/2000; 10/2500	25; 20			32	42
13	ПС 220 кВ Советско-Соснинская	220/110/35/6	1972, 2014	1972	1973	ТДТН-63000/110/35/6	МКП-110, 1973, 1, В-110 Т-1; МКП-35, 1972, 1, В-35 Т-1; ВМПЭ-10, 1972, 2, В-6-1 Т-1/В-6-2 Т-1	110/600; 35/1500; 6/3000	18,4; 24,7; 20	63	43	43	
				1982	1982	ТДТН-63000/110/35/6	МКП-110, 1982, 1, В-110 Т-2; МКП-35, 1972, 1, В-35 Т-2; ВМПЭ-10, 1972, 2, В-6-3 Т-2/В-6-4 Т-2	110/600; 35/1000; 6/3000	18,4; 24,7; 20			63	33
				1981	1983	АТДЦГН-63000/220/110/10	У-220, 1980, 1, В-220 АТ-3; МКП-110, 1983, 1, В-110 АТ-3	220/2000; 110/600	25; 18,4			63	34
				1980	1983	АТДЦГН-63000/220/110/10	У-220, 1980, 1, В-220 АТ-4; МКП-110, 1983, 1, В-110 АТ-4	220/2000; 110/600	25; 18,4			63	35
				2013	2014	МФРН 8154 (локальный-АТДЦТН-125000/220/110УХЛ1(ХЛ1))	ВГТ-1А1-220П*-40/3150 ХЛ1, 2014, 1, В-220 АТ-5; ВГТ-110 ХЛ1*, 2014, 2, В-110-1 АТ-5, В-110-2 АТ-5;	220/3150; 110/3150	40; 40;			125	2
14	ПС 220 кВ Чажемто	220/110/10	1981	1980	1981	АТДЦТН-63000/220/110/11	У-220, 1981, 1, В-220 АТ-1; МКП-110М, 1981, 1, В-110 АТ-1; ВМПЭ-10, 1982, 1, В-10 АТ-1	220/1000; 110/630; 10/3150	25; 20; 31,5	63	34	35	
				1980	1981	АТДЦТН-63000/220/110/10	У-220, 1981, 1, В-220 АТ-2; МКП-110М, 1981, 1, В-110 АТ-2; ВМПЭ-10, 1981, 1, В-10 АТ-2	220/2000; 110/630; 10/3150	25; 20; 31,5			63	35

Окончание приложения А

№ п/п	Наименование и подстанционный номер	Номинальное напряжение, кВ	Год ввода, год реконструкции ПС	Трансформаторы		Коммутационная аппаратура: выключатели, отделители, короткозамыкатели			Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.		
				Год изготовления трансформаторов	Год установки трансформаторов	Тип, мощность, кВА	Тип, год установки, кол-во, диспетчерское наименование	Uном/Iном		Iоткл	с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
15	ПС 220 кВ Чапаевка	220/110/10	1974	1978	1978	АТДЦТГН-63000/220/110/10	У-220, 1978, 1, В-220 АТ-1; МКП-110М, 1978, 1, В-110 АТ-1; ВМПЭ-10, 1978, 1, В-10 АТ-1	220/2000; 110/630; 10/3200	25; 20; 31,5	63	41	37
				1976	1978	АТДЦТГН-63000/220/110/10	У-220, 1978, 1, В-220 АТ-2; МКП-110М, 1978, 1, В-110 АТ-2; ВМПЭ-10, 1978, 1, В-10 АТ-2	220/2000; 110/630; 10/3200	25; 20; 31,5	63		39
				1983	1983	АТДЦТН-63000/220/110/11	У-220, 1985, 1, В-220 АТ-3; МКП-110Б, 1984, 1, В-110 АТ-3	220/2000; 110/630	25; 20	63		32

Приложение Б
Возрастная характеристика линий электропередачи 500-220 кВ филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС на 01.01.15 г.
(Справочное)

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение, кВ	Провод				Опоры		Срок службы на 01.01.2015 г.
				Длина по трассе, км	Марка	Кол-во в одной фазе	Количество цепей	Материал	Тип	
500 кВ										
1	ВЛ 500 кВ Итатская - Томская	1986	500	45,64	3хАС-300/39	3	1	металл	ПБ-3. Р-2, У2.	29
2	ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская - Томская	1980	500	45,54	3хАС-330/43	3	1	металл	ПБ-4. Р-2, У2.	35
220 кВ										
1	ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь (Т-203/204)	1975	220	28,35	АСО-500	1	2	металл	ПС-220-6, У-220-2	40
2	ВЛ 220 кВ Томская - ЭС-2 СХК (Т-205)	1981	220	22,1	АСО-300	1	1	ж/б	П-220, ПС-220-5, У-220-1	34
3	ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 – Томская (Т-210)	1974	220	14,2	АСО-300	2	1	металл.	ПОТ, ПБ-220-4, 2У-36М, У-220-2т	41
		1987	220	8,9	АСО-500	1	1	ж/б	ПБ-220-1, У-220-1, У-220-3	28
4	ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь (Т-211/212)	1986	220	1,8	АСО-500	1	2	металл.	П-220-2, У-220-2	29
5	ВЛ 220 кВ Томская - ГПП-220 (Т-213)	1981	220	23	АСО-300	1	1	ж/б	П-220а, ПС-220-1, У-220-1	34
6	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная - Зональная (АТ-216/АТ-215/Т-208)	1962	200	48,05	АСО-500	1	2	металл.	ПБГ-4, П-220-2т, ПУ5Б-4, АБГ-4, У-220-2т, У-220-1	53
7	ВЛ 220 кВ Томская - Асино (Т-218)	1975	220	66,6	АСО-300	1	1	ж/б	ПБ-220-4, П-220-2, У-220-1, У-220-2, Убт-1	40
8	ВЛ 220 кВ Володино - Мельниково I,II цепь (Т-219/Т-220)	1990	220	68,7	АС-240/32	1	2	ж/б	П-220, ПС-220-5, У-220-1	25
9	ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-231/ТВ-221)	1975	220	113,3	АС-240, АСО-300, АСУС-500	1	2	металл, ж/б	П-220-2т, ПБ-220-4, ПОТ, П-26М, У-36М, У-220-2т, Н-158	40
10	ВЛ 220 кВ Володино - Чажемто I,II цепь (ВЧ-232/222)	1972	220	146,2	АСО-300	1	2	металл,	ПОТ, У-36М, У-220-2т	43
11	ВЛ 220 кВ Чажемто - Парабель I,II цепь (ЧП-233/223)	1972	220	123,3	АСО-300	1	2	металл,	ПОТ, У-36М, У-220-2т	43
12	ВЛ 220 кВ Парабель - Вертикос с отпайками I,II цепь (ПВ-234/224)	1975	220	147,4	АСО-300	1	2	металл, ж/б	ПОТ, П-26м, П-220-2т, ПБД-220-2цу, У-36М, У-38М, АТП-58, У-220-3, У-220-2т	40
13	ВЛ 220 кВ Вертикос - Раскино I,II цепь (ВР-237/227)	1975	220	45,7	АСО-300	1	2	металл,	ПОТ, П-220-2т, У-36М, У-220-2т	40
14	ВЛ 220 кВ Раскино - Чапаевка I,II цепь (РЧ-235/225)	1979	220	88	АСО-240, АС-240/32	1	2	металл,	ПОТ, П-220-2т, У-36М, У-220-2т	36
15	ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I,II цепь (ЧС-236/226)	1981	220	117	АС-240/32, АСУ-300, АСУС-500	1	2	металл,	ПОТ, П-26М, У-36М, У-220-2т, У-38М, Н-150.	34
16	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I,II цепь (НСС-1/2)	1971	220	21,6	АС-240	1	2	металл,	ПОТ, П-26М, У-36М, У-220-2т, У-38М, Н-150.	44

Приложение В
Возрастная характеристика подстанций и силовых трансформаторов 110 кВ ОАО «ТРК» на 01.01.2015 г.
(Справочное)

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Диспетчерский номер трансформатора	Тип, мощность, МВА	Год изготовления трансформаторов	Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.	
								с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
110 кВ									
1	ПС 110 кВ Бройлерная	110/35/10	1979	T1	ТДТН-25000/110/35/10	1977	25,0	36	38
				T2	ТДТН-25000/110/35/10	1978	25,0		37
2	ПС 110 кВ Западная	110/35/10	1969	T1	ТДТНГ-40500/110/35/10	1971	40,5	46	44
				T2	ТДТН-40000/110/35/10	1967	40,0		48
3	ПС 110 кВ Кандинка	110/35/10	1980	T1	ТДТН-16000/110/35/10	1979	16,0	35	36
				T2	ТДТН-16000/110/35/10	1979	16,0		36
4	ПС 110 кВ Каштак	110/35/10	1969	T1	ТДТН-40000/110/35/10	1980	40,0	46	35
				T2	ТДТН-40500/110/35/10	1961	40,5		54
5	ПС 110 кВ Коммунальная	110/35/10	1982	T1	ТДТН-40000/110/35/10	1982	40,0	33	33
				T2	ТДТН-40000/110/35/10	1965	40,0		50
6	ПС 110 кВ Левобережная	110/35/10	1964	T1	ТДТН-25000/110/35/10	1973	25,0	51	42
				T2	ТДТН-25000/110/35/10	1973	25,0		42
7	ПС 110 кВ Октябрьская	110/35/10	1964	T1	ТДТН-40000/110/35/10	1966	40,0	51	49
				T2	ТДТН-40500/110/35/10	1966	40,5		49
8	ПС 110 кВ Пиковая	110/35/6	1995	T1	ТДТН-16000/110/6	1996	16,0	20	19
				T2	ТДТН-16000/110/6	1994	16,0		21
9	ПС 110 кВ Северо-Восточная	110/10	1989	T1	ТДН-16000/110/10	1988	16,0	26	27
				T2	ТДН-16000/110/10	1988	16,0		27
10	ПС 110 кВ Семилужки	110/10	1985	T1	ТДН-16000/110/10	1984	16,0	30	31
				T2	ТДН-16000/110/10	1984	16,0		31
11	ПС 110 кВ Солнечная	110/10	1987	T1	ТДН-25000/110/10	2013	25,0	28	2
				T2	ТДН-25000/110/10	2013	25,0		2
12	ПС 110 кВ Рыбалово	110/35/10	1986	T1	ТДТН-16000/110/35/10	1982	16,0	29	33
				T2	ТДТН-16000/110/35/10	1986	16,0		29
13	ПС 110 кВ Мельниково-110	110/35/10	1966	T1	ТДТН-10000/110/35/10	1973	10,0	49	42
				T2	ТДТН-16000/110/35/10	1975	16,0		40
14	ПС 110 кВ Гусево	110/35/10	1976	T1	ТМТ-6300/110/35/10	1970	6,3	39	45
				T2	ТМТН-6300/110/35/10	1989	6,3		26
15	ПС 110 кВ Каргала	110/10	1987	T1	ТДТН-10000/110/35/10	1987	10,0	28	28
				T2	ТДТН-10000/110/35/10	1988	10,0		27
16	ПС 110 кВ Маркелово	110/10	1971	T1	ТМН-6300/110/10	1992	6,3	44	23
				T2	ТМН-6300/110/10	1986	6,3		29
17	ПС 110 кВ Кожевниково	110/35/10	1966	T1	ТДТН-10000/110/35/10	1978	10,0	49	37
				T2	ТДТН-10000/110/35/10	1966	10,0		49

Продолжение приложения В

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Диспетчерский номер трансформатора	Тип, мощность, МВА	Год изготовления трансформаторов	Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.	
								с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
18	ПС 110 кВ Вороново	110/10	1968	T1	ТДТН-10000/110/35/10	1974	10,0	47	41
				T2	ТМ-6300/110/10	1967	6,3		48
19	ПС 110 кВ П.Дубровка	110/35/10	1975	T1	ТДТН-16000/110/35/10	1972	16,0	40	43
				T2	ТДТН-16000/110/35/10	1971	16,0		44
20	ПС 110 кВ Уртам	110/10	1992	T1	ТМН-6300/110/10	1992	6,3	23	23
				T2	ТМН-6300/110/10	1990	6,3		25
21	ПС 110 кВ Чилино	110/10	1968	T1	ТДТН-10000/110/35/10	1976	10,0	47	39
				T2	ТДТН-10000/110/35/10	1976	10,0		39
22	ПС 110 кВ Бакчар	110/35/10	1973	T1	ТМТ-6300/110/35/10	1973	6,3	42	42
				T2	ТМТН-6300/110/35/10	1964	6,3		51
23	ПС 110 кВ Высокий Яр	110/35/10	1983	T1	ТДТН-10000/110/35/10	1974	10,0	32	41
				T2	ТДТН-10000/110/35/10	1982	10,0		33
24	ПС 110 кВ Плотниково	110/10	1971	T1	ТАМГ-2500/110/10	1971	2,5	44	44
				T2	ТМН-6300/110/10	1971	6,3		44
25	ПС 110 кВ Поротниково	110/10	1975	T1	ТДН-10000/110/10	1975	10,0	40	40
				T2	ТДН-10000/110/10	1975	10,0		40
26	ПС 110 кВ Молчаново	110/10	1970	T1	ТМ-6300/110/10	1970	6,3	45	45
27	ПС 110 кВ Молчановская НПС	110/10	1974	T1	ТРДН-25000/110/35/10	1974	25,0	41	41
				T2	ТРДН-25000/110/35/10	1974	25,0		41
28	ПС 110 кВ Тунгусово	110/35/10	1972	T1	ТМТН-6300/110/35/10	1982	6,3	43	33
				T2	ТМТ-6300/110/35/10	1965	6,3		50
29	ПС 110 кВ Кривошеино	110/10	1987	T1	ТДН-16000/110/10	1992	16,0	28	23
				T2	ТДН-16000/110/10	1992	16,0		23
30	ПС 110 кВ Володино-110	110/10	1967	T2	ТМН-6300/110/10	1966	6,3	48	49
31	ПС 110 кВ Малиновка	110/35/10	1966	T1	ТДТНг-10000/110/35/10	1963	10,0	49	52
				T2	IT\R-15000/110/35/10	1962	15,0		53
32	ПС 110 кВ Итатка	110/10	1966	T1	ТМТ-6300/110/10	1964	6,3	49	51
				T2	ТДТНГ-10000/110/10	1964	10,0		51
33	ПС 110 кВ Турунтаево	110/35/10	1983	T1	ТДТН-25000/110/35/10	1981	25,0	32	34
				T2	ТДТНг-20000/110/35/10	1962	20,0		53
34	ПС 110 кВ Асино-110	110/35/10	1964	T-1	ТДТН-40000/110	1977	40,0	51	38
				T-2	ТДТН-40000/110	1978	40,0		37
35	ПС 110 кВ Зырянская	110/35/10	1967	T-1	ТДТН-10000/110	1970	10,0	48	45
				T-2	ТДТН-20000/110	1966	20,0		49
36	ПС 110 кВ Первомайская	110/35/10	1975	T-1	ТДТН-10000/110	1974	10,0	40	41
				T-2	ТДТН-10000/110	1973	10,0		42
				T-2	ТДТН-10000/110	1972	10,0		43

Продолжение приложения В

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Диспетчерский номер трансформатора	Тип, мощность, МВА	Год изготовления трансформаторов	Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.	
								с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
37	ПС 110 кВ Комсомольск	110/35/10	1971	Т-1	ТДТН-10000/110	1969	10,0	44	46
38	ПС 110 кВ Улу-Юл	110/35/10	1972	Т-1	ТМТН-6300/110	1972	6,3	43	43
39	ПС 110 кВ Тегульдет	110/35/10	1979	Т-1	ТДТН-10000/110	1980	10,0	36	35
				Т-2	ТДТН-10000/110	1972	10,0		43
40	ПС 110 кВ Чердаты	110/35/10	1977	Т-1	ТМН-6300/110	1976	6,3	38	39
				Т-2	ТМН-6300/110	1983	6,3		32
				Т-3	ТАМ-1800/35	1962	1,8		53
				Т-4	ТАМ-1800/35	1964	1,8		51
41	ПС 110 кВ Клюквинка	110/35/10	1988	Т-1	ТМТН-6300/110	1987	6,3	27	28
				Т-2	ТМТН-6300/110	1986	6,3		29
42	ПС 110 кВ Белый Яр	110/10	1977	Т-1	ТДН-10000/110	1976	10,0	38	39
				Т-2	ТДН-10000/110	1982	10,0		33
43	ПС 110 кВ Ягодное	110/10	1979	Т-1	ТАМГ-2500/110	1971	2,5	36	44
44	ПС 110 кВ Сайга	110/10	1977	Т-1	ТМН-2500/110	1976	2,5	38	39
				Т-2	ТАМГ-2500/110	1968	2,5		47
45	ПС 110 кВ Ново-Николаевка	110/10	1979	Т-1	ТМН-6300/110	1978	6,3	36	37
				Т-2	ТМН-6300/110	1979	6,3		36
46	ПС 110 кВ Батурино	110/10	1993	Т-1	ТМН-6300/110	1991	6,3	22	24
				Т-2	ТАМП-2500/110	1966	2,5		49
47	ПС 110 кВ Игольская	110/35/6	1990	Т-1	ТДТН-25000/110-79У1	1991	25,0	25	24
				Т-2	ТДТН-25000/110-79У1	1991	25,0		24
48	ПС 110 кВ Александрово	110/35/10	1982	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10-80У1	1984	16,0	33	31
				Т-2	ТДТН-16000/110/35/10-80У1	1984	16,0		31
49	ПС 110 кВ Ломовая	110/35/6	1986	Т-1	ТМТН-6300/110-81У1	1987	6,3	29	28
				Т-2	ТМТН-6300/110-80У1	1986	6,3		29
50	ПС 110 кВ Раздольное	110/10	1981	Т-1	ТРДН-25000/110-76У1	1979	25,0	34	36
				Т-2	ТРДН-25000/110-76У1	1980	25,0		35
51	ПС 110 кВ Первомайская МР	110/35/6	1984	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1976	16,0	31	39
				Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	1988	16,0		27
52	ПС 110 кВ Малореченская	110/35/6	1988	Т-1	ТДТН-25000/110-67У1	1979	25,0	27	36
				Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	1977	25,0		38
53	ПС 110 кВ Вахская	110/35/6	1979	Т-2	ТДТН-25000/110-67У1	1979	25,0	36	36
				Т-3	ТДТН-25000/110/35/6	1977	25,0		38
54	ПС 110 кВ Стрежевская	110/35/10	1972	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1971	25,0	43	44
				Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	1971	25,0		44

Окончание приложения В

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Диспетчерский номер трансформатора	Тип, мощность, МВА	Год изготовления трансформаторов	Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.	
								с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
55	ПС 110 кВ Коломинские Гривы	110/10	1970	T-1	ТМН-6300-110/10	1991	6,3	45	24
				T-2	ТМТН-6300-110/35/10	1987	6,3		28
56	ПС 110 кВ Подгорное	110/10	1971	T-1	ТМ-6300-110/10	1969	6,3	44	46
				T-2	ТДТН-10000-110/35/10	1982	6,3		33
57	ПС 110 кВ Усть-Бакчар	110/10	1976	T-1	ТМН-6300-110/10	1991	6,3	39	24
				T-2	ТМН-6300-110/10	1989	6,3		26
58	ПС 110 кВ Типсино	110/35/10	1991	T-1	ТМТН-6300-110/35/10	1991	6,3	24	24
				T-2	ТМТН-6300-110/35/10	1991	6,3		24
59	ПС 110 кВ Новоильинская	110/35/10	1984	T	ТМТН-6300-110/35/10	1983	6,3	31	32
60	ПС 110 кВ Колпашево	110/35/10	1972	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	1988	40,0	43	27
				T-2	ТДТН-40000/110/35/10	1987	40,0		28
61	ПС 110 кВ Лугинецкая	110/35/6	1984	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1979	25,0	31	36
				T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1979	25,0		36
62	ПС 110 кВ Калиновая	110/35/6	1987	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1986	25,0	28	29
				T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1986	25,0		29
63	ПС 110 кВ Останинская	110/35/6	1987	T-1	ТДТН-16000/110/35/6	1984	16,0	28	31
				T-2	ТДТН-16000/110/35/6	1984	16,0		31
64	ПС 110 кВ Тарская	110/35/10	1984	T-1	ТМТН-6300-110/35/10	1982	6,3	31	33
				T-2	ТМТН-6300-110/35/10	1983	6,3		32
65	ПС 110 кВ Парабель КС	110/10	1980	T-1	ТРДН-25000/110/10	1976	25,0	35	39
				T-2	ТРДН-25000/110/10	1976	25,0		39
66	ПС 110 кВ Чажемто	110/10	1972	T	ТМН-6300-110/10	1976	6,3	43	39
67	ПС 110 кВ Первомайская НПС	110/10	1987	T-1	ТДТН-25000/110/10	1987	25,0	28	28
				T-2	ТДТН-25000/110/10	1987	25,0		28
68	ПС 110 кВ Московский тракт	110/6	2012	T-1	ТДТН-25000/110/6	2012	25,0	3	3
				T-2	ТДТН-25000/110/6	2012	25,0		3
69	ПС 110 кВ ДОК	110/10/6	1980	T-2	ТРДН-25000/110/6/6	1980	25,0	35	35
				T-1	ТМ-3200/10/6	1980	3,2		35
70	ПС 110 кВ Научная	110/35/10	2009	T-1	25000/110/35/10	2009	40,0	6	6
				T-2	25000/110/35/10	2009	40,0		6

Приложение Г
Возрастная характеристика линий электропередачи 110 кВ ОАО «ТРК» на 01.01.2015 г.
(Справочное)

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование (назначение)	Год ввода в эксплуатацию	Провод				Материал опор	Наименование РЭС	Срок службы на 01.01.2015 г.
				Марка	Количество цепей	Протяженность по трассе, км	Протяженность по цепям, км			
1	С-43	ВЛ 110 кВ Плотниково - Поротниково	1973	АС-150	1	54,8	54,8	ж/б, м	Бакчарский	42
2	С-44	ВЛ 110 кВ Поротниково - Бакчар	1973	АС-150	1	18,5	18,5	ж/б, м	Бакчарский	42
3	С-45	ВЛ 110 кВ Бакчар - Высокий Яр	1974	АС-120	1	34,8	34,8	ж/б, м	Бакчарский	41
4	С-46	ВЛ 110 кВ Высокий Яр - Усть-Бакчар	1975	АС-95	1	19	19	ж/б, м	Бакчарский	40
5	С-18	ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Кожевниково, опоры (№103-207)	1974	АС-95	1	23,8	23,8	ж/б, м	Кожевниковский	41
6	С-19	ВЛ 110 кВ Кожевниково - Уртам	1980	АС-70	1	16,9	16,9	ж/б, м	Кожевниковский	35
7	С-19А	ВЛ 110 кВ Уртам - Вороново	1980	АС-70	1	17,9	17,9	ж/б, м	Кожевниковский	35
8	С-20	ВЛ 110 кВ Вороново - Чилино	1980	АС-70	1	25,9	25,9	ж/б, м	Кожевниковский	35
9	С-21	ВЛ 110 кВ Чилино - Кандаурово	1972	АС-70	1	33	33	ж/б, м	Кожевниковский	43
10	С-22	ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №2	1967	АС-185	1	15	15	ж/б, м	Кривошеинский	48
11	С-23	ВЛ 110 кВ Володино - Володино-110	1967	АС-185	1	5,1	5,1	ж/б, м	Кривошеинский	48
12	С-24	ВЛ 110 кВ Володино-110 - Кривошеино	1968	АС-185	1	28,8	28,8	ж/б, м	Кривошеинский	47
13	С-25	ВЛ 110 кВ Кривошеино - Молчаново	1967	АС-185	1	27,55	27,55	ж/б, м	Кривошеинский	48
14	С-26	ВЛ 110 кВ Молчаново - Коломинские Гривы	1969	АС-185	1	32	32	ж/б, м	Кривошеинский	46
15	С-32	ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №1	1972	АС-185	1	16	16	ж/б, м	Кривошеинский	43
16	С-33	ВЛ 110 кВ Володино - Молчановская НПС	1967	АС-185	1	61,3	61,3	ж/б, м	Кривошеинский	48
17	С-34	ВЛ 110 кВ Молчановская НПС - Тунгусово	1968	АС-185	1	13,7	13,7	ж/б, м	Кривошеинский	47
18	С-35	ВЛ 110 кВ Тунгусово - Коломинские Гривы	1969	АС-185	1	14	14	ж/б, м	Кривошеинский	46
19	С-1/2	ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	1964	АС-150	2	6,1	12,2	ж/б, м	Центральный	51
20	С-3/4	ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	1965	АС-185	2	7,5	15	ж/б, м	Центральный	50
21	С-5/6	ВЛ 110 кВ Восточная - Западная с отпайками I,II цепь	1969	АС-185	2	5,85	11,7	ж/б, м	СВЛ	46
22	С-7	ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная с отпайкой на ПС Северо-Восточная	1964	АС-185	1	8,7	8,7	ж/б, м	СВЛ	51
23	С-7 отп.	отп. на ПС Северо-Восточная	1989	АЖ-120	1	4,2	4,2	ж/б, м	СВЛ	26
24	С-7Б	ВЛ 110 кВ Бройлерная - Малиновка	1995	АС-185	1	27,8	27,8	ж/б, м	СВЛ	20
25	С-7М	ВЛ 110 кВ Малиновка - Итатка	1985	АС-185	1	20,5	20,5	ж/б, м	СВЛ	30
26	С-8	ВЛ 110 кВ Восточная - Малиновка	1974	АС-185	1	34	34	ж/б, м	СВЛ	41
27	С-9	ВЛ 110 кВ Восточная - Коммунальная	1970	АС-150	2	14,3	28,6	ж/б, м	СВЛ	45

Продолжение приложения Г

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование (назначение)	Год ввода в эксплуатацию	Провод				Материал опор	Наименование РЭС	Срок службы на 01.01.2015 г.
				Марка	Количество цепей	Протяженность по трассе, км	Протяженность по цепям, км			
28	С-10	ВЛ 110 кВ Восточная - Солнечная с отпайкой на ПС Северо-Восточная	1970	АС-150	2	11,7	23,4	ж/б, м	СВЛ	45
29	С-11	ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	1970	АС-150	1	27,7	27,7	ж/б, м	СВЛ	45
30	С-12	ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	1970	АС-150	1	21	21	ж/б, м	СВЛ	45
31	С-13/14	ВЛ 110 кВ Левобережная - Кандинка-110	1981	АС-120, АС-185	2	24,3	48,6	ж/б, м	СВЛ	34
32	С-15/16	ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	1971	АС-185	2	45,37	90,74	ж/б, м	СВЛ	44
33	С-15/16 отп	отп. на ПС Рыбалово	1971	АС-95	2	1,6	3,2	ж/б, м	СВЛ	44
34	С-75/76	ВЛ 110 кВ Малиновка - Турунтаево	1981	АС-70, АС-95	2	43,17	86,34	ж/б, м	СВЛ	34
35	С-75А/76А	отп. на ПС Семилужки	1984	АС-70	2	6,2	12,4	ж/б, м	СВЛ	31
36	С-80/81	ВЛ 110 кВ Зональная - Октябрьская с отпайкой на ПС Научная I,II цепь	1991	АС-185	2	7,6	15,2	ж/б, м	СВЛ	24
37	С-82/83	ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь	1965	АС-185, Б-150	2	18,81	37,62	ж/б, м	СВЛ	50
38	С-82А/83А	отп. на ПС ТЭЦ-1	1986	АС-120	2	6,4	12,8	ж/б, м	СВЛ	29
39	С-84	ВЛ 110 кВ Зональная - Коммунальная	1970	АС-150	2	13,2	26,4	ж/б, м	СВЛ	45
40	С-85	ВЛ 110 кВ Зональная - Солнечная	1970	АС-150	2	10,6	21,2	ж/б, м	СВЛ	45
41	С-86	ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	1970	АС-150	1	6,4	6,4	ж/б, м	СВЛ	45
42	С-107/108	ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная I,II цепь	1975	АС-185	2	6,4	12,8	ж/б, м	СВЛ	40
43	Т-2	ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 СХК с отпайками	1980	АС-150, АС-185	1	4,2	4,2	ж/б, м	СВЛ	35
44	Т-4	ВЛ 110 кВ Восточная - Пиковая	1964	АС-185	1	2,5	2,5	ж/б, м	СВЛ	51
45	Т-4А	ВЛ 110 кВ ГПП-220 - Пиковая	1964,2	АС-185	1	13,6	13,6	ж/б, м	СВЛ	51
46	С-15/16	ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	1972	АС-185	2	5,94	11,88	м	Шегарский	43
47	С-18	ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Кожевниково	1974	АС-95	1	22	22	ж/б, м	Шегарский	41
48	С-22	ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №2	1967	АС-185	1	59	59	ж/б, м	Шегарский	48
49	С-22	отп. на ПС Кургала	1988	АС-95	1	0,6	0,6	ж/б, м	Шегарский	27
50	С-22	отп. на ПС Гусево	1976	АС-70	1	3,6	3,6	ж/б, м	Шегарский	39
51	С-32	ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №1	1972	АС-185	1	58	58	ж/б, м	Шегарский	43
52	С-32	отп. на ПС Кургала	1988	АС-95	1	0,1	0,1	ж/б, м	Шегарский	27

Продолжение приложения Г

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование (назначение)	Год ввода в эксплуатацию	Провод				Материал опор	Наименование РЭС	Срок службы на 01.01.2015 г.
				Марка	Количество цепей	Протяженность по трассе, км	Протяженность по цепям, км			
53	С-32	отп. на ПС Гусево	1976	АС-70	1	6	6	ж/б, м	Шегарский	39
54	С-41	ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Маркелово	1970	АС-150	1	39,5	39,5	ж/б, м	Шегарский	45
55	С-42	ВЛ 110 кВ Маркелово - Плотниково	1971	АС-150	1	39	39	ж/б, м	Шегарский	44
56	С-71/72	ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Песочно-Дубровка	1976	АС-70	2	48,2	96,4	ж/б, м	Шегарский	39
57	С-60	ВЛ 110 кВ Асино - Ново-Николаевская	1973	АС-70	1	60,1	60,1	ж/б, м	Асиновский	42
58	С-67	ВЛ 110 кВ Асино - Ново-Николаевская	1988	АС-95	1	47,8	47,8	ж/б, м	Асиновский	27
59	С-61/62	ВЛ 110 кВ Асино-110 - Чердаты	1976	АС-95, АС-120	2	71,5	143	ж/б, м	Асиновский	39
60	С-52	ВЛ 110 кВ Асино - Комсомольская с отпайкой на ПС Первомайская	1972	АС-185, АС-70	1	58,6	58,6	ж/б, м	Асиновский	43
61			1970					ж/б, м		45
62	С-7А	ВЛ 110 кВ Итатка - Асино-110	1985	АС-185	1	32,6	32,6	ж/б, м	Асиновский	30
63	С-53	ВЛ 110 кВ Комсомольская - Улу-Юл	1973	АС-150	1	45	45	ж/б, м	Асиновский	42
64	С-68/69	ВЛ 110 кВ Асино - Асино-110 I,II цепь	1972	АС-185	2	5	10	ж/б, м	Асиновский	43
65	С-54	ВЛ 110 кВ Улу-Юл - Сайга	1974	АС-150	1	43,8	43,8	ж/б, м	Асиновский	41
66	С-63/64	ВЛ 110 кВ Чердаты - Тегульдэт	1978	АС-70	2	87,3	174,6	ж/б, м	Асиновский	37
67	С-73/74	ВЛ 110 кВ Ново-Николаевская - Батурино	1993	АС-70	2	72,4	144,8	ж/б, м	Асиновский	22
68	С-51	ВЛ 110 кВ Асино - Первомайская	1988	АС-185	1	22,19	22,19	ж/б, м	Асиновский	27
69	С-55	ВЛ 110 кВ Сайга - Ягодное	1976	АС-120	1	28,2	28,2	ж/б, м	Белоярский	39
70	С-56	ВЛ 110 кВ Ягодное - Белый Яр	1976	АС-120	1	30	30	ж/б, м	Белоярский	39
71	С-58/59	ВЛ 110 кВ Белый Яр - Клюквинка	1988	АС-70	2	54,3	108,6	ж/б, м	Белоярский	27
72	С-57	ВЛ 110 кВ Белый Яр - Типсино	1982	АС-120	1	63,43	63,43	ж/б, м	Белоярский	33
73	С-103,104	ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	1982	АС-240	2	178,15	356,3	м	Сл. Линий	33
74	С-57,С-57К	ВЛ 110 кВ Белый Яр - Колпашево	1982	АС-120	1	78,16	79,26	ж/б, м	Сл. Линий	33
75	С-105,106	заход отпайки на ПС Останинская	1984	АС-150	2	2,13	4,26	м	Сл. Линий	31
76	С-40	заходы на ПС Чажемто	1981	АС-185	1	4,67	9,34	м	Колпашевский	34
77	С-91П, С-92П	ВЛ 110 кВ Катильгинская - Первомайская	1981	АС-95	2	25,8	51,6	м	Каргасокский	34
78	С-38,С-28, С-35, С-26, С-29, С-39	ВЛ 110 кВ Коломинские Гривы-Чажемто (С-38,С-28)-31, ВЛ 110 кВ Мельн/Чаж/-Колпашево 84,16 км	1981	АС-185		84,16	118,32	ж/б, м	Колпашевский	34
79	С-40	ВЛ 110 кВ Чажемто - Колпашево с отпайкой на ПС Новоильинская	1985	АС-185	1	58,56	58,56	ж/б, м	Сл. Линий	30
80	С-110	ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I цепь	1992	АС-240	1	163,5	163,5	м	Сл. Линий	23
81	С-109	ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская II цепь	1990	АС-240	1	163,5	163,5	м	Сл. Линий	25

Окончание приложения Г

№ п/п	Диспетчерское наименование	Наименование (назначение)	Год ввода в эксплуатацию	Провод				Материал опор	Наименование РЭС	Срок службы на 01.01.2015 г.
				Марка	Количество цепей	Протяженность по трассе, км	Протяженность по цепям, км			
82	С-105,С-106	ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Калиновая	1984	АС-150	2	86,2	172,4	м	Сл. Линий	31
83	С-101,С-102	ВЛ 110 кВ Парабель - КС	1980	АС-95	2	2,6	5,21	ж/б, м	Парабельский	35
84	С-27,С-47, С-46	ВЛ 110 кВ Подгорное - Усть-Бакчар	1970	АС-95	1	92,4	92,4	ж/б, м	Чаинский	45
85	С-95,С-96	ВЛ 110 кВ Раздольное - Александровская с отпайкой на ПС Малореченская I,II цепь	1981	АС-95	2	19,15	38,3	ж/б, м	Александровский	34
86	СС-3,СС-4	ВЛ 110 кВ Советская-Соснинская - Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I,II цепь	1971	АС-150	2	28,3	56,6	ж/б, м	Александровский	44
87	СВ-5	ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская	1978	АС-150	1	113,1	113,1	м	Александровский	37
88	СВ-3,СВ-4	ВЛ 110 кВ Стрежевская - Вахская	1991	АС-150	2	78,7	157,4	ж/б, м	Александровский	24
89	С-111, С-112	ВЛ 110 кВ Чажемто - Первомайская НПС	1987	АС-120	2	14,5	29	м	Колпашевский	28
90	С-94	ВЛ 110 кВ Чапаевка - Раздольное №2	1981	АС-95	1	16	16	ж/б, м	Александровский	34
91	С-91,С-92	ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь	1979	АС-120	2	183,63	367,26	м	Александровский	36
92	С-93	ВЛ 110 кВ Чапаевка - Раздольное №1	1980	АС-95	1	16	16	ж/б, м	Александровский	35

Приложение Д
Возрастная характеристика подстанций и силовых трансформаторов 110-35 кВ филиала ОАО «РЖД» Западно-Сибирская железная дорога и
прочих сетевых компаний, крупных потребителей на 01.01.2015 г.
(Справочное)

№ п/п	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения, кВ	Год ввода, год реконструкции ПС	Трансформаторы			Коммутационная аппаратура: выключатели, отделители, короткозамыкатели			Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.	
				Год изготовления трансформаторов	Год установки трансформаторов	Тип, мощность, кВА	Тип, год установки, кол-во, диспетчерское наименование	Uном/Inом	Iоткл		с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
ОАО "РЖД"												
110 кВ												
1	ЭЧЭ-319 Межениновка	110/35/10	1969	1970	1970	ТДТН-10000/110/35/10	МКП-110М-20/600, 1969г, 1 шт, ВС-110	110 кВ/600 А	0,08 с	10	46	45
				1968	1970	ТДТН-10000/110/35/10	ОД(3)-1-110М/630, 1969г, 2 шт, ОД-110Т1, ОД-110Т2	110 кВ/630 А		10		47
							КЗ-110 У1, 1969г, 2 шт, КЗ-110Т1, КЗ-110Т2	110 кВ				
2	ЭЧЭ-320 Предтеченск	110/10	1969	1978	1979	ТДН-16000/110/10	МКП-110М-20/600, 1969г, 1 шт, ВС-110	110 кВ/600 А	0,08 с	16	46	37
				1977	1978	ТДН-16000/110/10	ОД(3)-1-110М/630, 1969г, 2 шт, ОД-110Т1, ОД-110Т2	110 кВ/630 А		16		38
							КЗ-110 У1, 1969г, 2 шт, КЗ-110Т1, КЗ-110Т2	110 кВ				
ООО "Томскнефтехим"												
110 кВ												
1	ПС 110 кВ ГПП-1	110/10	1981	1979	1981	ТРДЦН-63000/110-76-У1				63	34	36
				1979	1981	ТРДЦН-63000/110-76-У1			63	36		
2	ПС 110 кВ ГПП-2	110/10	1982	1981	1982	ТРДЦН-63000/110-76-У1				63	33	34
				1981	1982	ТРДЦН-63000/110-76-У1			63	34		
3	ПС 110 кВ ГПП-3	110/10	1989	1989	1989	ТРДН-63000/110-У1 (Т-1)	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1; 1989; 3; В-С-115, В-С-134, СВ-110 кВ;	110/1250	25	63	26	26
				1989	1989	ТРДН-63000/110-У1 (Т-2)				63		26
				1989	1989	ТРДН-63000/110-У1 (Т-3)				63		26
				1989	1989	ТРДН-63000/110-У1 (Т-4)				63		26
4	ПС 110 кВ ГПП-14	110/10	1981	1979	1981	ТМН-6300/110-71У1	МКП-110М-630-20; 1981; 3; МВ-1Т, МВ-2Т, МШМВ	110/630	20	6,3	34	36
				1979	1981	ТМН-6300/110-71У1				6,3		36
5	ПС 110 кВ ГПП-16	110/10	1981	1979	1981	ТДН-16000/110-76У1	МКП-110М-630-20; 1981; 3; МВ С-122, МВ С-135, МСМВ	110/630	20	16	34	36
				1979	1981	ТДН-16000/110-76У1				16		36
ОАО "Томскнефть" ВНК												
110 кВ												
1	ПС 110 кВ Двуреченская	110/35/6	2004	2007	2013	ТДТН-25000/110 У1	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 2004г. В-110 1Т	110/1250	25 кА	25	11	8
				2002	2004	ТДТН-25000/110 УХЛ1	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 2004г. В-110 2Т	110/1250	25 кА	25		13

Продолжение приложения Д

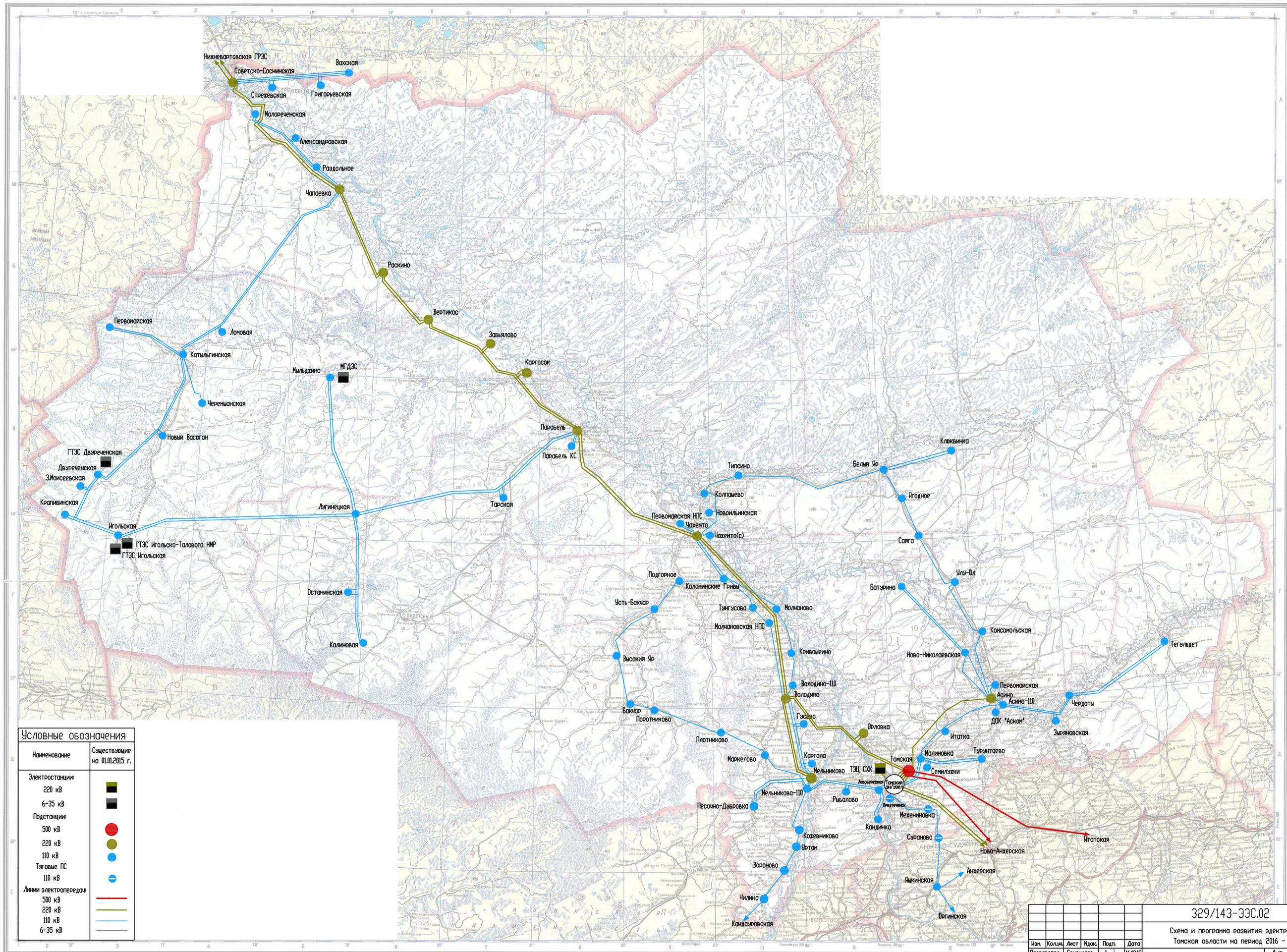
№ п/п	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения, кВ	Год ввода, год реконструкции ПС	Трансформаторы			Коммутационная аппаратура: выключатели, отделители, короткозамыкатели			Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.	
				Год изготовления трансформаторов	Год установки трансформаторов	Тип, мощность, кВА	Тип, год установки, кол-во, диспетчерское наименование	Uном/Inом	Iоткл		с года ввода ПС	с года изгот. тр-ра
2	ПС 110 кВ Западно-Моисеевская	110/35/6	2004	2002	2004	ТДТН-25000/110 УХЛ1	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 2004г. В-110 1Т	110/1250	25 кА	25	11	13
				2003	2004	ТДТН-25000/110 УХЛ1	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 2004г. В-110 2Т	110/1250	25 кА	25		12
3	ПС 110 кВ Крапивинская	110/35/6	2002	2001	2002	ТДТН-25000/110 УХЛ1	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 2004г. В-110 1Т	110/1250	25 кА	25	13	14
				2001	2002	ТДТН-25000/110 УХЛ1	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 2004г. В-110 2Т	110/1250	25 кА	25		14
4	ПС 110 кВ Катильгинская	110/35/6	2004	2002	2014	ТДТН-25000/110 У1	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 2004г. В-110 1Т	110/1250	25 кА	25	11	13
				2003	2004	ТДТН-25000/110 У1	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 2004г. В-110 2Т	110/1250	25 кА	25		12
5	ПС 110 кВ Новый Васюган	110/10	2008	2006	2007	ТМН-6300/110УХЛ1	ВГТ-110 11*-40/2500хл1, 2007г. В-110 1Т	110/1250	40 кА	6,3	7	9
				2006	2007	ТМН-6300/110УХЛ1	ВГТ-110 11*-40/2500хл1, 2007г. В-110 2Т	110/1250	40 кА	6,3		9
6	ПС 110 кВ Черемшанская	110/35/6	2009	2009	2009	ТДТН-16000/110-УХЛ	ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 2009г. В-110 3Т	110/2500	40 кА	16	6	6
				2007	2007	ТДНС-1000/35-У1	ВВС-35П-20/630 УХЛ1 2003г. В-35 1Т	35/630	20 кА	1		8
				2007	2007	ТДНС-1000/35-У1	ВВС-35П-20/630 УХЛ1 2003г. В-35 1Т	35/630	20 кА	1		8
7	ПС 110 кВ Григорьевская	110/35/6	2010	2009	2010	ТДТН-16000/110-ХЛ1	ВЭБ-110-40/2500	110/2500	40	16	5	6
				2009	2010	ТДТН-16000/110-ХЛ1	ВЭБ-110-40/2500	110/2500	40	16		6
35 кВ												
1	ОРУ-35 ГТЭС Двуреченская	35/6	2013	2012	2013	ТМН-10000/35УХЛ1	ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1 2012г. В-35 1Т	35/1000	25000	10	2	3
				2012	2013	ТМН-10000/35УХЛ1	ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1 2012г. В-35 2Т	35/1000	25000	10		3
				2012	2013	ТМН-10000/35УХЛ1	ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1 2012г. В-35 3Т	35/1000	25000	10		3
				2012	2013	ТМН-10000/35УХЛ1	ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1 2012г. В-35 4Т	35/1000	25000	10		3
2	ОРУ 35 ГТЭС Игольско-Талового нмр	35/6	2007	2004	2007	ТРДНС-25000/35-ХЛ1	ВГБ-35-12.5/630 УХЛ 1 2007г. В-35 1Т	35/630	12,5	25	8	11
				2004	2007	ТРДНС-25000/35-ХЛ1	ВГБ-35-12.5/630 УХЛ 1 2007г. В-35 2Т	35/630	12,5	25		11

Окончание приложения Д

№ п/п	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения, кВ	Год ввода, год реконструкции ПС	Трансформаторы			Коммутационная аппаратура: выключатели, отделители, короткозамыкатели			Установленная мощность на 01.01.2015 г., МВА	Срок службы на 01.01.2015 г.	
				Год изготовления трансформаторов	Год установки трансформаторов	Тип, мощность, кВА	Тип, год установки, кол-во, диспетчерское наименование	Uном/Inом	Iоткл		с года ввода ПС	с года изготов. тр-ра
ЗАО "Сибкабель"												
35 кВ												
1	ПС 35 кВ Сибкабель	35/6	1995	1986	1995	ТДНС-10000/35/6	Выключатель С-35М-630-10АУ1,1995г	35/630	450	10	20	29
				1986	1995	ТДНС-10000/35/6	Выключатель С-35М-630-10АУ1,1995г	35/630	450	10		29
2	ПС 35 кВ Эмальпровод	35/10	1985	1978	1985	ТДНС-10000/35/10	Выключатель МКП-35-1000-25,1985г	35/1000	600	10	30	37
				1989	1985	ТДНС-10000/35/10	Выключатель МКП-35-1000-25,1989г	35/1000	600	10		26
ОАО "Особая экономическая зона технико-внедренческого типа "Томск"												
35 кВ												
1	ПС 35 кВ ОЭЗ-3	35/10	2011	2010	2011	ТМН-2500/35/10 УХЛ-1	ВБ/ЭЛКО/ТП-35-25/1000, 2011г., 1 шт	35/1000	25 кА	2,5	4	5

Приложение Е
Возрастная характеристика линий электропередачи 110-35 кВ прочих сетевых компаний, крупных потребителей на 01.01.15 г.
(Справочное)

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Напряжение, кВ	Провод				Опоры		Наличие грозозащитного троса	Срок службы на 01.01.2015 г.
				Длина по трассе, км	Марка	Кол-во в одной фазе	Количество цепей	Материал	Тип		
ООО "Томскнефтехим"											
110 кВ											
1	ВЛ 110 кВ Томская ТЭЦ-3 – ГПП-1 (С-131)	1981	110	3,322	АСК-150/24	1	1	Мет.	У-110-2	Да	34
2	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-1 (С-123)	1981	110	4,500	АСК-150/24	1	1	Мет.	У-110-2	Да	34
3	ВЛ 110 кВ Томская ТЭЦ-3 – ГПП-2 (С-132)	1982	110	5,034	АСК-150/24	1	1	Мет.	У-110-2	Да	33
4	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-2 (С-125)	1982	110	5,830	АСК-150/24	1	1	Мет.	У-110-2	Да	33
5	ВЛ 110 кВ Томская ТЭЦ-3 – ГПП-3 (С-134)	1989	110	2,900	АС-300/2	1	1	Мет.	У-110-2	Да	26
6	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-3 (С-115)	1989	110	2,890	АС-300/2	1	1	Мет.	У-110-2	Да	26
7	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-14 (С-120)	1981	110	10,500	АС-185/29	1	1	Мет.	У-110-2	Да	34
8	ВЛ 110 кВ С-6Д	1981	110	1,443	АС-95	1	1	Мет.	У-110-2	Да	34
9	ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ГПП-16 (С-122)	1981	110	8,600	АС-70/11	1	1	Ж/б	ПБ-110-1	Да	34
10	ВЛ 110 кВ Томская ТЭЦ-3 – ГПП-16 (С-135)	1981	110	8,400	АСК-70/11	1	1	Ж/б	ПБ-110-1	Да	34
ОАО "Томскнефть" ВНК											
110 кВ											
1	ВЛ 110 кВ Двуреченская – Катъльгинская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь (С-97/С-98)	2004 оп.№1-417; 2008 оп.№184/1-184/10	110	138,609	АС-120	1	2	сталь	П-110-4В, УС-110-8	ПС-50	11
2	ВЛ 110 кВ Катъльгинская - Черемшанская (С-92Ч/ЦЛ-3)	1982 оп.№1-157; 2004 оп.№158-225	110/35	69 / 69,45	АС-120	1	2	сталь	П-110-4В, УС-110-8	ПС-50	33
3	ВЛ 110 кВ Игольская – Двуреченская с отпайками I,II цепь (С-140/С-141)	2003	110	98,7	АС-120	1	2	сталь	П-110-4В, УС-110-8	ПС-50	12
4	ВЛ 110 кВ Александрово - Малореченская (С-95м/96м)	1982	110	40,7	АС-120	1	2	сталь	П-110-4В, УС-110-8	ПС-50	33
5	ВЛ 110 кВ Чапаевка – Катъльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь (С-91/С-92)	2004	110	1,124	АС-120	1	2	сталь	П-110-4В, УС-110-8	ПС-50	11
6	ВЛ 110 кВ Катъльгинская - Первомайская (С-91П/С-92П)	2004	110	1,9	АС-120	1	2	сталь	П-110-4В, УС-110-8	ПС-50	11
7	ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I,II цепь (СС-3/СС-4)	2010	110	0,5	АС-120	1	2	сталь		есть	5
ЗАО "Сибкабель"											
35 кВ											
1	ВЛ-3592, ВЛ-3593	1995	35	4,78	АС-95, АС-120	19	2	17оп-М, 8оп-Ж/б	УС110, ПБ-110	С-50	20
2	ВЛ-3511А	2005	35	0,336	АС-120	19	1	4оп-М, 1оп-Ж/б	УБт110-1оп, У110-3оп, ПБ110-1оп	С-50	10
3	ВЛ-3512	1998	35	1,35	АС-150	19	1	10оп-М	П110	ПС-50	17

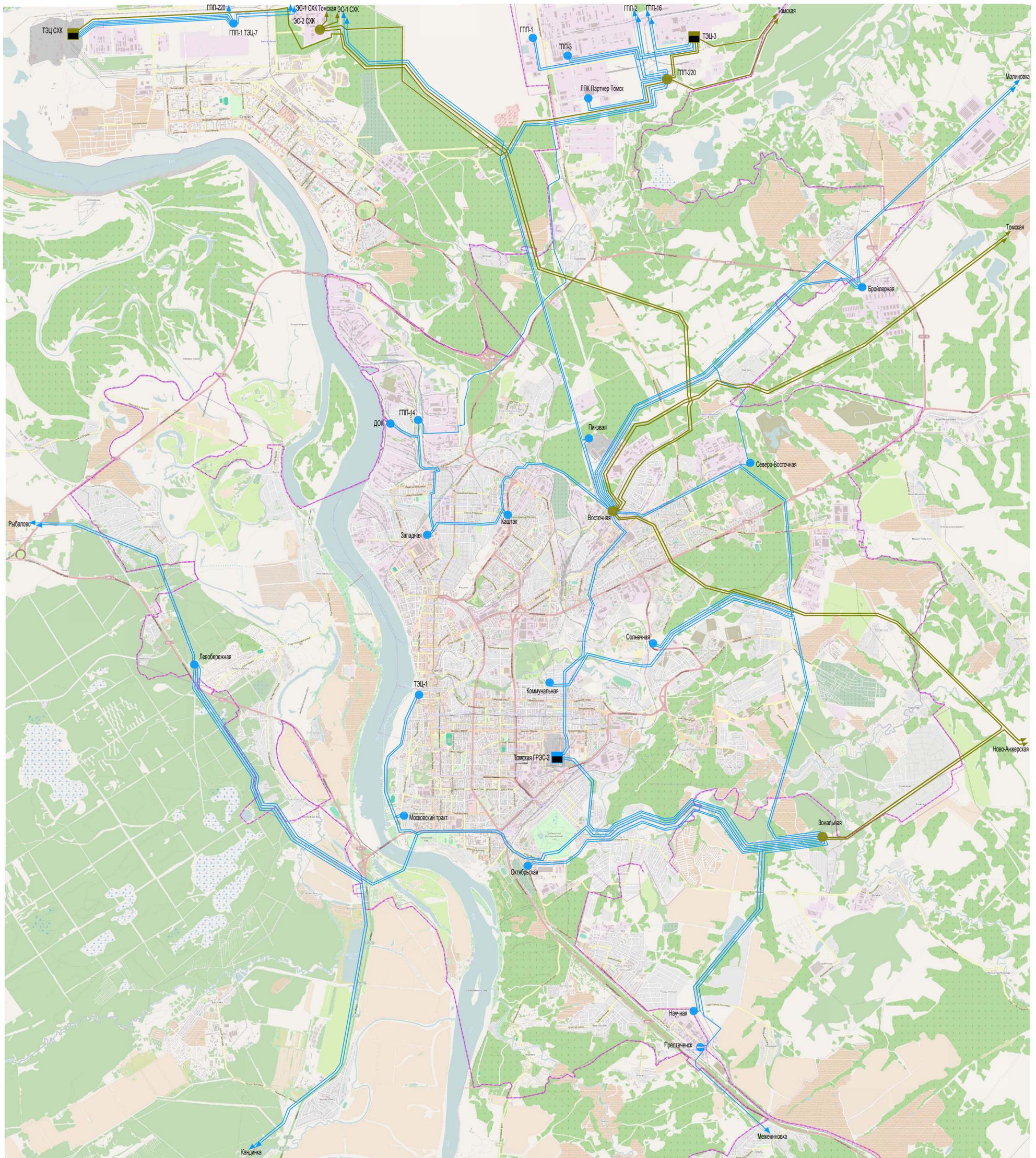


Условные обозначения

Наименование	Существование на 01.01.2015 г.
Электростанции:	
220 кВ	■
6-35 кВ	■
Подстанции:	
500 кВ	●
220 кВ	●
110 кВ	●
Тяговые ПС	●
110 кВ	●
Линии электропередачи:	
500 кВ	—
220 кВ	—
110 кВ	—
6-35 кВ	—

						329/143-330.02					
						Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 – 2020 годы					
Иск.	Колыч	Лист	Наск.	Подп.	Дата	Ретропективная оценка формирования электроэнергетики Томской области в 2010 – 2014 гг.			Лит.	Лист	Листов
Разработал	Семенов	1			16.03.15	ВС		1			
Проверил	Гладышев				16.03.15						
Гл. спец.	Воложж				16.03.15						
Нач. отд.	Деева				16.03.15						
ГИП	Камышев				16.03.15						
Нормоконтр.	Мерзляков				16.03.15						

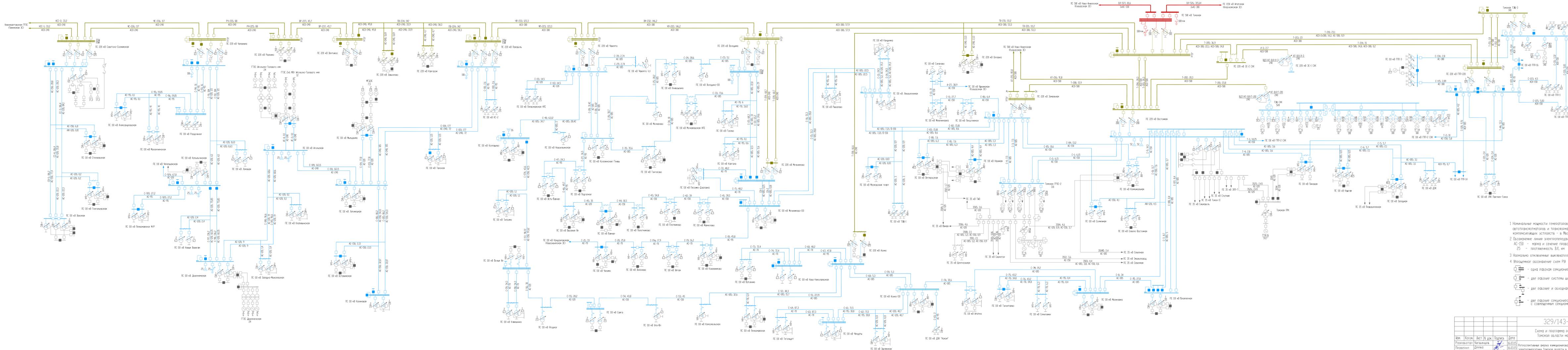
3АО "Сибирский ЭНПЦ"
СИПЭС



Условные обозначения

Наименование	Существующие на 01.01.2015 г.
Электростанции:	
220 кВ	
110 кВ	
Подстанции:	
220 кВ	
110 кВ	
Тяговые ПС	
110 кВ	
Линии электропередач:	
220 кВ	
110 кВ	

						329/143-ЗЭС.03			
						Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы			
Изм.	Кол-во	Лист	Иск.	Подп.	Дата	Ретропективный анализ функционирования электроэнергетики Томской области в 2010-2014 гг.	Лит.	Лист	Листов
							ВС		1
Разработал	Семедьяев				16.03.15		Карта-схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше г. Томска на 01.01.2015	ЗАО "Сибирский ЗНЦ" СИЛЭС	
Проверил	Глазырина				16.03.15				
Гл. спец.	Волощук				16.03.15				
Нач. отд.	Деева				16.03.15				
ГИП	Кашарников				16.03.15				
Нормоконтр.	Мерляков				16.03.15				



- 1 Номинальные мощности генераторов указаны в МВт, автотрансформаторов и трансформаторов - в МВА, компенсирующих устройств - в Мвар
- 2 Обозначение линии электропередачи: AC-150 - марка и сечение провода, 25 - протяженность ВЛ, км
- 3Normally open circuit breakers are marked with a solid black square
- 4 Standard scheme designation:
 - ☐ - one working section, the system bus is closed by the circuit breaker
 - ☐☐ - two working sections
 - ☐☐☐ - two working sections and the system bus
 - ☐☐☐☐ - two working sections and the system bus with a common section and the busbar circuit breaker

329/143-33С.04					
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы					
Имя	Коллж	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разработал	Чуришченко	2	16.03.15		16.03.15
Проверил	Дегев	2	16.03.15		16.03.15
Гл. спец.	Воложик	2	16.03.15		16.03.15
Нач. отд.	Дегев	2	16.03.15		16.03.15
Гл.инж.	Кашышкин	2	16.03.15		16.03.15
Нормоконтроль	Мерлякова	2	16.03.15		16.03.15

Ретропективный анализ электрификации электроэнергетики Томской области в 2009-2014 гг.

Схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше г. Томск на 01.01.2015 г.

Страница	Лист	Листов
ВС		1

ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"
СИПС



Закрытое акционерное общество
«Сибирский энергетический научно-технический центр»

Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы

Перспектива развития электроэнергетики Томской области
на период 2016-2020 годы

329/143-ЭЭС

Книга 2.1

Пояснительная записка



Закрытое акционерное общество
«Сибирский энергетический научно-технический центр»
Департамент электрических сетей
Сибирский институт проектирования энергосистем

Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы

Перспектива развития электроэнергетики Томской области
на период 2016-2020 годы

329/143-ЭЭС

Книга 2.1

Пояснительная записка

Директор департамента


Д.В. Гладких

Директор института


Е.С. Котиков

Главный инженер проекта


М.В. Кашурников

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Состав проекта	3
Состав исполнителей	4
1 Введение	5
2 Прогноз балансовой ситуации энергосистемы Томской области на период 2016 – 2020 гг.	7
2.1 Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Томской области на период 2016 – 2020 гг.	7
2.2 Прогноз развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы Томской области на период 2016 – 2020 гг.	13
2.3 Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности энергосистемы Томской области на период 2016 – 2020 гг.	15
3 Прогноз потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Томской области на период 2016 – 2020 гг.	27
4 Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период 2016 – 2020 гг.	29
5 Основные направления развития электросетевого комплекса энергосистемы Томской области напряжением 110 кВ и выше на период 2016 – 2020 гг.	36
5.1 Общие направления и принципы формирования перспективной схемы электрической сети 110 кВ и выше на период 2016 – 2020 гг.	36
5.2 Вводы и реконструкция сетевых объектов 500-220 кВ, принятые в соответствии с проектом Схемы и Программы развития ЕЭС России на период 2015 – 2021 гг. и инвестиционными программами субъектов электроэнергетики Томской области	38
5.3 Основы формирования расчетной модели и анализа режимов потокораспределения	39
5.4 Описание режимов работы электрической сети энергосистемы Томской области	41
5.4.1 Описание режимов работы электрической сети энергосистемы Томской области в период 2016-2020 гг.	41
5.4.2 Описание режимов работы электрической сети Томской энергосистемы с учетом ввода транзита 500 кВ Томск-Нижневартовская ГРЭС	115
5.5 Перечень «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше	140
5.6 Анализ режимов работы энергосистемы Томской области при выводе из эксплуатации отработавшего свой ресурс энергогенерирующего оборудования	147
6 Предложения по развитию электрической сети Томской области	176
7 Разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Томской области	192
8 Прогноз развития энергетики Томской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива	199
9 Оценка объемов инвестиций в электросетевой комплекс. Сводные данные по развитию электрической сети	205

СОСТАВ ПРОЕКТА

Обозначение	Наименование	Примечание
329/143-ЭЭС Книга 1	Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики Томской области в 2010-2014 гг.	
329/143-ЭЭС Книга 2.1	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Пояснительная записка	
329/143-ЭЭС Книга 2.2	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Графическая часть	

СОСТАВ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	ФИО	Подпись
Главный инженер	Жидков А.А	
Зам. главного инженера	Савлевич А.Т.	
Главный инженер проекта	Кашурников М.В.	
Начальник отдела	Деева Т.В.	
Начальник отдела	Пахорукова О.Е.	
Начальник отдела	Мерзляков В.В.	
Зам. начальника отдела	Бондарева Н.С.	
Начальник сектора	Аминов Р.Р.	
Начальник сектора	Котикова Е.Л.	
Главный специалист	Волощук Л.А.	
Главный специалист	Ложкина Г.С.	
Главный специалист	Самсонова Е.С.	
Главный специалист	Будылин В.С.	
Главный специалист	Лимасова Н.А.	
Главный специалист	Шалагинова В.П.	
Ведущий инженер	Авсиевич Г.Я.	
Ведущий инженер	Глазырина О.А.	
Ведущий инженер	Гетманская Е.Е.	
Ведущий инженер	Горшкова Л.Ф.	
Ведущий инженер	Костырев А.В.	
Инженер 1 категории	Паршина Н.П.	
Инженер 1 категории	Чигвинцев И.С.	
Инженер 1 категории	Задорожный С.Е.	
Инженер 1 категории	Евсеенко П.Н.	
Инженер	Семендяев Р.Ю.	

1 ВВЕДЕНИЕ

Данный научно-технический отчет разработан в рамках выполнения работы «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы» по государственному контракту № 329 от 23.09.2014 г. с Администрацией Томской области.

Целью работы является разработка комплексной программы развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей на территории Томской области на среднесрочный период с целью обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией, а также в связи с необходимостью повышения безопасности, надежности, качества, энергетической и экономической эффективности электро- и теплоснабжения потребителей.

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы разработана в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823).

Отчет состоит из трех книг:

- Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики Томской области в 2010-2014 гг.
- Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Пояснительная записка;
- Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Графическая часть.

Для достижения заявленной цели в рамках настоящей книги «Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг.» решаются следующие задачи:

- Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Томской области на период 2016-2020 гг.;
- Прогноз развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы Томской области на период 2016-2020 гг.;
- Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности энергосистемы Томской области на период 2016-2020 гг.;
- Прогноз потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Томской области и разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Томской области на период 2016–2020 гг.;
- Оценка потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период 2016–2020 гг.;

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- Прогноз развития энергетики Томской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива;
- Расчет и анализ режимов потокораспределения и уровней напряжения в распределительных сетях 110 кВ и выше энергосистемы Томской области на перспективу 2016 г. и 2020 гг.;

На основании прогноза роста нагрузки, разработанных перспективных балансов электрической энергии и мощности, а так же расчетов и анализа электроэнергетических режимов, потокораспределения активной, реактивной мощности и уровней напряжения на шинах подстанций энергосистемы Томской области:

- Разработаны рекомендации по формированию и развитию основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Томской области, с учетом объемов нового строительства, реконструкции и техперевооружения электросетевых объектов;
- Предложены конкретные решения по ликвидации выявленных проблем функционирования энергосистемы;
- Выполнена оценка потребности в инвестициях на реализацию предложенных объемов строительства и реконструкции, необходимых для развития электрической сети энергосистемы Томской области на период 2016-2020 гг.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

2 ПРОГНОЗ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2016 – 2020 ГГ.

2.1 Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Томской области на период 2016 – 2020 гг.

Одной из важнейших задач, решаемых в регионе, является обеспечение устойчивого развития Томской энергосистемы при обязательном согласовании с перспективами развития всей совокупности потребителей в ее пределах и с учетом ее функционирования в составе ОЭС Сибири.

Прогноз спроса на электрическую мощность и энергию разработан на основании следующих данных:

- Заявок и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «Томская распределительная компания», филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири и других сетевых компаний, функционирующих на территории Томской области;
- информации о перспективном электропотреблении от наиболее крупных предприятий и компаний, функционирующих на территории области.

В таблице 2.1 представлен прогноз электропотребления и мощности крупных потребителей электроэнергии Томской области.

Таблица 2.1 – Потребление электроэнергии и мощности основными крупными потребителями Томской области

Наименование организации	Вид деятельности	Наименование показателя	2014 г. (ожд.)	Прогноз				
				2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
ОАО "Томскнефть" ВНК	Добыча нефти и газа	ЭП, млн.кВт.ч	1 790	1 863	1 900	1 938	1 977	2 016
		Pmax, МВт	244	253	259	264	269	274
ОАО "СХК"*	Производство урана; переработка, транспортировка и хранение ядерных материалов	ЭП, млн.кВт.ч	1 361,62	1 162	1 006	1 006	1 006	1 006
		Pmax, МВт	168	156	135	135	135	135
ООО "Томскнефтехим"	Выпуск полимерной продукции	ЭП, млн.кВт.ч	570	650	700	700	700	700
		Pmax, МВт	79	85	90	90	90	90
ОАО "РЖД"	Грузовые и пассажирские перевозки	ЭП, млн.кВт.ч	30	31	31	31	31	31
ОАО "Томское пиво"	Производство напитков	ЭП, млн.кВт.ч	22	22	22	22	22	22
		Pmax, МВт	3	3	3	3	3	3

Окончание таблицы 2.1

Наименование организации	Вид деятельности	Наименование показателя	2014 г.	Прогноз				
				2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
ОАО "Томскгазпром"	Добыча нефти и газа	ЭП, млн.кВт.ч	17	23	23	23	23	23
		Pmax, МВт	3	4	4	4	4	4
Филиал ФГУП "НПО "Микроген" Минздрава России в г. Томск "НПО "Вирион"	Производство фармацевтических продуктов и изделий медицинского назначения	ЭП, млн.кВт.ч	9	10	10	10	10	10
		Pmax, МВт	2	2	2	2	3	3
ОАО "Фармстандарт-Томскхимфарм"	Производство медикаментов	ЭП, млн.кВт.ч	4	4	4	5	5	5
		Pmax, МВт	1	1	1	1	1	1
* - данные о перспективном потреблении электроэнергии и мощности не предоставлены, электропотребление и максимум нагрузки рассчитаны экспертно								

Наиболее значительный прирост потребления электроэнергии и мощности в рассматриваемой перспективе прогнозируют ОАО «Томскнефть» ВНК (на 226 млн.кВт.ч) и ООО «Томскнефтехим» (на 130 млн.кВт.ч). Снижение потребления электроэнергии ожидается у АО «СХК», в связи с демонтажем генерирующего оборудования и, соответственно, снижением потребления электроэнергии на собственные нужды электрической станции.

Электропотребление рассмотренных предприятий составляет более 40% от суммарного потребления электроэнергии Томской энергосистемы.

В результате анализа заявок и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ТРК», филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири и других сетевых компаний был сформирован список наиболее крупных перспективных потребителей электроэнергии и мощности Томской области, представленный в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Заявки потребителей на присоединение к электрической сети

№ п/п	Наименование потребителя	Описание, место расположения	Год ввода	Нагрузка, МВт
1	ОАО «ОЭЗ»	Особая экономическая зона технико-внедренческого типа – «Южная площадка». Томская область, г. Томск.	2015-2020	50,0
2	ОАО «ОЭЗ»	Особая экономическая зона технико-внедренческого типа – «Северная площадка». Томская область, г. Томск.	2015-2020	16,5

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 2.2

№ п/п	Наименование потребителя	Описание, место расположения	Год ввода	Нагрузка, МВт
3	ОАО «Томскнефть» ВНК	Увеличение объемов добычи на Вахском, Кошильском, Герасимовском, Западно-Останинском, Ломовом и Даненберговском месторождениях. Томская область	2015-2016	11,0
4	ОАО «Газпромнефть-Восток»	Разработка Нижнелугинецкого, Западно-Лугинецкого и Мыгинского месторождений. Томская область, Парабельский район	2015	10,4
5	ООО «Эльбрус»	Комплекс жилых домов с объектами обслуживания и гаражами. Томская область, г. Томск, ул. Мокрушина, 9	2016	5,0
6	ЗАО «РосКитИнвест»	Расширение деревообрабатывающего комплекса. Томская область, г. Асино, ул. Куйбышева, 1	2015	3,5
7	ОАО «Центрсибнефтепровод»	Строительство НПС «Семилужки». Томская область, Томский район, производственная площадка «Семилужки»	2020	9,379

Анализ заявок и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям Томской энергосистемы показал, что основной прирост нагрузки в Томской области до 2020 г. ожидается за счет развития добывающей промышленности, а также за счет формирования особой экономической зоны.

Наибольший рост потребления мощности и электроэнергии по Томской энергосистеме ожидается за счет реализации федерального проекта по созданию Особой экономической зоны технико-внедренческого типа на территории города Томска. Приоритетными направлениями которой станут информационно-коммуникационные и электронные технологии, технологии производства новых материалов и нанотехнологии, биотехнологии и медицинские технологии, ресурсосберегающие технологии.

Увеличение потребления мощности и электроэнергии Томской области также прогнозируется за счет динамично развивающейся нефтегазовой промышленности. Планируется строительство новой НПС в районе с. Семилужки ОАО «Центрсибнефтепровод», рост объемов добычи нефти и газа на существующих месторождениях и освоение новых. Наибольший прирост электропотребления ожидается за счет наращивания производственных мощностей ОАО «Центрсибнефтепровод», ОАО «Газпромнефть-Восток» и ОАО «Томскнефть» ВНК на севере области.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таким образом, в период до 2020 г. не прогнозируется значительных изменений в специализации Томской области, сохранится сырьевая направленность региона, с курсом на развитие научно-исследовательского, опытно-промышленного и инновационного секторов.

В рассматриваемой перспективе в Томской области возможна реализация проекта «Создание Зоны опережающего развития города Томска «Томские набережные». В рамках проекта на берегу реки Томь планируется построить современный гостиничный комплекс, студенческий кампус, торгово-развлекательные и деловые центры. Проект «Томские набережные» предполагает освоение не только правого, но и левого берега реки Томь. Специально для этого планируется провести масштабные работы по укреплению дамб и речных берегов.

На сегодняшний день заявка на технологическое присоединение к электрическим сетям дополнительной мощности вследствие реализации данного проекта отсутствует, однако уже ведутся предпроектные работы по разработке вариантов внешнего электроснабжения проектируемой территории «Томские набережные». По причине отсутствия заявки на технологическое присоединение, а также информации о прогнозной потребляемой мощности всех планируемых к строительству объектов в рамках проекта «Томские набережные», реализация данного проекта не учитывалась в настоящей работе. В случае подачи заявки и заключения договора на технологическое присоединение к электрическим сетям нагрузка проекта «Томские набережные» будет учтена при очередной корректировке Схемы и программы развития электроэнергетики Томской области.

В таблицах 2.3 и 2.4 и на рисунках 2.1 и 2.2 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности Томской энергосистемы на период до 2020 г. по материалам проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2015-2021 гг. (далее проект СиПР ЕЭС на 2015-2021 гг.).

Таблица 2.3 - Прогноз потребления электрической энергии Томской энергосистемы

Наименование показателей	2014 г. (отчет)	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	8 924	8 923	8 951	8 948	8 950	8 960	8 964
Среднегодовые темпы прироста, %	-	-0,01	0,31	-0,03	0,02	0,11	0,04

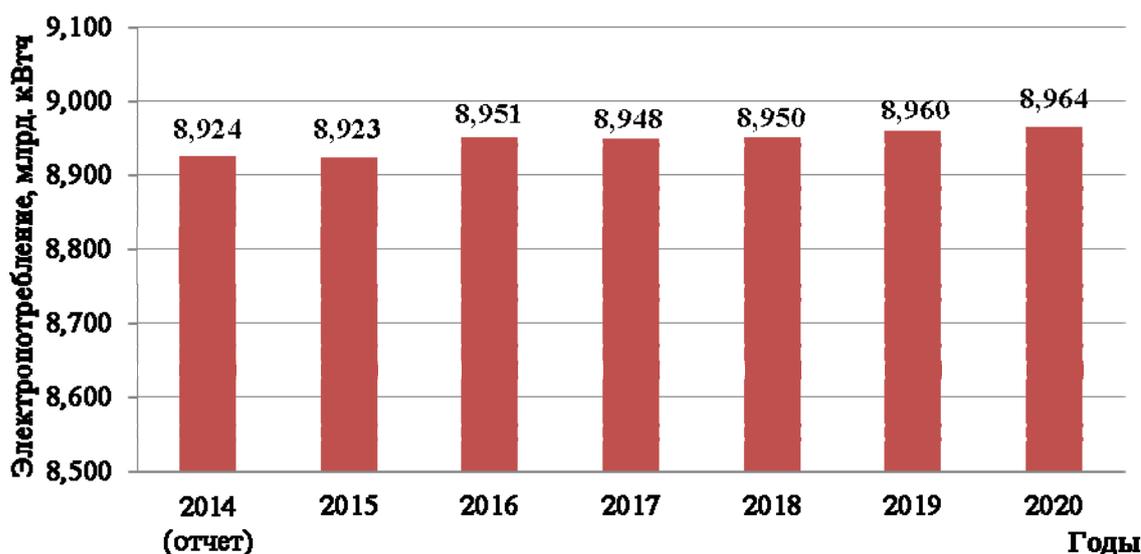


Рисунок 2.1 – Прогноз потребления электрической энергии Томской энергосистемы

Таблица 2.4 - Прогноз потребления мощности Томской энергосистемы

Наименование показателей	2014 г. (отчет)	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Максимум нагрузки собственный, МВт	1 363	1376	1377	1381	1383	1386	1386
Среднегодовые темпы прироста, %	-	1,0	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0

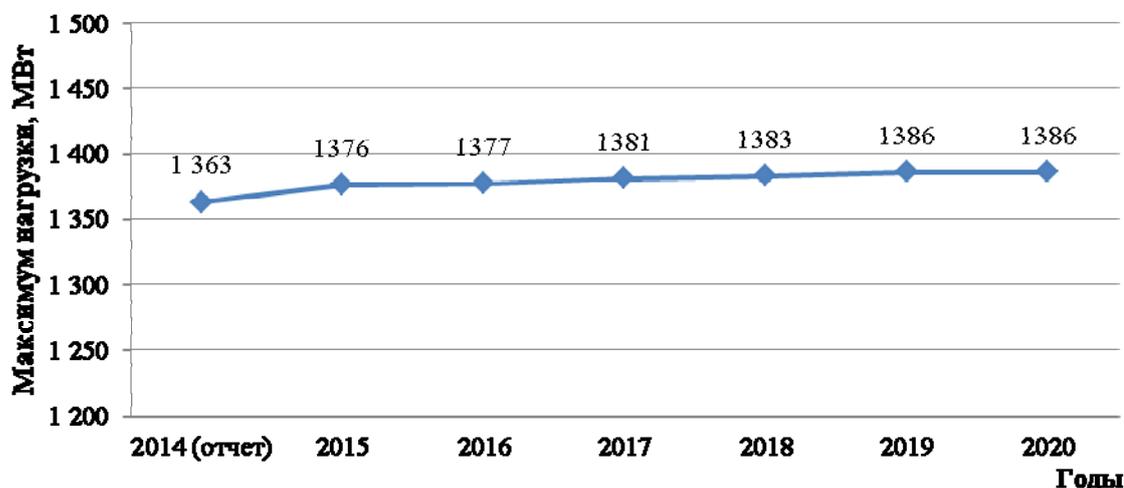


Рисунок 2.2 – Прогноз собственного максимума нагрузки Томской энергосистемы

Максимум нагрузки Томской энергосистемы в 2020 году прогнозируется на уровне 1386 МВт (на 23 МВт выше максимума нагрузки 2014 г.). Потребление электроэнергии Томской ЭС к 2020 г. возрастет на 40 млн.кВт.ч (на 0,45%). Среднегодовой темп прироста электропотребления за период 2015-2020 гг. составит 0,07%, среднегодовой темп прироста

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

максимума - 0,28%. Таким образом, в период до 2020 г. прогнозируются умеренные темпы роста потребления электроэнергии и мощности Томской энергосистемы.

Детализация максимума нагрузки по энергетическим узлам Томской энергосистемы на 2014 г., 2016 г. и 2020 г. приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Распределение нагрузки по энергоузлам Томской энергосистемы
В МВт

Наименование показателя	2014 г. (отчет)	2016 г.	2020 г.	2015-2020 гг.
Томский энергоузел				
Участие в максимуме нагрузки, МВт	602	605	624	+22
То же, в о.е.	0,44	0,44	0,45	
Северный энергоузел				
Участие в максимуме нагрузки, МВт	415	427	440	+25
То же, в о.е.	0,31	0,31	0,32	
Энергоузел СХК				
Участие в максимуме нагрузки, МВт	167	156	135	-32
То же, в о.е.	0,12	0,11	0,10	
Энергоузел Володино-Мельниково-Орловка				
Участие в максимуме нагрузки, МВт	113	116	114	+1
То же, в о.е.	0,08	0,08	0,08	
Энергоузел Асино				
Участие в максимуме нагрузки, МВт	66	73	73	+7
То же, в о.е.	0,05	0,05	0,05	
Всего Томская ЭС				
Максимум нагрузки, МВт	1363	1377	1386	+23

Наибольшую долю в суммарной нагрузке энергосистемы занимает Томский энергоузел – порядка 44%, на территории которого расположены крупные предприятия различных отраслей промышленности, а также крупнейший город области – Томск. Нагрузка Северного энергоузла также составляет значительную долю в суммарной нагрузке энергосистемы – порядка 31%. Наименьшую долю в суммарной нагрузке энергосистемы занимают энергоузлы Асино и Володино-Мельниково-Орловка – по 5 и 8% соответственно.

Нагрузка энергоузла СХК в 2014 г. составила 12% от максимума энергосистемы, при этом, к 2020 г. прогнозируется снижение его доли до 10% в результате снижения потребления на собственные нужды электростанции.

Анализ таблицы 2.5 показывает, что существенных изменений в территориальной структуре потребления мощности Томской энергосистемы до 2020 г. не прогнозируется.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

2.2 Прогноз развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы Томской области на период 2016 – 2020 гг.

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих источников установленной мощностью более 5 МВт на территории Томской области на период 2016-2020 гг. сформирован на основании проекта СиПР ЕЭС на 2015-2021 гг. (с учетом вводов, модернизаций, реконструкций и демонтажей с высокой вероятностью реализации), а также с учётом предложений организаций (письмо ОАО «Томскнефть» ВНК № 02-25/3-1638 от 02.10.2014, письмо ОАО «ТРК» № 05/6007 от 23.10.2014).

В течение перспективного периода до 2020 года на территории Томской области планируется:

- вывод из эксплуатации турбоагрегата № 14 (ВКТ-100М) мощностью 100 МВт на ТЭЦ СХК в 2015 году;

- ввод в работу новых электростанций:

- ✓ ГТЭС Шингинская (ООО «Газпромнефть-Восток») в составе 4-х агрегатов мощностью по 6 МВт каждый в конце 2015 года;
- ✓ ГТЭС Пионерная (ОАО «Томскнефть» ВНК) в составе 4-х агрегатов мощностью по 4 МВт каждый в конце 2016 года.

Следует отметить, что в период до 2020 года отсутствуют предложения собственников по увеличению мощности действующих электростанций за счет перевода генерирующего оборудования на парогазовый цикл.

Мероприятия по вводам/выводам генерирующих источников на перспективный период до 2020 года представлены в таблице 2.6.

К концу рассматриваемого периода суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Томской области снизится по сравнению с существующей величиной на 60,0 МВт (5,4%) и составит 1059,9 МВт.

Установленные мощности электростанций энергосистемы Томской области на период до 2020 года приведены в таблице 2.7.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таблица 2.6 - Мероприятия по вводам/выводам генерирующих источников на перспективный период до 2020 года.

Наименование показателя	В МВт			
	2015 г.	2016 г.	2017 – 2020 гг.	2015 – 2020 гг.
Ввод в действие новых электростанций:	24	16	0	40
ГТЭС Шингинская (ООО "Газпромнефть-Восток")	24			24
ГТЭС Пионерная (ОАО «Томскнефть» ВНК)		16		16
Выводы генерирующих мощностей электростанций	-100	0	0	-100
ТЭЦ СХК (Госкорпорация «Росатом»)	-100	0	0	-100
№ 14 (ВКТ-100М)	-100			-100
Изменение установленных мощностей по энергосистеме Томской области	-76	16	0	-60

Таблица 2.7 – Установленные мощности электростанций энергосистемы Томской области на период до 2020 года*

В МВт

Наименование электростанции	на 31.12.2014 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	331	331	331	331	331	331
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	140	140	140	140	140	140
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
ТЭЦ СХК (Госкорпорация «Росатом»)	549	449	449	449	449	449
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	12	12	12	12	12	12
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО «Томскнефть» ВНК)	24	24	24	24	24	24
ГТЭС Двуреченская (ОАО «Томскнефть» ВНК)	24	24	24	24	24	24
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Вспомогательная котельная ООО "Томскнефтехим"	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
ГТЭС Шингинская (ООО "Газпромнефть-Восток")		24	24	24	24	24
ГТЭС Пионерная (ОАО «Томскнефть» ВНК)		16	16	16	16	16
Итого по энергосистеме Томской области	1119,9	1059,9	1059,9	1059,9	1059,9	1059,9
* - установленные мощности указаны на конец года						

2.3 Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности энергосистемы Томской области на период 2016 – 2020 гг.

Балансы мощности и электроэнергии выполнены в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России № 281 от 30 июня 2003 г.

Перспективные балансы мощности и электроэнергии сформированы в соответствии с намеченной нагрузкой потребителей и прогнозируемым составом генерирующих мощностей на электростанциях Томской энергосистемы на период 2016-2020 гг.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Прогноз потребления электроэнергии и мощности по территории Томской области на 2016-2020 гг. принят в соответствии с прогнозом потребления электроэнергии и мощности, представленном в проекте СиПР ЕЭС на 2015-2021 гг.

Балансы мощности и электроэнергии разработаны исходя из условия реализации преимуществ совместной работы региональных энергосистем в ОЭС Сибири с учетом оптимальной загрузки наиболее экономичных электростанций Объединения.

Балансы мощности составлены на час собственного максимума нагрузки Томской энергосистемы. Участие электростанций энергосистемы в покрытии максимума нагрузки определено из расчетных условий работы электростанций ОЭС Сибири либо заданным графиком (например, электростанции промышленных предприятий), либо из условия оптимизации по тарифам в заданном диапазоне генерации как без ограничений по месячной выработке электроэнергии (ТЭЦ, КЭС), так и с закрепленной выработкой (ГЭС).

Располагаемая мощность ГТЭС Томской энергосистемы принята в соответствии с показателями мощности участия в максимуме нагрузки, т.к. загрузка станций выше указанных величин может быть ограничена наличием попутного газа.

Балансы мощности составлены без учета расчетного резерва, размещаемого на электростанциях ОЭС Сибири в объеме 22% от максимальной нагрузки Объединения.

Электропотребление и суммарная выработка электроэнергии существующими электростанциями энергосистемы принята по материалам находящегося на утверждении в Министерстве энергетики Российской Федерации проекта СиПР ЕЭС на 2015-2021 гг. Дополнительно учтена выработка электроэнергии планируемых к сооружению электростанций (ГТЭС Шингинская и ГТЭС Пионерная), которая принята исходя из проектных показателей работы электростанций данного типа. Необходимо отметить, что Томская энергосистема, входящая в операционную зону ОЭС Сибири, имеет внутрисистемные ограничения по передаче мощности в северные районы Томской области. Нагрузка этих районов покрывается за счет перетоков мощности и электроэнергии из Тюменской ЭС ОЭС Урала. Такая ситуация будет сохраняться вплоть до ввода ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская-Парабель – Томская, снимающей эти ограничения. Таким образом, при формировании потребности в мощности и электроэнергии Томской ЭС в перспективный период учитывается, что до ввода линии нагрузка северных районов Томской области практически находится на балансе ОЭС Урала.

Балансы мощности Томской энергосистемы приведены в таблице 2.8.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таблица 2.8 – Прогноз балансов мощности Томской энергосистемы на собственный максимум нагрузки на период 2014-2020 гг.

МВт

Наименование показателей	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	1377	1381	1383	1386	1386
Сальдо перетоков из ОЭС Урала	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0
ИТОГО потребность	1160	1164	1166	1169	1169
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность, в т. ч.	1059,9	1059,9	1059,9	1059,9	1059,9
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	331,0	331,0	331,0	331,0	331,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	449,0	449,0	449,0	449,0	449,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим»	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
ГТЭС Шингинская (ООО Газпромнефть-Восток")	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Располагаемая мощность, в т. ч.	1005,2	1002,0	1000,8	999,3	994,8
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	331,0	331,0	331,0	331,0	331,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	15,0	11,8	10,6	9,1	4,6
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим»	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
ГТЭС Шингинская (ООО Газпромнефть-Восток")	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Мощность участия в максимуме нагрузки, в т. ч.	683,0	690,8	689,6	688,1	683,6
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	238,0	238,0	238,0	238,0	238,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	15,0	11,8	10,6	9,1	4,6

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 2.8

Наименование показателей	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим»	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
ГТЭС Шингинская (ООО Газпромнефть-Восток")	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	0,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Дефицит (-), избыток (+)	-154,8	-162,0	-165,2	-169,7	-174,2
Сальдо перетоков из ОЭС Сибири	477,0	473,2	476,4	480,9	485,4

Как следует из таблицы, баланс мощности Томской энергосистемы дефицитен. На протяжении рассматриваемого прогнозного периода 2016-2020 гг. величина дефицита мощности возрастает от 155 МВт в 2016 г. до 174 МВт в 2020 г. Такое незначительное увеличение дефицита (+12,5%) обусловлено низким темпом роста нагрузки потребителей в Томской области. Томская ГРЭС-2 и Томская ТЭЦ-3 в час собственного максимума нагрузки потребителей энергосистемы загружены на величину технологического минимума, обусловленного необходимостью выполнения графика тепловых нагрузок. Такая загрузка данных электростанций обусловлена высокой себестоимостью производства электроэнергии в конденсационном режиме, что существенно ограничивает их конкурентоспособность в сравнении с более эффективными электростанциями Красноярского края, Кемеровской и Новосибирской областей.

Относительно высокий уровень тепловых нагрузок Томской ТЭЦ-1 определяет ее технологический минимум в зимний период в размере 14 МВт при установленной мощности 14,7 МВт. В результате Томскую ТЭЦ-1 весь отопительный сезон необходимо загружать практически до установленной мощности.

Режим работы остальных электростанций Томской энергосистемы определен заданным графиком, обусловленным технологической потребностью в электро- и теплоэнергии собственника предприятия, на базе которого функционирует электростанция.

Дефицит мощности Томской энергосистемы в период 2016-2020 гг. покрывается за счет получения мощности из ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Балансы электроэнергии приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Прогноз балансов электроэнергии Томской энергосистемы на период 2014-2020 гг.

	млн.кВтч				
Наименование показателей	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Электропотребление	8951	8948	8950	8960	8964
Сальдо перетоков из ОЭС Урала	1800	1800	1800	1800	1800
ИТОГО потребность	7151	7148	7150	7160	7164
ПОКРЫТИЕ					
Выработка, в т. ч.	3589	3728	3814	3893	3924
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	1290	1362	1460	1548	1600
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	790	794	797	800	802
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	115	118	123	124	124
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	833	833	833	833	833
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	108	81	68	49	28
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	91	91	91	91	91
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	15	15	15	15	15
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	126	131	123	129	127
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим»	104	104	104	104	104
ГТЭС Шингинская (ООО Газпромнефть-Восток")	118	118	118	118	118
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	0	81	81	81	81
Дефицит (-), избыток (+)	-3562	-3420	-3336	-3267	-3240
<i>Число часов использования располагаемой мощности ТЭС, в т.ч.</i>	<i>3571</i>	<i>3720</i>	<i>3811</i>	<i>3895</i>	<i>3944</i>

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 2.9

Наименование показателей	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	3897	4115	4411	4677	4834
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	5643	5671	5693	5714	5729
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	7800	8000	8400	8450	8450
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	1928	1928	1928	1928	1928
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	7177	6847	6407	5365	6109
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	7553	7563	7553	7553	7553
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	6000	6000	6000	6000	6000
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	7407	7683	7254	7597	7460
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим»	7429	7429	7429	7429	7429
ГТЭС Шингинская (ООО Газпромнефть-Восток")	7400	7400	7400	7400	7400
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	0	7400	7400	7400	7400

Баланс электроэнергии Томской энергосистемы в период 2016-2020 гг. прогнозируется дефицитным. Дефицит электроэнергии в 2016 г. ожидается на уровне 3562 млн. кВтч. К 2020 г. ожидается снижение дефицита электроэнергии до 3240 млн. кВтч. за счет увеличения выработки электроэнергии на электростанциях АО "ТГК-11".

Выработка электростанций Томской ЭС в 2016-2020 гг. позволит покрыть 40-44% потребления электроэнергии Томской области. Число часов использования (ЧЧИ) располагаемой мощности ТЭС находится в пределах 3571-3944 часов в год. Дефицит электроэнергии Томской энергосистемы в период 2016-2020 гг. покрывается за счет получения энергии из ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Рассмотрение перспективной балансовой ситуации Томской энергосистемы в режимах весна-осень

Режим работы энергосистемы зависит от множества факторов, таких как максимальная нагрузка собственных потребителей, характер нагрузки потребителей, структура и объем генерирующих источников, наличие межсистемных и внутрисистемных ограничений по передаче мощности и т.д. С целью выявления особенностей функционирования Томской энергосистемы в режиме межсезонья были рассмотрены одни из основных параметров ее работы, а именно: динамика максимальных нагрузок потребителей внутри года, а также участие собственных электростанций энергосистемы в покрытии этих нагрузок за отчетный период 2012-2014 годов (таблица 2.10, рисунки 2.3-2.5).

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

**Таблица 2.10 – Показатели функционирования Томской энергосистемы
по месяцам в 2012-2014 годах**

В МВт

Наименование показателя	2012 г.											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Максимум нагрузки	1374	1388	1229	1118	1056	994	1019	1039	1120	1190	1316	1420
то же в % в годовому максимуму	97%	98%	87%	79%	74%	70%	72%	73%	79%	84%	93%	100%
Загрузка электростанций	761	836	678	628	492	513	635	532	687	591	786	808
то же в % к максимуму месяца	55%	60%	55%	56%	47%	52%	62%	51%	61%	50%	60%	57%
	2013 г.											
Максимум нагрузки	1368	1320	1226	1141	1066	1057	953	978	1098	1176	1208	1304
то же в % в годовому максимуму	100%	96%	90%	83%	78%	77%	70%	71%	80%	86%	88%	95%
Загрузка электростанций	697	711	634	571	410	409	206	316	418	570	659	705
то же в % к максимуму месяца	51%	54%	52%	50%	38%	39%	22%	32%	38%	48%	55%	54%
	2014 г.											
Максимум нагрузки	1359	1363	1229	1096	1077	1115	943	975	1093	1222	1336	1291
то же в % в годовому максимуму	99,7%	100%	90%	80%	79%	82%	69%	72%	80%	90%	98%	95%
Загрузка электростанций	772	777	618	497	616	452	388	422	479	631	689	738
то же в % к максимуму месяца	57%	57%	50%	45%	57%	41%	41%	43%	44%	52%	52%	57%

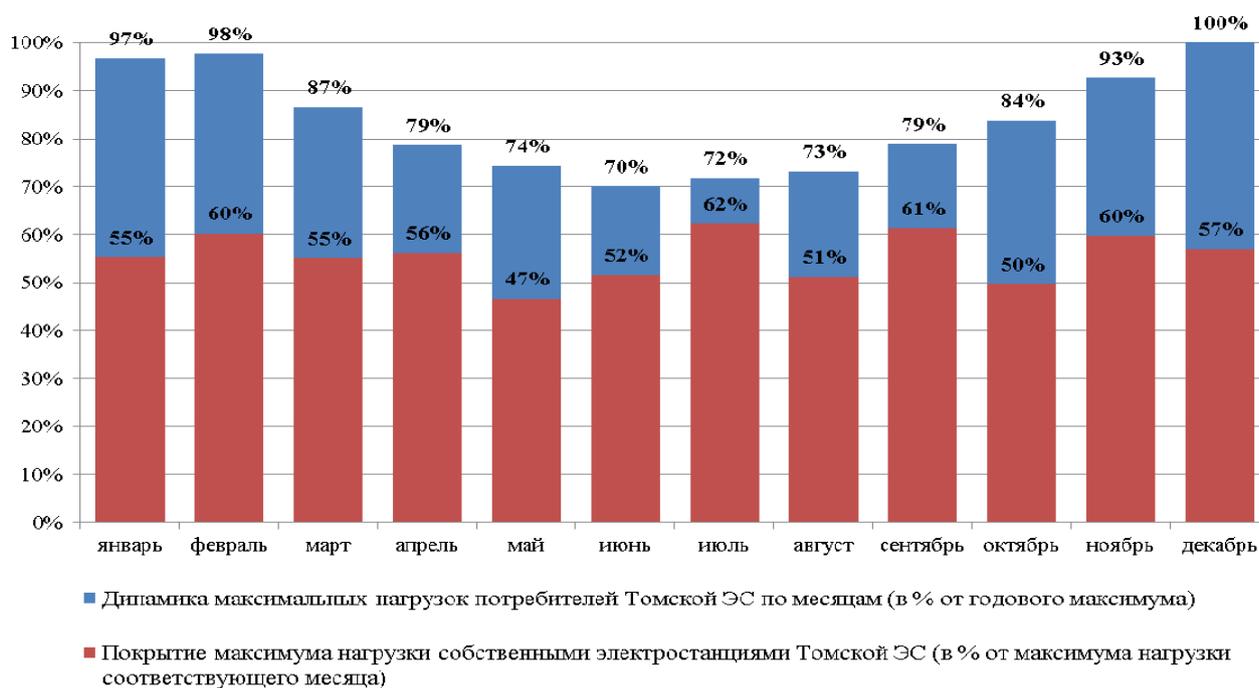


Рисунок 2.3 - Динамика максимальных нагрузок и участия электростанций Томской ЭС в 2012 году

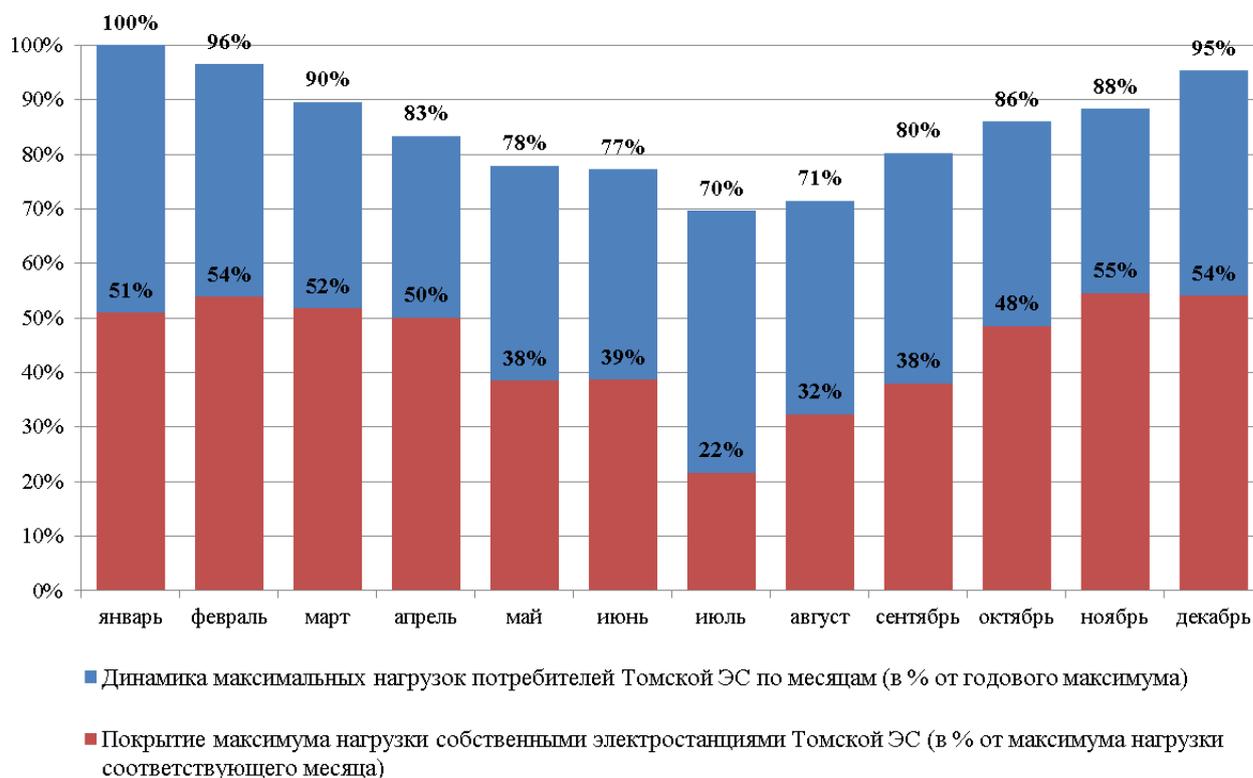


Рисунок 2.4 - Динамика максимальных нагрузок и участия электростанций Томской ЭС в 2013 году.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

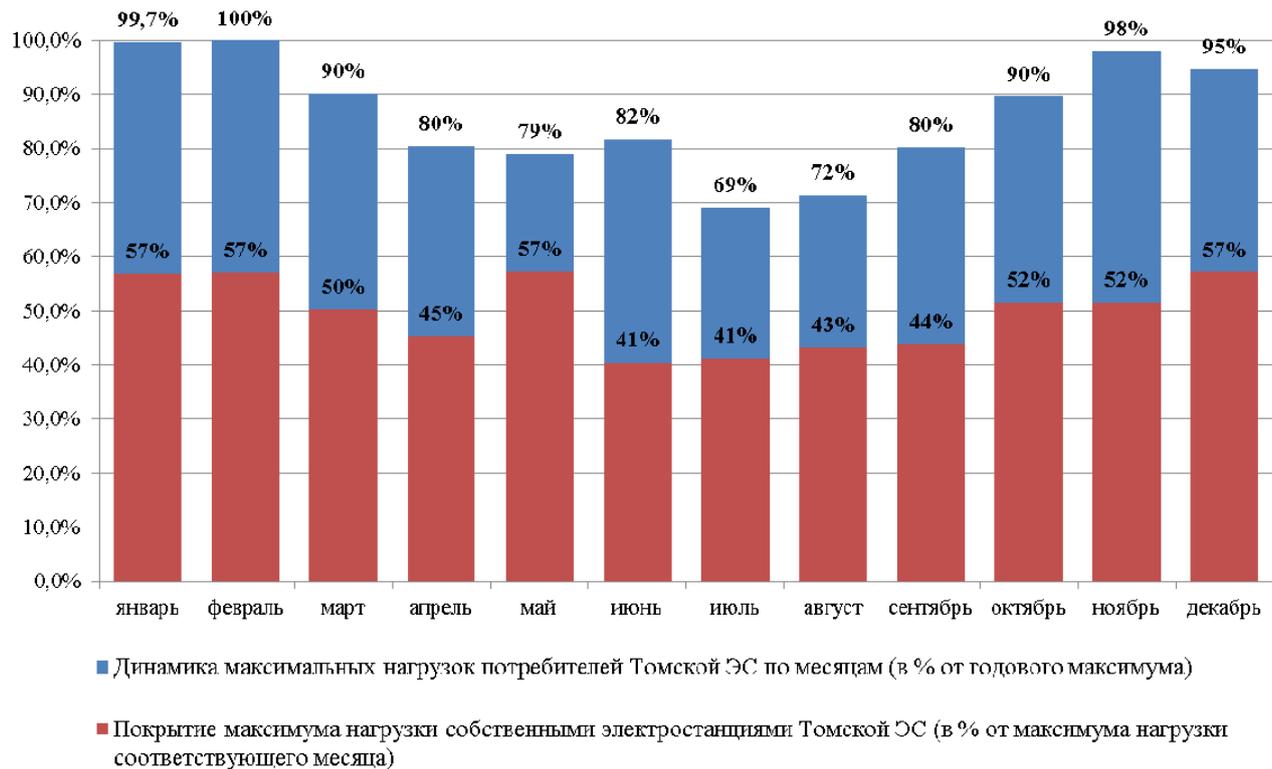


Рисунок 2.5 - Динамика максимальных нагрузок и участия электростанций Томской ЭС в 2014 году.

Анализ годовых графиков максимальной нагрузки потребителей Томской энергосистемы в разрезе 2012-2014 гг. показывает, что эти графики характеризуются ярко выраженной сезонностью потребления электрической мощности. Годовой максимум нагрузки наблюдался в самый холодный период года – в декабре в 2012 г., в январе в 2013 г. и в феврале в 2014 г. Летний спад приходился на период с мая по август, вплоть до величины 69-70 % от собственного годового максимума нагрузки в июне 2012 г. и июле 2013, 2014 годов. В период весна-осень максимум нагрузки приходится на апрель и сентябрь и характеризуется потреблением мощности в диапазоне 79-83 % от собственного годового максимума.

Собственными станциями Томской энергосистемы покрывается не более 62% максимальной нагрузки, оставшаяся часть нагрузки покрывалась перетоками из ОЭС Сибири и ОЭС Урала.

Режим загрузки электростанций Томской энергосистемы во многом зависит от общей энергетической ситуации, складывающейся в целом в ОЭС Сибири. Большая доля ГЭС, выработка которых зависит от гидрологических условий, складывающихся на реках Сибири, напрямую влияет на режим загрузки тепловых электростанций ОЭС Сибири. В том числе и на загрузку электростанций Томской энергосистемы (таблица 2.11).

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

**Таблица 2.11 - Выработка электроэнергии наиболее крупными электростанциями
Томской энергосистемы и ГЭС ОЭС Сибири**

Выработка э/э	В млн. кВт.ч		
	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Томская ГРЭС-2, в т.ч.	1730	1298	1519
<i>в теплофикационном цикле</i>	893	944	890
<i>в конденсационном цикле</i>	837	353	629
Томская ТЭЦ-3, в т.ч.	917	800	779
<i>в теплофикационном цикле</i>	743	731	674
<i>в конденсационном цикле</i>	174	68	105
ТЭЦ СХК, в т.ч.	2550	2060	1937
<i>в теплофикационном цикле</i>	781	793	750
<i>в конденсационном цикле</i>	1769	1268	1187
Выработка ГЭС ОЭС Сибири	80984	94727	94135

Значительное повышение энергоотдачи ГЭС в 2013 г. по сравнению с 2012 г. привело к существенному снижению загрузки тепловых электростанций за счет снижения конденсационной догрузки. В свою очередь снижение выработки электроэнергии на ГЭС в 2014 году несколько увеличило конденсационную загрузку отдельных тепловых электростанций.

Наибольшим образом это влияние сказывается в период половодья. Так, участие электростанций в покрытии зимних максимальных нагрузок 2012-2014 годов колеблется от 50 до 60 % величины абсолютного годового максимума, а в летний период - от 22% и 41% в многолетних 2013, 2014 годах до 62% в маловодном 2012 г. В период межсезонья покрытие нагрузки собственными электростанциями осуществляется на среднегодовом уровне, а получение мощности из смежных энергосистем находится в рамках максимально допустимого.

При этом загрузка станций Томской энергосистемы всегда находилась в допустимых пределах от их технологического минимума до располагаемой мощности.

Таким образом, отличительных особенностей функционирования Томской энергосистемы при прохождении максимума нагрузки весенне-осеннего сезона не выявлено.

Как уже было сказано выше (в главе 2.1) в перспективный период 2016-2020 гг. ввод крупных энергоемких производств в Томской области не планируется, об этом свидетельствует незначительный рост собственного максимума нагрузки Томской энергосистемы в указанный период в размере 9 МВт. Это дает основание предполагать, что характер изменения максимума нагрузки Томской энергосистемы в течение года не будет принципиально отличаться от существующего состояния.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

В результате анализа отчетных показателей функционирования Томской энергосистемы были спрогнозированы следующие балансовые ситуации для характерных режимов зимнего максимума, летнего максимума, максимума весна-осень на перспективный период до 2020 года (таблица 2.12).

Таблица 2.12 – Перспективные балансовые ситуации Томской энергосистемы для характерных режимов на 2016 и 2020 года

МВт

Наименование показателя	2016 г.			2020 г.		
	Зимний максимум	Летний максимум	Максимум весна-осень	Зимний максимум	Летний максимум	Максимум весна-осень
Максимум нагрузки	1377	950	1060	1386	956	1067
то же в % от зимнего макс.	100%	69%	77%	100%	69%	77%
Загрузка электростанций	683	238	344	684	238	346
Сальдо	694	712	716	702	718	721

На основании выше сказанного прогнозные зимние и летние режимы, с точки зрения выявления «узких» мест, предполагают более сложные условия функционирования Томской энергосистемы. Поэтому выполнение необходимых мероприятий для обеспечения нормального функционирования энергосистемы в зимних и летних режимах обеспечит необходимые условия и для режима межсезонья. Таким образом, отдельной схемно-режимной проработки режимов весна-осень не требуется.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

3 ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2016 – 2020 ГГ.

В данной главе приведен прогноз тепловых нагрузок в системах централизованного теплоснабжения Томской области на период 2016-2020 гг. в соответствии с утвержденными схемами теплоснабжения городов.

г. Томск

В таблице 3.1 представлены расчетные тепловые нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии города Томск на перспективный период 2015-2020 гг. Данные приняты в соответствии со «Схемой теплоснабжения города Томска до 2030 года» утвержденной Приказом Министерства энергетики РФ №490 от 01.08.2014 г. «Об утверждении схемы теплоснабжения города Томска до 2030 года». Схема разработана специалистами Томского политехнического университета в 2013 году.

Таблица 3.1 – Расчетные тепловые нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии г. Томска на период 2015-2020 гг.

Зона действия источника тепловой энергии	В Гкал/ч	
	2015 г.	2020 г.
Томская ГРЭС-2	864,83	702,80
Томская ТЭЦ-1 и Томская ТЭЦ-3	817,39	1 148,25
Котельные г. Томск	324,42	250,16
Итого по г. Томск	2006,64	2101,20

Прирост расчетной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии города Томска к 2020 году относительно существующего состояния составит 9,4%. На источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой мощности к 2020 году будет приходиться 88,1 % всей расчетной тепловой нагрузки, 11,9 % будет приходиться на котельные. Тепловая нагрузка на Томской ГРЭС-2 и котельных города Томска снижается к 2020 году за счет переключения части тепловой нагрузки на Томской ТЭЦ-1 (и ТЭЦ-3).

ЗАТО «Северск»

В таблице 3.2 представлены тепловые нагрузки потребителей ЗАТО «Северск» на перспективный период 2016-2020 гг., принятые в соответствии со «Схемой теплоснабжения ЗАТО «Северск» на 2013 год и на перспективу до 2035 года», утвержденной постановлением Администрации ЗАТО «Северск» от 14.02.2013 №403 «Об утверждении схемы теплоснабжения ЗАТО «Северск» на 2013 год и на перспективу до 2035 года».

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таблица 3.2 – Тепловые нагрузки потребителей ЗАТО «Северск» на перспективный период 2016-2020 гг.

В Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
г. Северск	734,50	783,30	786,23	789,17	792,10
пос. Самусь	13,20	17,70	18,06	18,41	18,77
пос. Орловка	0,70	2,50	2,53	2,56	2,58
Итого по ЗАТО Северск	748,4	803,5	806,817	810,133	813,45

Прирост тепловой нагрузки потребителей ЗАТО «Северск» к 2020 году относительно существующего состояния составит 8,8%. Наибольшее значение прироста тепловой нагрузки – 48,8 Гкал/ч, планируется в 2017 году на территории города Северск, причем на 89% этот прирост обусловлен увеличением жилищного фонда города.

ГО Стрежевой

В таблице 3.3 представлены расчетные тепловые нагрузки потребителей ГО Стрежевой на перспективный период 2016-2020 гг., принятые в соответствии со «Схемой теплоснабжения городского округа Стрежевой на период до 2030 года», утвержденной постановлением администрации ГО Стрежевой от 03.04.2012 №200 «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа Стрежевой».

Таблица 3.3 – Расчетные тепловые нагрузки потребителей г. Стрежевой на перспективный период 2016-2020 гг.

В Гкал/ч

Зона действия источника тепловой энергии	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Котельная №3	140,15	141,25	141,72	142,03	142,64
Котельная №4	57,99	58,38	58,77	59,16	59,82
Итого по г. Стрежевой	198,14	199,63	200,49	201,19	202,46

Прирост расчетной тепловой нагрузки потребителей Стрежевой к 2020 году относительно существующего состояния составит 5,3%. Рост расчетной тепловой нагрузки обусловлен строительством в городе Стрежевой объектов жилищного фонда, двух детских садов, бассейна, торгового центра и дома престарелых. Более 60% прироста расчетной тепловой нагрузки приходится на объекты, находящиеся в зоне действия котельной №3 города Стрежевого.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

4 ПОТРЕБНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ В ТОПЛИВЕ НА ПЕРИОД 2016 – 2020 ГГ.

В данной главе приведен расчет потребности в топливе электростанций Томской области мощностью более 5 МВт и котельных генерирующих компаний на перспективный период 2016-2020 гг.

Данные по отпуску электроэнергии от электростанций Томской энергосистемы на период 2016-2020 гг. рассчитаны на основе прогнозных балансов электроэнергии Томской энергосистемы, представленных в главе 2.3 (таблица 2.9). Данные по отпуску тепловой энергии электростанциями Томской области на период 2016-2020 гг. приняты на основании «Схемы теплоснабжения города Томска до 2030 года» и информации, предоставленной собственниками генерирующих объектов. Показатели удельных расходов условного топлива (УРУТ) на выработку электрической и тепловой энергии на электростанциях приняты в соответствии со статистическими формами 6-ТП (Сведения о работе тепловой электростанции), изменения показателей приняты в соответствии с информацией, содержащейся в утвержденных схемах теплоснабжения. Расчет потребности в топливе электростанций Томского филиала АО «ТГК-11» приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет потребности в топливе электростанций Томского филиала АО «ТГК-11» на перспективный период 2016-2020 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Томская ГРЭС-2						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	2 116,5	2 123,7	2 158,0	2 144,0	2 174,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт*ч	1 390,0	1 404,2	1 418,3	1 407,0	1 423,0
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	135,4	135,1	135,0	134,9	135,0
УРУТ на отпущенную э/энергию	г/кВт*ч	330,0	331,0	332,0	331,0	332,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. т у.т.	286,6	286,9	291,3	289,2	293,5
Расход топлива на отпущенную э/энергию	тыс.т у.т.	458,7	464,8	470,9	465,7	472,4
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс. т у.т.	745,3	751,7	762,2	754,9	765,9
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. т у.т.</i>	<i>447,2</i>	<i>451,0</i>	<i>457,3</i>	<i>453,0</i>	<i>459,6</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. т у.т.</i>	<i>298,1</i>	<i>300,7</i>	<i>304,9</i>	<i>302,0</i>	<i>306,4</i>
Томская ТЭЦ-3						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 762,0	1 772,0	1 786,0	1 790,0	1 866,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт*ч	774,0	776,0	776,0	777,0	783,0
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	136,3	136,3	136,3	136,3	136,3
УРУТ на отпущенную э/энергию	г/кВт*ч	275,0	275,0	275,0	275,0	274,5
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т.	240,2	241,5	243,4	244,0	254,3

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 4.1

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	212,9	213,4	213,4	213,7	214,9
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс. ту.т.	453,0	454,9	456,8	457,7	469,3
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>453,0</i>	<i>454,9</i>	<i>456,8</i>	<i>457,7</i>	<i>469,3</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
Томская ТЭЦ-1						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	685,0	684,0	644,0	631,0	685,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт*ч	85,8	88,1	92,6	94,4	94,4
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	152,3	152,3	152,2	152,2	152,1
УРУТ на отпущенную э/энергию	г/кВт*ч	253,5	253,3	253,1	253,0	253,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т.	104,3	104,2	98,0	96,0	104,2
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	21,7	22,3	23,4	23,9	23,9
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс. ту.т.	126,1	126,5	121,5	119,9	128,1
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>126,1</i>	<i>126,5</i>	<i>121,5</i>	<i>119,9</i>	<i>128,1</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
Итого расход условного топлива по электростанциям Томского филиала АО «ТГК-11», в т.ч.	тыс. ту.т.	1 324,4	1 333,1	1 340,5	1 332,5	1 363,3
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>1 026,2</i>	<i>1 032,4</i>	<i>1 035,6</i>	<i>1 030,5</i>	<i>1 056,9</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>298,1</i>	<i>300,7</i>	<i>304,9</i>	<i>302,0</i>	<i>306,4</i>

На электростанциях Томского филиала АО «ТГК-11» за рассматриваемый период 2016-2020 гг. наблюдается рост потребления топлива порядка 3% по причине соответствующего увеличения выработки электро- и теплоэнергии. Основными видами используемого топлива будут газ и уголь, доля угля в топливном балансе составит менее 30%.

В таблице 4.2 представлен расчет потребности в топливе электростанций ОАО «Томскнефть» ВНК на рассматриваемый перспективный период.

**Таблица 4.2 – Расчет потребности в топливе электростанций
ОАО «Томскнефть» ВНК на перспективный период 2016-2020 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
ГТЭС Игольско-Талового нмр						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВтч	102,6	77,0	64,7	46,5	26,8
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
УРУТ на отпущенную э/энергию	г/кВт*ч	409,0	409,0	409,0	409,0	409,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. т у.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 4.2

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	42,0	31,5	26,5	19,0	11,0
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс.т у.т.	42,0	31,5	26,5	19,0	11,0
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>42,0</i>	<i>31,5</i>	<i>26,5</i>	<i>19,0</i>	<i>11,0</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт.ч	86,8	86,9	86,8	86,8	86,8
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
УРУТ на отпущенную электроэнергию	г/кВт.ч	409,0	409,0	409,0	409,0	409,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	35,5	35,6	35,5	35,5	35,5
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс. ту.т.	35,5	35,6	35,5	35,5	35,5
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>35,5</i>	<i>35,6</i>	<i>35,5</i>	<i>35,5</i>	<i>35,5</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
ГТЭС Двуреченская						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт.ч	120,3	124,8	117,8	123,4	121,2
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
УРУТ на отпущенную э/энергию	г/кВт.ч	409,0	409,0	409,0	409,0	409,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	49,2	51,0	48,2	50,5	49,6
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс. ту.т.	49,2	51,0	48,2	50,5	49,6
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>49,2</i>	<i>51,0</i>	<i>48,2</i>	<i>50,5</i>	<i>49,6</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
ГТЭС Пионерная						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт.ч	0,0	94,8	94,8	94,8	94,8
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
УРУТ на отпущенную э/энергию	г/кВт*ч	409,0	409,0	409,0	409,0	409,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	0,0	38,8	38,8	38,8	38,8

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 4.2

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	<i>тыс. ту.т.</i>	0,0	38,8	38,8	38,8	38,8
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>0,0</i>	<i>38,8</i>	<i>38,8</i>	<i>38,8</i>	<i>38,8</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
Итого расход условного топлива по электростанциям ОАО «Томскнефть» ВНК, в т.ч.	тыс. ту.т.	126,7	156,9	148,9	143,8	134,8
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>126,7</i>	<i>156,9</i>	<i>148,9</i>	<i>143,8</i>	<i>134,8</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>

Генерирующие мощности ОАО «Томскнефть» ВНК представлены газотурбинными электрическими станциями мощностью до 25 МВт, отпуск тепловой энергии на период 2016-2020 гг. на представленных станциях не планируется. Все станции работают на природном и попутном газе, рост потребления газа за рассматриваемый период составит около 6% и связан с появлением потребности в топливе на ГТЭС Пионерная, вводящейся в эксплуатацию в 2017 году.

Расчет потребности в топливе прочих электростанций Томской области и суммарного объема потребности в топливе всех электростанций области на рассматриваемый перспективный период представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет потребности в топливе электростанций Томской области на перспективный период 2016-2020 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Расход условного топлива по электростанциям Томского филиала АО «ТГК-11»	тыс. ту.т.	1 324,4	1 333,1	1 340,5	1 332,5	1 363,3
Расход условного топлива по электростанциям ОАО «Томскнефть» ВНК	тыс. ту.т.	126,7	156,9	148,9	143,8	134,8
Расход условного топлива по прочим электростанциям Томской области, в т.ч.	тыс. ту.т.	1 066,2	482,6	482,6	482,6	482,6
ТЭЦ СХК (Госкорпорация «Росатом»)						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	2 585,0	898,0	898,0	898,0	898,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт.ч	1 019,3	382,2	382,2	382,2	382,2
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0
УРУТ на отпущенную э/энергию	г/кВт.ч	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т.	455,0	158,0	158,0	158,0	158,0
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	458,7	172,0	172,0	172,0	172,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 4.3

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс. ту.т.	913,6	330,1	330,1	330,1	330,1
Расход газа	тыс.ту.т	274,1	99,0	99,0	99,0	99,0
Расход угля	тыс.ту.т	639,6	231,0	231,0	231,0	231,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО «Томскгазпром»)						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт.ч	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
УРУТ на отпущенную электроэнергию	г/кВт.ч	359,0	359,0	359,0	359,0	359,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс. ту.т.	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Расход газа	тыс. ту.т.	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Расход угля	тыс. ту.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» (ОАО «Сибурэнергоменеджмент»)						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	536,5	536,5	536,5	536,5	536,5
Отпуск электроэнергии	млн.кВт.ч	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6
УРУТ на отпущенную электроэнергию	г/кВт.ч	0,0*				
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т.	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	тыс. ту.т.	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4
Расход газа	тыс. ту.т.	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4
Расход угля	тыс. ту.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГТЭС Шингинская (ООО «Газпромнефть-Восток»)						
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск электроэнергии	млн.кВт.ч	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
УРУТ на отпущенную электроэнергию	г/кВт.ч	409,0	409,0	409,0	409,0	409,0
Расход топлива на отпущенную теплоэнергию	тыс. ту.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход топлива на отпущенную электроэнергию	тыс. ту.т	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 4.3

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.	<i>тыс. ту.т</i>	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1
<i>Расход газа</i>	<i>тыс.ту.т</i>	<i>58,1</i>	<i>58,1</i>	<i>58,1</i>	<i>58,1</i>	<i>58,1</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
Итого расход условного топлива по электростанциям Томской области, в т.ч.	тыс. ту.т.	2 517,3	1 972,6	1 972,1	1 958,9	1 980,7
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т</i>	<i>1 579,6</i>	<i>1 440,9</i>	<i>1 436,2</i>	<i>1 425,9</i>	<i>1 443,3</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т</i>	<i>937,7</i>	<i>531,7</i>	<i>535,9</i>	<i>533,0</i>	<i>537,4</i>
* - расход топлива на отпуск электроэнергии учтен в показателе УРУТ на отпуск теплоэнергии котельной ООО «Томскнефтехим»						

К концу рассматриваемого периода суммарная потребность в условном топливе по электростанциям Томской области составит 1 980,7 тыс. ту.т. Заметное снижение потребности в топливе в течение рассматриваемого периода на 21% обусловлено снижением отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ СХК по причине вывода из эксплуатации в 2017 году части генерирующего оборудования станции. Потребность в топливе на остальных станциях Томской области в основном незначительно растет, кроме того, появляется потребность в топливе на ГТЭС Пионерная, вводящейся в эксплуатацию в 2017 году. Доля угля в суммарном объеме потребляемого топлива электростанциями Томской области снизится на 10% и к концу рассматриваемого периода составит 27%.

К котельным генерирующим компаний Томской области относятся арендованные котельные Томского филиала АО «ТГК-11» обеспечивающие теплом потребителей города Томска. В состав арендованных котельных входят 19 котельных (9 угольных и 10 газовых). Основное назначение арендованных котельных – отопление и горячее водоснабжение муниципальных объектов образования и здравоохранения, жилых микрорайонов города Томска и прилегающих к Томску районов. Доля суммарной тепловой нагрузки угольных котельных составляет 3,9 %, соответственно, 96,1% приходится на долю газовых котельных.

Расчет потребности в топливе котельных генерирующих компаний Томской области на перспективный период 2016-2020 гг. представлен в таблице 4.4. Перспективные параметры работы котельных Томской области приняты на основе «Схемы теплоснабжения города Томска до 2030 года».

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

**Таблица 4.4 – Расчет потребности в топливе котельных генерирующих компаний
Томской области на перспективный период 2016-2020 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	274,3	276,8	279,4	281,9	284,5
УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	174,8	174,8	174,7	174,7	174,7
<i>Расход топлива на отпущенную теплоэнергию</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>47,9</i>	<i>48,4</i>	<i>48,8</i>	<i>49,3</i>	<i>49,7</i>
<i>Расход газа</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>45,5</i>	<i>45,9</i>	<i>46,4</i>	<i>46,8</i>	<i>47,2</i>
<i>Расход угля</i>	<i>тыс. ту.т.</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,5</i>	<i>2,5</i>	<i>2,5</i>

Потребление топлива котельными генерирующих компаний Томской области к 2020 году вырастет относительно 2016 года на 4% по причине увеличения отпуска тепловой энергии потребителям. Основным видом топлива на котельных является газ, доля угля в суммарном объеме потребления топлива составит 5%.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

5 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ НА ПЕРИОД 2016 – 2020 ГГ.

5.1 Общие направления и принципы формирования перспективной схемы электрической сети 110 кВ и выше на период 2016 – 2020 гг.

Развитие сети базируется на основных направлениях долгосрочной политики Российской Федерации в области электроэнергетики, которые определены «Энергетической стратегией России на период до 2030 года» (утверждена постановлением Правительства РФ от 13 ноября 2009 года №1715-р), являющейся очередным этапом формирования долгосрочной государственной энергетической политики. Также при формировании перспективной схемы использованы документы:

- Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС», 2011 г.;
- Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено Советом директоров ОАО «Россети» протоколом от 23.10.2013 №138).

Указанные документы являются программными для деятельности предприятий и организаций, выполняющих работы по обеспечению функционирования ЕНЭС Российской Федерации.

«Энергетическая стратегия...» содержит научное обоснование энергетической политики России на предстоящую перспективу и прогнозные оценки развития топливно-энергетического комплекса России и его отраслей на период до 2030 года в увязке с «Концепцией долгосрочного социально-экономического развития страны на период до 2020 года» и основными макроэкономическими прогнозами социально-экономического развития страны и субъектов Российской Федерации.

Положениями определены основные направления технической политики ОАО «ФСК ЕЭС», обеспечивающие повышение эффективности функционирования ЕНЭС в краткосрочной и долгосрочной перспективе при условии обеспечения промышленной и экологической безопасности ЕНЭС.

Развитие электрической сети 110 кВ и выше Томской области на рассматриваемую перспективу 2016 – 2020 гг. направлено на решение следующих задач:

- надежная выдача мощности крупных электростанций;
- надежное электроснабжение потребителей;
- решение вопросов системной надежности;

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- снятие сетевых ограничений по пропускной способности (ликвидация «узких мест») в электрических сетях Томской энергосистемы;
- преодоление тенденции массового старения электросетевого оборудования линий и подстанций, развитие системы диагностики электросетевых объектов;
- развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры, повышение наблюдаемости электрической сети;
- повышение эффективности эксплуатации сетей 110 кВ и выше энергосистемы за счет обоснованной оптимизации главных схем электрических соединений;
- снижение расхода электроэнергии на ее транспорт.

В основу перспективного развития электрической сети Томской энергосистемы на рассматриваемую перспективу закладываются следующие принципы:

- электрическая сеть должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие, обеспечивающее приспособляемость сети к росту потребителей и развитию энергоисточников. Это может быть обеспечено при опережающем развитии электрической сети с применением новых технологий управляемых систем электропередачи переменного тока, содержащих современные многофункциональные устройства регулирования напряжения и повышения пропускной способности сети (СТК, СК, УШР, УПК);

- схемы выдачи мощности электростанций в нормальных схемах и при отключении любой из линий должны обеспечивать выдачу установленной мощности электростанции (принцип «N-1»);

- схема основной электрической сети должна соответствовать требованиям охраны окружающей среды. Прежде всего, это касается уменьшения площади, отчуждаемой для нового строительства от земельных угодий для нового строительства, в крупных городах – сооружение подстанций закрытого типа и кабельных линий 110-220 кВ. Это требование обеспечивается за счет применения унифицированных опор для линий электропередачи, применения элегазового оборудования, микропроцессорной и цифровой техники на подстанциях. Это касается как строительства новых электросетевых объектов, так и подлежащих комплексной реконструкции и техпереворужению;

- схема и параметры сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей в нормальной схеме и при отключении одной из ВЛ или трансформатора без ограничения потребителей и с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии (принцип «N-1»);

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- создание условий для применения новых технических решений и технологий в системах обслуживания, диагностики, защиты передачи информации, связи и учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- оптимальное потокораспределение между линиями различного класса напряжения;
- выбор вида или комплекса средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения должен осуществляться с учетом схемно-режимных особенностей рассматриваемого энергоузла, в т. ч. с учетом режимов работы генерирующих источников, ограничений пропускной способности, ограничений по статической устойчивости, динамической устойчивости, влияния транзитных перетоков;
- автотрансформаторы (АТ) и трансформаторы должны оснащаться устройствами РПН комплектно с регулятором напряжения с возможностью работы в автоматическом и ручном дистанционном режиме со сроком службы не менее 30 лет при отсутствии капитального ремонта в течение всего срока службы.

В работе даны рекомендации по формированию перспективной схемы основной и распределительной сети энергосистемы Томской области на 2016-2020 гг. При этом использованы результаты анализа состояния оборудования сети 110 кВ и выше Томской энергосистемы, балансовой ситуации на рассматриваемые этапы и вышеизложенные принципы.

5.2 Вводы и реконструкция сетевых объектов 500-220 кВ, принятые в соответствии с проектом Схемы и Программы развития ЕЭС России на период 2015 – 2021 гг. и инвестиционными программами субъектов электроэнергетики Томской области

Схема развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше Томской энергосистемы на территории Томской области как субъекта Российской Федерации в период 2016-2020 гг. разрабатывается с использованием следующих документов:

- Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2015-2019 годы, утвержденная распоряжением Администрации Томской области от 09.10.2014 № 700-ра;
- Проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015-2021 годы (далее – СиПР ЕЭС);
- Инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на 2015-2019 годы, утвержденная приказом МЭ РФ №807 от 31 октября 2014 г. (далее – ИП ОАО «ФСК ЕЭС»);
- Перечень инвестиционных проектов ОАО «ТРК» на 2014 г. и на период 2015-2017 гг. (далее – ИП ОАО «ТРК»).

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Развитие электрических сетей других собственников принято в соответствии с их собственными планами развития, присланными в адрес ЗАО «Сибирский ЭНТЦ», а также в соответствии с заявками на технологическое присоединение.

Период до 2016 г.

ПС 500 кВ Томская. В соответствии с ИП ОАО «ФСК ЕЭС» планируется выполнение первого этапа реконструкции ПС 500 кВ Томская до 2015 г. – замена четырех воздушных выключателей 500 кВ на элегазовые.

В 2014 г. выполнена замена трансформатора напряжения 500 кВ ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская.

ПС 220 кВ Советско-Соснинская, 220/110/35/6 кВ. В соответствии с ИП ОАО «ФСК ЕЭС» на подстанции выполняется реконструкция с заменой автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 3х63 МВА на 3х125 МВА с сохранением схемы ОРУ 220 кВ № 220 – 13Н (две рабочие и обходная системы шин) и присоединением АТ-5 через развилки из выключателей к шинам 220 и 110 кВ.

В 2014 г. заменен АТ-5, его присоединение к ОРУ 110 кВ выполнено через развилку из новых элегазовых выключателей, заменены выключатели В-220 АТ-5 и ШСВ-220 на элегазовые.

В 2015 г. планируется замена АТ-3.

В 2016 г. планируется выполнить замену АТ-4 и подключить АТ-5 к ОРУ 220 кВ через развилку из выключателей с использованием выключателей В-220 АТ-5 и ШСВ-220.

Период 2015 - 2017 гг.

Реконструкция

ПС 500 кВ Томская. Реконструкция подстанции в части замены ТСН, ЩСН, масляных выключателей 10 кВ в КРУ на вакуумные, установка дизель-генератора, реконструкция АРУ планируется к выполнению в период 2015-2017 гг. для повышения надежности, качества и безопасности оказания услуг в рамках основной деятельности. Реконструкция предусматривается в соответствии с ИП «ФСК ЕЭС».

5.3 Основы формирования расчетной модели и анализа режимов потокораспределения

Расчеты потокораспределения в электрических сетях Томской энергосистемы выполнены на расчетный период развития энергосистемы 2016-2020 гг. для характерных нормальных схем и послеаварийных режимов.

Расчеты режимов проводились с целью:

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- проверки пропускной способности сети для расчетного уровня нагрузок;
- оценки уровней напряжения и выбора средств регулирования напряжения в сети;
- выявления «узких мест» и необходимых объемов реконструкции и нового электросетевого строительства для их ликвидации.

Расчеты потокораспределения выполнены с использованием программного комплекса RastrWin, предназначенного для решения задач по ведению режимов электрических сетей и систем.

Расчетная схема содержит основную сеть напряжением 220-500 кВ ОЭС Сибири, межсистемные связи 110 кВ, кольцевые сети 110 кВ крупных городов Сибири, сети 110 кВ вдоль железнодорожных магистралей и развернутую сеть 110-500 кВ Томской энергосистемы, а также основную сеть 220-500 кВ ОЭС Урала и северной зоны ЕЭС Казахстана.

Электрические нагрузки по подстанциям определены в соответствии с прогнозом электропотребления и максимума нагрузки и сформированными балансами мощности и электроэнергии Томской энергосистемы. Участие электростанций энергосистемы в расчетных режимах соответствует значениям, которые определены при покрытии суточных графиков нагрузки на соответствующий период (далее – балансовая загрузка электростанций). Расчеты проводились при балансовой и максимальной загрузке электростанций.

Расчеты режимов потокораспределения выполнены по годам расчетного периода 2016-2020 гг. для:

- зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня;
- летних максимальных нагрузок рабочего дня;
- летних минимальных нагрузок выходного дня.

При выполнении расчетов контроль напряжения в части объектов ОАО «ФСК ЕЭС» производился в соответствии со Стандартом организации – «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС» (приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2012 №797), для прочих электросетевых объектов – в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем.

Для анализа загрузки сети в зимних режимах использовались длительно допустимые токи для неизолированных сталеалюминевых проводов при температуре воздуха (-5°C) с учетом поправочного коэффициента. Анализ загрузки сети в летних режимах выполнен для температуры воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ (нормируемый $I_{\text{доп}}$).

Допустимые токовые нагрузки проводов и оборудования подстанций приняты по данным, предоставленным собственниками.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

В подразделах 5.4.1-5.4.2 приведены результаты расчетов электрических режимов работы Томской энергосистемы по годам расчетного периода и выполнена проверка достаточности предложенных мероприятий по усилению сети.

5.4 Описание режимов работы электрической сети энергосистемы Томской области

5.4.1 Описание режимов работы электрической сети энергосистемы Томской области в период 2016-2020 гг.

С учетом уровней электропотребления принятых в соответствии с СиПР ЕЭС, максимум нагрузки энергосистемы Томской области на 2020 г. прогнозируется на уровне 1386 МВт, что на 9 МВт больше уровня нагрузки 2016 г. (1377 МВт). Ввода электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Томской области на период 2016-2020 гг., влияющих на схемно-режимную ситуацию, не планируется. В период 2016-2020 гг. планируется ввод ГТЭС Шингинская установленной мощностью 24 МВт и ГТЭС Пионерная установленной мощностью 16 МВт.

С учетом изложенного выводы и предложения по развитию электрической сети Томской области сформированы на основе расчетов электроэнергетических режимов, выполненных на 2016 год.

В настоящее время выполняется проектирование по титулам:

- «ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с расширением ПС 220 кВ Парабель»;
- «ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель»;
- «ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с расширением ПС 220 кВ Советско-Соснинская (сооружение ОРУ 500 кВ)».

В рамках указанных титулов планируется сооружение первых пусковых комплексов:

- ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ);
- ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ).

В соответствии с СиПР ЕЭС ввод первых пусковых комплексов планируется в 2021 году.

В расчетных схемах 2016 г. были учтены следующие вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Томской области на период в 2015-2016 гг.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- ПС 220 кВ Советско-Соснинская – замена существующих автотрансформаторов АТ-3, АТ-4 мощностью по 63 МВА на новые автотрансформаторы мощностью по 125 МВА.

Электросетевой комплекс напряжением 110 кВ

Новое строительство

- ПС 110 кВ ОЭЗ, 2х63 МВА и ВЛ 110 кВ Зональная – ОЭЗ;
- ПС 110 кВ ОЭЗ-2, 2х25 МВА и ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ОЭЗ-2.

Подстанции предназначены для электроснабжения электроэнергией Особой экономической зоны технико-внедренческого типа (ОЭЗ ТВТ) в г. Томск.

В таблице 5.1 приведена располагаемая мощность электростанций и их балансовая нагрузка в режимах 2016 г. Загрузка электростанций принята одинаковой в максимальных и минимальных режимах.

Таблица 5.1 – Участие электростанций в режимах 2016 г.

МВт

Электростанции	Располагаемая мощность, МВт		Балансовая нагрузка электростанций, МВт	
	Зимние режимы	Летние режимы	Зимние режимы	Летние режимы
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	331	328	238	40
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	140	117	135	0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7	14,7	14	14
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	432	431	220	110
ГТЭС (ОАО "Томскнефть" ВНК)	15	15	15	15
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12	11	12	11
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	2,5	2,5	2	2
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	17	16	17	16
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим»	14	14	14	14
ГТЭС Шингинская (ОАО Газпромнефть-Восток")	16	16	16	16
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11	11	0	0

Для поддержания требуемого уровня напряжений и снижения потерь мощности в зимних и летних режимах 2016 г. учтено участие ШР и УШР на ПС 500 кВ Томская, УШР на ПС 110 кВ Катыльгинская, УШР на ПС 110 кВ Двуреченская, УШР на ПС 110 кВ Игольская.

В целом, по энергосистеме режим работы электрической сети 110–220 кВ характеризуется как нормальный. Напряжение на подстанциях 110, 220 кВ по шинам 110, 220 кВ не превышает наибольшее рабочее напряжение для оборудования – 126 и 252 кВ (в соответствии с ГОСТ 721-77), соответственно.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

кВ не превышает наибольшее рабочее напряжение для оборудования – 126 и 252 кВ (в соответствии с ГОСТ 721-77), соответственно.

В отчете приведено также описание режимов, требующих проведения схемно-режимных мероприятий. Режимы, при которых ни один сетевой элемент или контролируемое сечение не перегружается, а уровни напряжения в контрольных пунктах находятся в допустимом диапазоне, в отчет не включались.

Результаты расчетов для нормальных схем 2016 г. приведены на чертежах № 329/143-ЭЭС.08–329/143-ЭЭС.11.

Результаты расчетов режимов 2016 г., выполненные для проверки загрузки элементов электрической сети 110-220 кВ Томской энергосистемы, приведены по районам и отдельным объектам в табличной и графической форме.

Город Томск

Электроснабжение города Томска осуществляется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Восточная и ПС 220 кВ Зональная, промышленной территории города – от шин 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-220.

ПС 220 кВ Восточная имеет связь по двухцепной ВЛ 220 кВ с ПС 500 кВ Томская, по одноцепным ВЛ 220 кВ с ПС 500 кВ Ново-Анжерская (Кузбасская энергосистема), ТЭЦ СХК, ПС 220 кВ ЭС-2 СХК и ПС 220 кВ Зональная. ПС 220 кВ Зональная так же связана одноцепной ВЛ 220 кВ с ПС 500 кВ Ново-Анжерская. В городе имеются три электростанции – Томская ТЭЦ-3, Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-1.

Распределительные сети города Томска напряжением 110 кВ представлены в основном радиально-кольцевыми линиями. Межсистемный транзит 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская связывает Томскую и Кузбасскую энергосистемы.

Для проверки работоспособности электрической сети 110-220 кВ, питающей г. Томск, выполнен ряд расчетов потокораспределения и уровней напряжения для нормальных, ремонтных схем и послеаварийных режимов для зимнего и летнего максимумов нагрузок 2016 г.

В ходе расчетов контролировалась загрузка контролируемых сечений, в состав которых входят элементы, расположенные на территории г. Томска:

– сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск», в состав которого входят:

- АТ-1 ПС 500 кВ Томская,
- АТ-2 ПС 500 кВ Томская,
- ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216),
- ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215),

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- транзит 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская;

– сечение «СХК – Томская энергосистема», в состав которого входят:

- ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК (Т-201),
- ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК (Л-3);

– сечение «Зональная – ГРЭС-2 – Восточная», в состав которого входят:

- ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I цепь (С-2),
- ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная II цепь (С-1),
- ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I цепь (С-4),
- ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная II цепь (С-3).

Для нагрузок зимнего и летнего максимумов 2016 г. рассмотрены послеаварийные режимы с отключением следующих элементов сети:

- АТ-3 (АТ-4) 200 МВА ПС 220 кВ Восточная;
- АТ-1 (АТ-2) 200 МВА ПС 220 кВ Зональная;
- АТ-1 (АТ-2) 125 МВА ПС 220 кВ ГПП-220;
- 2 (1) секции шин 220 кВ ПС 500 кВ Томская;
- ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I (II) цепь Т-204 (Т-203);
- ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I, II цепь (Т-204, Т-203);
- ВЛ 220 кВ Зональная – Восточная (Т-208);
- ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216);
- ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215);
- ВЛ 220 кВ Томская - Асино (Т-218);
- ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I (II) цепь С-2 (С-1);
- ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I, II цепь (С-2, С-1);
- ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I (II) цепь С-4 (С-3);
- ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I, II цепь (С-4, С-3).

В режимах летнего максимума 2016 г. также рассмотрены ремонтные схемы и послеаварийные режимы с отключением следующих элементов сети:

- ремонт АТ-3 (АТ-4) ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зональная;
- ремонт АТ-3 (АТ-4) ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение АТ-4 (АТ-3) ПС 220 кВ Восточная;
- ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зональная и аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Зональная;

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ ГПП-220 и аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ ГПП-220;
- ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская и аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Томская;
- ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215);
- ремонт ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I цепь (С-2) и аварийное отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2;
- 1(2) СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная.

Результаты расчетов режимов 2016 г., характеризующие загрузку элементов электрической сети 110-220 кВ на территории города Томска, приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Загрузка элементов сети 110-220 кВ на территории города Томска в нормальных, ремонтных схемах и послеаварийных режимах 2016 г.

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум 2016 г.							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	92,8	236	503	-	46,9	-
	АТ-4	92,9	236	503	-	46,9	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	76,7	195	502	-	38,8	-
	АТ-2	74,0	188	502	-	37,5	-
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	37,4	95	313	-	30,4	-
	АТ-2	36,4	92	313	-	29,4	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	72,2	184	1219	1000	15,1	18,4
	Т-203	72,2	184	1219	630	15,1	29,2
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	39,8	107	1219	1000	8,8	10,7
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	70,2	179	1219	1000	14,7	17,9
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	30,1	81	<u>1064</u>	1000	<u>7,6</u>	8,1
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	23,9	77	1219	1000	6,3	7,7
ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь	Т-211	47	129	<u>1064</u>	1000	<u>12,1</u>	12,9
	Т-212	47	129	<u>1064</u>	1000	<u>12,1</u>	12,9
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	98,9	253	<u>1200</u>	1000	<u>21,1</u>	25,3
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	25,1	151	1219	1000	12,4	15,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	45,6	180	1200	1000	15,0	18,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	24,3	125	581	600	21,5	20,8
	С-1	24,3	113	581	600	19,5	18,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	34,9	188	658	600	28,6	31,3
	С-3	34,9	188	658	600	28,6	31,3

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	49,9	247	658	1000	37,5	24,7
	С-82	49,9	247	658	1000	37,5	24,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	33,0	164	555	600	29,6	27,3
	С-82	33,0	164	555	600	29,6	27,3
ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная с отпайкой на ПС Северо-Восточная	С-7	12,9	69	658	600	10,5	11,5
ВЛ 110 кВ Восточная - Малиновка	С-8	9,6	52	658	600	7,9	8,7
Послеаварийные режимы							
Отключение АТ-3(4) ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	132,9	337	503	-	67,0	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	96,0	244	502	-	48,6	-
	АТ-2	92,6	235	502	-	46,8	-
Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	108,3	275	503	-	54,7	-
	АТ-4	108,3	275	503	-	54,7	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	откл.	-	502	-	-	-
	АТ-2	109,2	277	502	-	55,2	-
Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ ГПП-220							
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	откл.	-	313	-	-	-
	АТ-2	74,5	189	313	-	60,4	-
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I, II цепь (Т-204, Т-203)							
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	1219	1000	-	-
	Т-203	откл.	-	1219	630	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	43,9	116	1219	1000	9,5	11,6
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	155,8	397	1219	1000	32,6	39,7
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	83,3	212	<u>1064</u>	1000	<u>19,9</u>	21,2
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	19,9	67	1219	1000	5,5	6,7
ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь	Т-211	61,3	163	<u>1064</u>	1000	<u>15,3</u>	16,3
	Т-212	61,3	163	<u>1064</u>	1000	<u>15,3</u>	16,3
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	76,7	197	<u>1200</u>	1000	<u>16,4</u>	19,7
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	45,2	178	1219	1000	14,6	17,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	62,8	210	1200	1000	17,5	21,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	26,4	136	581	600	23,4	22,7
	С-1	26,4	113	581	600	19,4	18,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	35,8	179	658	600	27,2	29,8
	С-3	35,8	179	658	600	27,2	29,8

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Асино (Т-218)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	112,1	285	503	-	56,7	-
	АТ-4	112,1	285	503	-	56,7	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	85,8	218	502	-	43,4	-
	АТ-2	82,8	211	502	-	42,0	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	89,8	228	1219	1000	18,7	22,8
	Т-203	89,8	228	1219	630	18,7	36,2
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	32,7	165	581	600	28,4	27,5
	С-1	32,7	165	581	600	28,4	27,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	29,5	150	658	600	22,8	25,0
	С-3	29,5	150	658	600	22,8	25,0
ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная с отпайкой на ПС Северо-Восточная	С-7	43,8	216	658	600	32,8	36,0
ВЛ 110 кВ Восточная - Малиновка	С-8	42,8	211	658	600	32,1	35,2
Отключение ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I, II цепь (С-2, С-1)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	103,2	262	503	-	52,1	-
	АТ-4	103,2	262	503	-	52,1	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	68,7	175	502	-	34,9	-
	АТ-2	66,3	168	502	-	33,5	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	85,2	221	<u>1200</u>	1000	<u>18,4</u>	22,1
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	откл.	-	581	600	-	-
	С-1	откл.	-	581	600	-	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	62,3	306	658	600	46,5	51,0
	С-3	62,3	306	658	600	46,5	51,0
Отключение ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I, II цепь (С-4, С-3)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	78,7	200	503	-	39,8	-
	АТ-4	78,7	200	503	-	39,8	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	90,9	231	502	-	46,0	-
	АТ-2	87,6	223	502	-	44,4	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	120,5	306	<u>1200</u>	1000	<u>25,5</u>	30,6
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	62,2	305	581	600	52,5	50,8
	С-1	62,2	305	581	600	52,5	50,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	откл.	-	658	600	-	-
	С-3	откл.	-	658	600	-	-
Летний максимум 2016 г.							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	83,6	216	503	-	42,9	-
	АТ-4	83,6	216	503	-	42,9	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	67,3	174	502	-	34,7	-
	АТ-2	64,9	168	502	-	33,5	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	24,9	64	313	-	20,4	-
	АТ-2	24,0	62	313	-	19,8	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	78,4	203	945	1000	21,5	20,3
	Т-203	78,4	203	945	630	21,5	32,2
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	2,0	10	945	1000	1,1	1,0
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	38	99	945	1000	10,5	9,9
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	23,9	63	<u>825</u>	1000	<u>7,6</u>	6,3
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	24,1	84	945	1000	8,9	8,4
ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь	Т-211	12,9	34	<u>825</u>	1000	<u>4,1</u>	3,4
	Т-212	12,9	34	<u>825</u>	1000	<u>4,1</u>	3,4
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	74,4	193	<u>930</u>	1000	<u>20,8</u>	19,3
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	33,3	138	945	1000	14,6	13,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	49,5	171	930	1000	18,4	17,1
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	9,7	56	450	600	12,4	9,3
	С-1	9,7	56	450	600	12,4	9,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	3,7	45	510	600	8,8	7,5
	С-3	3,7	45	510	600	8,8	7,5
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	23,6	120	510	1000	23,5	12,0
	С-82	23,6	120	510	1000	23,5	12,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	12,4	70	430	600	16,3	11,7
	С-82	12,4	70	430	600	16,3	11,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	С-86	3,1	21	<u>375</u>	300	<u>5,6</u>	7,0
ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	С-11	1,3	16	<u>375</u>	600	<u>4,3</u>	2,7
ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	С-12	0,4	10	<u>375</u>	200	<u>2,7</u>	5,0
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново	А-27	2,1	16	<u>375</u>	200	<u>4,3</u>	8,0
Ремонтные схемы и послеаварийные режимы							
Ремонт АТ-3(4) ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	145,6	377	503	-	75,0	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	откл.	-	502	-	-	-
	АТ-2	126,3	327	502	-	65,1	-
Ремонт АТ-3 (АТ-4) ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение АТ-4 (АТ-3) ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	128,4	334	502	-	66,5	-
	АТ-2	123,8	323	502	-	64,3	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	176,7	470	<u>930</u>	1000	<u>50,5</u>	47,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	35,2	225	450	600	50,0	37,5
	С-1	35,2	225	450	600	50,0	37,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	48,9	264	510	600	51,8	44,0
	С-3	48,9	264	510	600	51,8	44,0
Ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зональная и аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	133,0	344	503	-	68,4	-
	АТ-4	133,0	344	503	-	68,4	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	откл.	-	502	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	502	-	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	31,3	124	<u>930</u>	1000	<u>13,3</u>	12,4
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	41,4	210	450	600	46,7	35,0
	С-1	41,4	210	450	600	46,7	35,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	27,8	145	510	600	28,4	24,2
	С-3	27,8	145	510	600	28,4	24,2
Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ ГПП-220							
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	откл.	-	313	-	-	-
	АТ-2	49,4	128	313	-	40,9	-
Ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ ГПП-220 и аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ ГПП-220 с включением выключателя на ПС 220 кВ ГПП-220 В-110 ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 СХК (Т-2)							
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	откл.	-	313	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	313	-	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	12,7	34	945	1000	3,6	3,4
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	37,3	97	945	1000	10,3	9,7
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	51,4	135	<u>825</u>	1000	<u>16,4</u>	13,5
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	57,4	161	945	1000	17,0	16,1
ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 СХК	Т-2	47,8	244	<u>415</u>	600	58,8	40,7
Ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская и аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Томская							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	578	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	69,3	180	503	-	35,8	-
	АТ-4	69,3	180	503	-	35,8	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	79,3	207	502	-	41,2	-
	АТ-2	76,5	200	502	-	39,8	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	78	232	945	1000	24,6	23,2
	Т-203	78	232	945	630	24,6	36,8
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	105,7	299	<u>930</u>	1000	<u>32,2</u>	29,9
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	257,9	671	945	1000	71,0	67,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	254,8	665	930	1000	71,5	66,5
ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	С-86	37,9	214	<u>375</u>	300	<u>57,1</u>	71,3

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	С-11	40,6	223	<u>375</u>	600	<u>59,5</u>	37,2
ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	С-12	42,9	231	<u>375</u>	200	<u>61,6</u>	115,5
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново	А-27	44,6	238	<u>375</u>	200	<u>63,5</u>	119,0
Ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская и аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Томская с делением транзита 110 кВ Зональная - Предтеченск - Межениновка - Сураново - Яшкинская на выключателе В-110 С-86							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	578	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	74,3	192	503	-	38,2	-
	АТ-4	74,3	192	503	-	38,2	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	89,0	232	502	-	46,2	-
	АТ-2	239,1	224	502	-	44,6	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	79	235	945	1000	24,9	23,5
	Т-203	79	235	945	630	24,9	37,3
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	104,1	295	<u>930</u>	1000	<u>31,7</u>	29,5
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	276	719	945	1000	76,1	71,9
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	274,5	716	930	1000	77,0	71,6
ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	С-86	откл.	-	<u>375</u>	300	-	-
ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	С-11	1,8	9	<u>375</u>	600	<u>2,4</u>	1,5
ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	С-12	3,5	18	<u>375</u>	200	<u>4,8</u>	9,0
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново	А-27	5,2	26	<u>375</u>	200	<u>6,9</u>	13,0
Ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	83,8	220	503	-	43,7	-
	АТ-4	83,8	220	503	-	43,7	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	58,2	154	502	-	30,7	-
	АТ-2	56,2	148	502	-	29,5	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	103,6	281	945	1000	29,7	28,1
	Т-203	103,6	281	945	630	29,7	44,6
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	110,3	300	<u>930</u>	1000	<u>32,3</u>	30,0
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-
ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	С-86	4,4	27	<u>375</u>	300	<u>7,2</u>	9,0
ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	С-11	6,3	35	<u>375</u>	600	<u>9,3</u>	5,8
ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	С-12	8,0	41	<u>375</u>	200	<u>10,9</u>	20,5
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново	А-27	9,7	50	<u>375</u>	200	<u>13,3</u>	25,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Ремонт ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I цепь (Т-204) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Восточная II цепь (Т-203)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	76,7	200	503	-	39,8	-
	АТ-4	76,6	200	503	-	39,8	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	945	1000	-	-
	Т-203	откл.	-	945	630	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	6,4	17	945	1000	1,8	1,7
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	130,8	340	945	1000	36,0	34,0
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	81,4	212	<u>825</u>	1000	<u>25,7</u>	21,2
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	28,5	89	945	1000	9,4	8,9
ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь	Т-211	28,2	74	<u>825</u>	1000	<u>9,0</u>	7,4
	Т-212	28,2	74	<u>825</u>	1000	<u>9,0</u>	7,4
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	50,2	131	<u>930</u>	1000	<u>14,1</u>	13,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	54,8	187	945	1000	19,8	18,7
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	67,9	217	930	1000	23,3	21,7
Ремонт ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I цепь (С-2) и аварийное отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	80,1	207	503	-	41,2	-
	АТ-4	80,1	207	503	-	41,2	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	70,2	182	502	-	36,3	-
	АТ-2	67,8	176	502	-	35,1	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	откл.	-	450	600	-	-
	С-1	откл.	-	450	600	-	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	25,6	130	510	600	25,5	21,7
	С-3	откл.	-	510	600	-	-
Ремонт ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I цепь (С-4) и аварийное отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	85,0	220	503	-	43,7	-
	АТ-4	85,0	220	503	-	43,7	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	65,6	170	502	-	33,9	-
	АТ-2	63,3	164	502	-	32,7	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	25,6	129	450	600	28,7	21,5
	С-1	откл.	-	450	600	-	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	откл.	-	510	600	-	-
	С-3	откл.	-	510	600	-	-
Отключение 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	155,3	402	503	-	79,9	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	83,7	217	945	1000	23,0	21,7
	Т-203	откл.	-	945	630	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	43,1	112	945	1000	11,9	11,2

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	откл.	-	<u>930</u>	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	18,8	124	945	1000	13,1	12,4
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-
Ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зональная и аварийное отключение 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	164,4	426	503	-	84,7	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	86,0	224	945	1000	23,7	22,4
	Т-203	откл.	-	945	630	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	44,9	116	945	1000	12,3	11,6
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	откл.	-	<u>930</u>	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	23,0	130	945	1000	13,8	13,0
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-
Отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	108,5	284	503	-	56,5	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	945	1000	-	-
	Т-203	164,9	436	945	630	46,1	69,2
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	8,7	23	945	1000	2,4	2,3
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	72,3	189	<u>930</u>	1000	<u>20,3</u>	18,9
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	78,2	248	930	1000	26,7	24,8
Ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215) и аварийное отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	110,1	293	503	-	58,3	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	945	1000	-	-
	Т-203	220,9	607	945	630	64,2	96,3
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	12,1	38	945	1000	4,0	3,8
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	129,4	358	<u>930</u>	1000	<u>38,5</u>	35,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.2

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Ремонт АТ-4 (АТ-3) ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение 1(2) СШ-110 кВ ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	130,6	340	502	-	67,7	-
	АТ-2	126,0	328	502	-	65,3	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	63,9	165	945	1000	17,5	16,5
	Т-203	63,9	165	945	630	17,5	26,2
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	180,6	480	<u>930</u>	1000	<u>51,6</u>	48,0
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	24,8	121	945	1000	12,8	12,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	60,3	201	930	1000	21,6	20,1
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	76,2	478	450	600	106,2	79,7
	С-1	откл.	-	450	600	-	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	51,5	278	510	600	54,5	46,3
	С-3	51,5	278	510	600	54,5	46,3
Ремонт АТ-3 (АТ-4) ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение 2 (1) СШ-110 кВ ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	130,4	340	502	-	67,7	-
	АТ-2	125,8	328	502	-	65,3	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	63,9	165	945	1000	17,5	16,5
	Т-203	63,9	165	945	630	17,5	26,2
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	180,5	479	<u>930</u>	1000	<u>51,5</u>	47,9
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	24,8	121	945	1000	12,8	12,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	60,3	201	930	1000	21,6	20,1
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	откл.	-	450	600	-	-
	С-1	84,1	520	450	600	115,6	86,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	55,5	300	510	600	58,8	50,0
	С-3	55,5	300	510	600	58,8	50,0

Анализ режимов зимнего максимума нагрузок 2016 г. для нормальной схемы и послеаварийных режимов показал, что загрузка линий 110-220 кВ, оборудования подстанций 110-220 кВ и уровни напряжения не превышают допустимые параметры. Загрузка АТ-3 (АТ-4) ПС 220 кВ Восточная при отключении АТ-4 (АТ-3) составляет не более 67%, загрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зональная при отключении АТ-2 (АТ-1) составляет не более 56%, загрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ ГПП-220 при отключении АТ-2 (АТ-1) составляет не более 61%.

Загрузка рассмотренных сечений для нормальной схемы в режиме зимнего/летнего максимума нагрузок 2016 г. составила:

- сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск» - 530,9/556,3 МВт (МДП – 916 МВт);

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- сечение «СХК – Томская энергосистема» - 63,7/26,1 МВт (МДП – 272/186 МВт);
- сечение «Зональная – Томская ГРЭС-2 – Восточная» - 118,4/26,8 МВт (МДП – 220/200 МВт).

Анализ режимов летнего максимума нагрузок 2016 г. для нормальной, ремонтных схем и послеаварийных режимов показал, что загрузка линий 110-220 кВ, оборудования подстанций ПС 110-220 кВ и уровни напряжения не превышают допустимые параметры, а также:

- загрузка АТ-3, АТ-4 ПС 220 кВ Восточная не превышает 85%;
- загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Зональная не превышает 68%;
- загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ ГПП-220 не превышает 41%;
- в режиме аварийного отключения АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ ГПП-220 при ремонте АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ ГПП-220 для исключения ограничения потребителей требуется включение на ПС 220 кВ ГПП-220 выключателя В-110 ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 СХК (Т-2) и/или на ПС 110 кВ Пиковая включение выключателя СВ-110;

- в режиме аварийного отключения АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Томская при ремонте АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская загрузка ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27) составляет 238 А (44,6 МВт), ВЛ 110 кВ Межениновка – Сураново (С-12) – 231 А (42,9 МВт), при этом выявлен перегруз оборудования указанных ВЛ 110 кВ (трансформаторы тока (ТТ) с номинальным током 200 А), установленного на ПС 110 кВ Сураново, который составляет 19 % и 15,5 % соответственно. Загрузка сечения «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 557,3 МВт. Для исключения перегруза оборудования, установленного на ПС 110 кВ Сураново, необходимо выполнить деление транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская на выключателе В-110 С-86 на ПС 220 кВ Зональная. Для снижения перетока в контролируемом сечении до значения МДП – 350 МВт ремонтной схемы необходимо догрузить Томскую ГРЭС-2 до 245 МВт. Для снятия ограничений пропускной способности транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская требуется замена ТТ с номинальным током 200 А и 300 А на ПС 110 кВ Яшкинская и ПС 110 кВ Сураново на ТТ с номинальным током 400 А и более;

- в режиме аварийного отключения 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ при ремонте ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215) выявлена наибольшая загрузка ВЛ 220 кВ Томская - Восточная II цепь (Т-203) - 607 А (220,9 МВт), что составляет 96,3% от номинального тока 630 А ВЧ-заградителя на ПС 220 кВ Восточная;

- в режиме аварийного отключения 1 (2) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Восточная при ремонте АТ-4 (АТ-3) ПС 220 кВ Восточная загрузка ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Восточная I(II) цепь С-2(1) составляет 478А (520А) - 106,2% (115,6%) от допустимого тока провода $I_{доп}=450$ А при +25°C, но не превышает аварийно допустимый ток провода $I_{ад}=540$ А. Допустимого времени перегруза ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Восточная I(II) цепь С-2(1) достаточно, чтобы

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

выполнить перефиксацию присоединений ПС 220 кВ Восточная на 2(1) СШ 110 кВ подстанции и включить их в работу.

Результат расчета послеаварийного режима отключения АТ-2(1) ПС 500 кВ Томская во время ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская с делением транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская на выключателе В-110 С-86 на ПС 220 кВ Зональная для летнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.1.

Результат расчета послеаварийного режима отключения 2СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ во время ремонта ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215) для летнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.2.

Результат расчета послеаварийного режима отключения 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Восточная во время ремонта АТ-3 ПС 220 кВ Восточная для летнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.3.

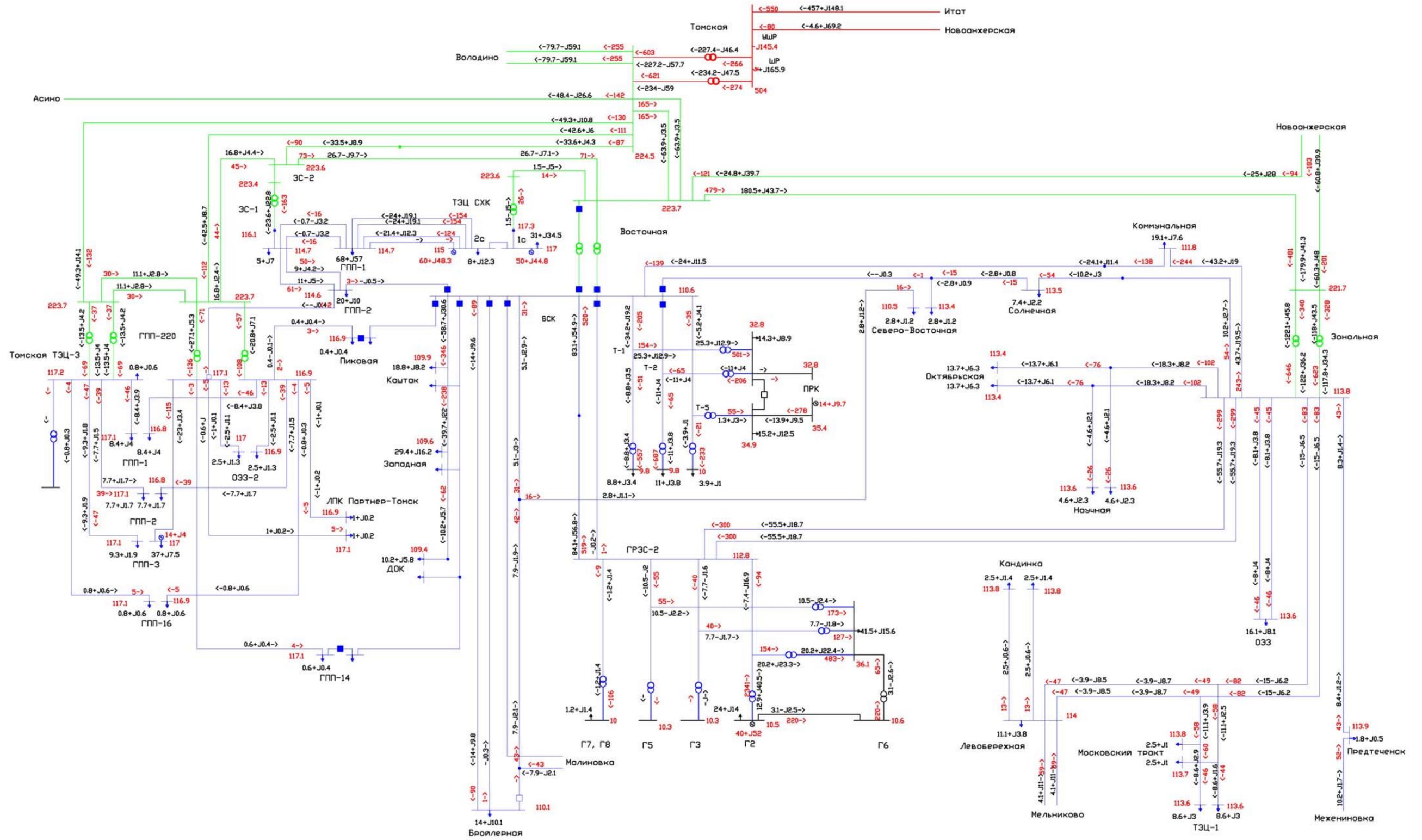


Рисунок 5.3 – Летний максимум 2016 г. Ремонт АТ-3 ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Восточная

Сечение «Томск – Левобережье»

В состав контролируемого сечения «Томск – Левобережье» входят:

- ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I цепь (ТВ-231);
- ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка II цепь (ТВ-221);
- ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I цепь (С-83);
- ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками II цепь (С-82).

ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I, II цепь (ТВ-231, ТВ-221) (далее – ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221) выполнена проводом марки АСО-300 с допустимым током провода $I_{дд}=690$ А при $+25^{\circ}\text{C}$. На ПС 500 кВ Томская и ПС 220 кВ Володино в ячейках ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 установлено электрооборудование с номинальным током 1000 А и 600 А соответственно.

ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь (С-83, С-82) (далее – ВЛ 110 кВ С-82, С-83) практически на всем протяжении выполнена проводом марки АС-185 с допустимым током провода $I_{доп}=510$ А при $+25^{\circ}\text{C}$, за исключением участка ВЛ 110 кВ С-82, С-83, выполненного проводом Б-150 протяженностью 0,6 км с допустимым током провода $I_{доп}=430$ А при $+25^{\circ}\text{C}$. На ПС 220 кВ Зональная и ПС 110 кВ Левобережная в ячейках ВЛ 110 кВ С-83, С-82 установлено электрооборудование с номинальным током 1000 А и 600 А соответственно.

Загрузка элементов сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково для нормальных, ремонтных схем и послеаварийных режимов зимнего и летнего максимумов 2016 г. приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Загрузка элементов сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково в нормальных, ремонтных схемах и послеаварийных режимах 2016 г.

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		I доп. ВЛ, <u>I доп. ошн.</u> , I ном АТ, А	I ном эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошн.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум 2016 г.							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	92,9	236	503	-	46,9	-
	АТ-4	92,8	236	503	-	46,9	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	76,7	195	502	-	38,8	-
	АТ-2	74,0	188	502	-	37,5	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	110,6	302	890	1000	33,9	30,2
	ТВ-221	110,6	302	890	1000	33,9	30,2
	ТВ-221	100,9	272	<u>780</u>	600	<u>34,9</u>	45,3

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	100,9	272	<u>780</u>	600	<u>34,9</u>	45,3
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	72,2	184	1219	1000	15,1	18,4
	Т-203	72,2	184	1219	630	15,1	29,2
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	98,9	253	<u>1200</u>	1000	<u>21,1</u>	25,3
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	46,0	157	1200	1000	13,1	15,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	49,9	247	658	1000	37,5	24,7
	С-82	49,9	247	658	1000	37,5	24,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	33,0	164	555	600	29,5	27,3
	С-82	33,0	164	555	600	29,5	27,3
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	16,8	83	658	600	12,6	13,8
	С-16	16,8	83	658	600	12,6	13,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	37,9	188	658	600	28,6	31,3
	С-3	37,9	188	658	600	28,6	31,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	24,3	125	581	600	21,5	20,8
	С-1	24,3	125	581	600	21,5	20,8
Послеаварийные режимы							
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I (II) цепь (ТВ-231 (ТВ-221))							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	194,7	513	890	1000	57,6	51,3
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	-	<u>780</u>	600	-	-
	ТВ-221	172,8	468	<u>780</u>	600	<u>60,0</u>	78,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	65,0	319	658	1000	48,5	31,9
	С-82	65,0	319	658	1000	48,5	31,9
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	47,9	237	555	600	42,7	39,5
	С-82	47,9	237	555	600	42,7	39,5
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-231,ТВ-221) с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (ОН в объеме 62 МВт) и отключением БСК на ПС 110 Игольская и ПС 110 кВ Двуреченская							
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	120,4	308	1219	1000	25,3	30,8
	Т-203	120,4	308	1219	630	25,3	48,9
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	163,2	418	<u>1200</u>	1000	<u>34,8</u>	41,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	55,1	185	1200	1000	15,4	18,5
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	126,9	623	658	1000	94,7	62,3
	С-82	126,9	623	658	1000	94,7	62,3
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	107,8	543	555	600	97,8	90,5
	С-82	107,8	543	555	600	97,8	90,5
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	91,6	465	658	600	70,7	77,5
	С-16	91,6	465	658	600	70,7	77,5
	С-3	62,3	306	658	600	46,5	51,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошн.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошн.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	62,3	306	658	600	46,5	51,0
Отключение ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I(II) цепь (С-83(С-82))							
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	откл.	-	658	1000	-	-
	С-82	93,5	464	658	1000	70,5	46,4
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	откл.	-	555	600	-	-
	С-82	59,2	295	555	600	53,2	49,2
Отключение 2(1) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	109,3	277	502	-	55,2	-
	АТ-2	откл.	-	502	-	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	64,3	171	<u>1200</u>	1000	<u>14,3</u>	17,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	39,6	144	1200	1000	12,0	14,4
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	86,8	432	658	1000	65,7	43,2
	С-82	откл.	-	658	1000	-	-
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	69,1	348	555	600	62,7	58,0
	С-82	16,6	86	555	600	15,5	14,3
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	10,1	52	658	600	7,9	8,7
	С-16	10,1	52	658	600	7,9	8,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	24,8	130	581	600	22,4	21,7
	С-1	24,8	130	581	600	22,4	21,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	74,9	374	658	600	56,8	62,3
	С-3	откл.	-	658	600	-	-
Отключение 2(1) секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Володино							
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	78,0	200	1219	1000	16,4	20,0
	Т-203	78,0	200	1219	630	16,4	31,7
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	106,7	274	<u>1200</u>	1000	<u>22,8</u>	27,4
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	50,0	173	1200	1000	14,4	17,3
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	62,7	314	658	1000	47,7	31,4
	С-82	62,7	314	658	1000	47,7	31,4
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	45,5	230	555	600	41,4	38,3
	С-82	45,5	230	555	600	41,4	38,3
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	29,3	147	658	600	22,3	24,5
	С-16	29,3	147	658	600	22,3	24,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	41,6	210	658	600	31,9	35,0
	С-3	41,6	210	658	600	31,9	35,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошнн.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошнн.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Летний максимум 2016 г.							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	83,6	216	503	-	42,9	-
	АТ-4	83,6	216	503	-	42,9	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	64,9	168	502	-	33,5	-
	АТ-2	67,3	174	502	-	34,7	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	70,6	236	690	1000	34,2	23,6
	ТВ-221	70,6	236	690	1000	34,2	23,6
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	63,2	202	<u>605</u>	600	<u>33,4</u>	33,7
	ТВ-221	63,2	202	<u>605</u>	600	<u>33,4</u>	33,7
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	78,4	203	945	1000	21,5	20,3
	Т-203	78,4	203	945	630	21,5	32,2
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	74,4	193	<u>930</u>	1000	<u>20,8</u>	19,3
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	49,9	152	930	1000	16,3	15,2
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	23,6	120	510	1000	23,5	12,0
	С-82	23,6	120	510	1000	23,5	12,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	12,5	70	430	600	16,3	11,7
	С-82	12,5	70	430	600	16,3	11,7
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	4,5	53	510	600	10,4	8,8
	С-16	4,5	53	510	600	10,4	8,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	3,7	45	510	600	8,8	7,5
	С-3	3,7	45	510	600	8,8	7,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	9,6	56	450	600	12,4	9,3
	С-1	9,6	56	450	600	12,4	9,3
Ремонтные схемы и послеаварийные режимы							
Ремонт ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (I)II цепь ((ТВ-231)ТВ-221) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-231(ТВ-221)) с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (ОН в объеме 25 МВт) и включением ШР на ПС 220 кВ Володино							
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	110,5	288	945	1000	30,5	28,8
	Т-203	110,5	288	945	630	30,5	45,7
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	117,1	306	<u>930</u>	1000	<u>32,9</u>	30,6
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	58,5	190	930	1000	20,4	19,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	78,3	397	510	1000	77,8	39,7
	С-82	78,3	397	510	1000	77,8	39,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	66,2	340	430	600	79,1	56,7
	С-82	66,2	340	430	600	79,1	56,7

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.3

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	58,2	300	510	600	58,8	50,0
	С-16	58,2	300	510	600	58,8	50,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	13,2	70	510	600	13,7	11,7
	С-3	13,2	70	510	600	13,7	11,7
Ремонт ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная (Т-208) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-221(ТВ-231))							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	откл.	-	690	1000	-	-
	ТВ-221	129,4	399	690	1000	57,8	39,9
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	-	<u>605</u>	600	-	-
	ТВ-221	113,0	356	<u>605</u>	600	<u>58,8</u>	59,3
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	72,7	188	945	1000	19,9	18,8
	Т-203	72,7	188	945	630	19,9	29,8
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	откл.	-	<u>930</u>	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	84,4	231	930	1000	24,8	23,1
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	30,5	161	510	1000	31,6	16,1
	С-82	30,5	161	510	1000	31,6	16,1
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	19,2	114	430	600	26,5	19,0
	С-82	19,2	114	430	600	26,5	19,0
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	11,2	96	510	600	18,8	16,0
	С-16	11,2	96	510	600	18,8	16,0
Ремонт ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I(II) цепь (С-83(С-82)) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-221(ТВ-231))							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	откл.	-	690	1000	-	-
	ТВ-221	128,1	397	690	1000	57,5	39,7
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	-	<u>605</u>	600	-	-
	ТВ-221	112,7	356	<u>605</u>	600	<u>58,8</u>	59,3
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	82,1	213	945	1000	22,5	21,3
	Т-203	82,1	213	945	630	22,5	33,8
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	79,6	206	<u>930</u>	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	51,7	159	930	1000	17,1	15,9
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	откл.	-	510	1000	-	-
	С-82	61,5	319	510	1000	62,5	31,9
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	откл.	-	430	600	-	-
	С-82	38,7	228	430	600	53,0	38,0
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	11,3	96	510	600	18,8	16,0
	С-16	11,3	96	510	600	18,8	16,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Анализ послеаварийных режимов для нормальной схемы зимнего и летнего максимума 2016 г. показал, что загрузка элементов сети 110-220 кВ в районе транзита 110 кВ Зональная – Левобережная – Мельниково-110 не превышает допустимые параметры оборудования и линий.

Наиболее тяжелым послеаварийным режимом является отключение двухцепной ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 в режимах зимнего и летнего максимума нагрузок.

В послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 действием существующей АРОДЛ ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка (далее – АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221) происходит отключение нагрузки в объеме 62 МВт. При этом загрузка ВЛ 110 кВ С-82, С-83 со стороны ПС 110 кВ Левобережная составляет 97,8% от допустимого тока провода 555 А и 90,5% от номинального тока электрооборудования 600 А. Загрузка линии близка к 100% по длительно допустимому току провода. Значения напряжения на подстанциях 220-110 кВ: ПС 220 кВ Володино, ПС 220 кВ Чажемто, ПС 220 кВ Парабель составляют порядка 260 кВ и 133,4 кВ, что выше наибольшего рабочего напряжения (252 кВ и 126 кВ). При включении ШР мощностью 100 Мвар на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Володино – режим неустойчив.

Для нормализации уровней напряжения в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 для зимнего максимума 2016 г. рекомендуется отключить БСК мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Двуреченская и ПС 110 кВ Игольская. При этом уровни напряжения в сети 220-110 кВ составляют 243,7 кВ и 125,5 кВ, что не превышает наибольшее рабочее напряжения.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 для зимнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.4.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 и выполнением схемно-режимных мероприятий – отключение БСК на ПС 110 кВ Двуреченская и ПС 110 кВ Игольская для зимнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.5.

В послеаварийном режиме летнего максимума при ремонте ВЛ 220 кВ ТВ-231 (ТВ-221) и отключении ВЛ 220 кВ ТВ-221 (ТВ-231) действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 происходит отключение нагрузки в объеме 25 МВт. Уровни напряжения превышают наибольшие рабочие значения – режим неустойчив. Для нормализации уровней напряжения рекомендуется включение ШР мощностью 100 Мвар на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Володино. После выполнения схемно-режимных мероприятий уровни напряжения в сети 220-110 кВ составляют 225,7 кВ и 100,7 кВ, что не превышает наибольшие рабочие напряжения.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ ТВ-231 (ТВ-221) при ремонте ВЛ 220 кВ ТВ-221 (ТВ-231) с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 и выполнением схемно-режимных мероприятий – включение ШР-100 Мвар на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Володино для летнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.6.

В соответствии со СиПР ЕЭС в 2021 г. планируется ввод первые пусковых участков участков транзита 500 кВ Томск – Нижневартовская ГРЭС:

- ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ);
- ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ),

ввод которых позволит повысить надежность электроснабжения потребителей Томской области. Расчет послеаварийных режимов для зимнего и летнего максимумов нагрузок 2016 года с учетом ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) и ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) показал, что токовая загрузка элементов электрической сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково не превышает длительно допустимую токовую нагрузку проводов ВЛ и номинального тока подстанционного электрооборудования.

Для оценки влияния ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ), предусмотренного проектом «ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с расширением ПС 220 кВ Парабель (сооружение ОРУ 500 кВ)», на загрузку элементов сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково были рассмотрены наиболее сложные схемно-режимные ситуации с учетом ввода указанной ВЛ 220 кВ. Анализ послеаварийных режимов показал, что загрузка элементов сети 110-220 кВ не превышает допустимые параметры, значения напряжения не превышают наибольшее рабочее и не снижаются ниже номинального. Ввод ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) снижает загрузку транзита 110 кВ Зональная – Левобережная – Мельниково и исключает необходимость отключения нагрузки потребителей действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 в режимах отключения двухцепной ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221.

Загрузка элементов сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково в послеаварийных режимах зимнего и летнего максимумов 2016 г. с учетом ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (габаритах 500 кВ) приведена в таблице 5.4.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 для зимнего максимума 2016 г. с учетом ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) приведен на рисунке 5.7.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ ТВ-231 (ТВ-221) при ремонте ВЛ 220 кВ ТВ-221 (ТВ-231) для летнего максимума 2016 г. с учетом ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) приведен на рисунке 5.8.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таблица 5.4 – Загрузка элементов сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково в послеаварийных режимах с учетом ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) 2016 г.

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , Ином АТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум 2016 г.							
Послеаварийный режим							
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-231,ТВ-221) с учетом строительства I этапа ВЛ 220 кВ Томская - Володино в габаритах 500 кВ							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино	-	197,6	532	942	-	56,5	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	75,4	193	1219	1000	15,8	19,3
	Т-203	75,4	193	1219	630	15,8	30,6
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	103,1	264	<u>1200</u>	1000	<u>22,0</u>	26,4
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	45,0	144	1200	1000	12,0	14,4
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	53,2	260	658	1000	39,5	26,0
	С-82	53,2	260	658	1000	39,5	26,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	36,3	179	555	600	32,3	29,8
	С-82	36,3	179	555	600	32,3	29,8
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	20,1	102	658	600	15,5	17,0
	С-16	20,1	102	658	600	15,5	17,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-3	39,1	192	658	600	29,2	32,0
	С-4	39,1	192	658	600	29,2	32,0
Ремонтная схема и послеаварийный режим							
Ремонт ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (I)II цепь ((ТВ-231)ТВ-221) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-231(ТВ-221)) с учетом строительства I этапа ВЛ 220 кВ Томская - Володино в габаритах 500 кВ							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино	-	125,4	416	730	-	57,0	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	80,2	207	1219	1000	17,0	20,7
	Т-203	80,2	207	1219	630	17,0	32,9
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	76,8	199	<u>1200</u>	1000	<u>16,6</u>	19,9
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	48,8	150	1200	1000	12,5	15,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	24,9	130	658	1000	19,8	13,0
	С-82	24,9	130	658	1000	19,8	13,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	13,6	85	555	600	15,3	14,2
	С-82	13,6	85	555	600	15,3	14,2
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	5,6	73	658	600	11,1	12,2
	С-16	5,6	73	658	600	11,1	12,2
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	3,3	51	658	600	7,8	8,5
	С-3	3,3	51	658	600	7,8	8,5

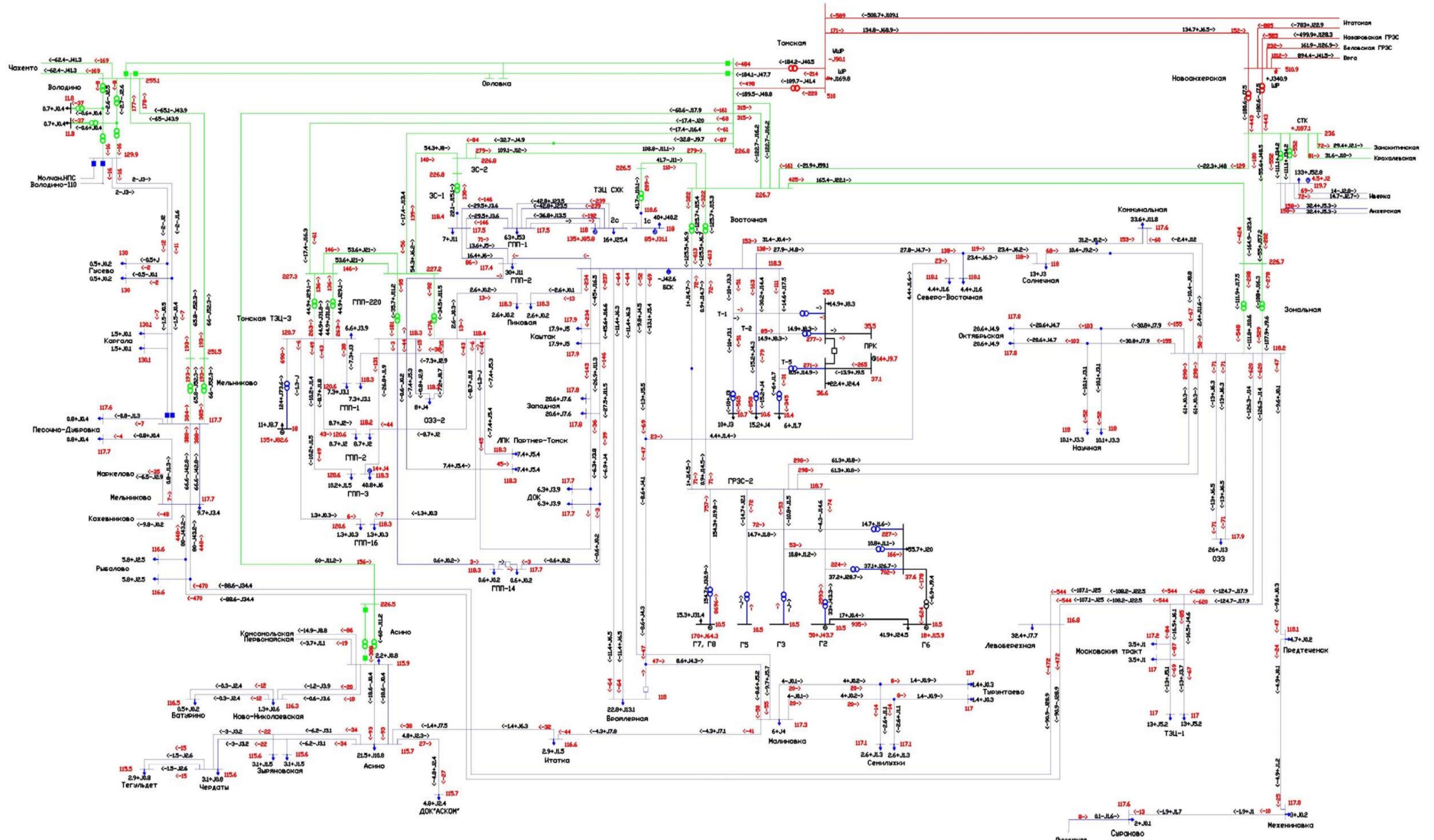


Рисунок 5.4 – Зимний максимум 2016 г. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 (ОН в объеме 62 МВт)

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таким образом, ввод ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) повысит надежность электроснабжения потребителей Томской области и позволит избежать отключения нагрузки потребителей действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 при следующих аварийных режимах:

- аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 в зимний период, приводящее к отключению 62 МВт нагрузки;

- наложение аварийного отключения одной из ВЛ 220 кВ ТВ-231 (ТВ-221) на плановый ремонт второй ВЛ 220 кВ ТВ-221 (ТВ-231) в летний период, приводящее к отключению 25 МВт нагрузки.

В таблице 5.5 приведен расчет экономического ущерба, прогнозируемого в Томской энергосистеме из-за аварийных отключений в сечении «Томск – Левобережье» в период 2016-2020 гг. до момента ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ).

При расчете среднегодового экономического ущерба, приведенного в таблице 5.5, удельная стоимость ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям принята исходя из указаний Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (Москва, 2003г.) в размере от 1,5\$ до 4\$, что соответствует 90 и 240 руб./кВт.ч. (принято, что 1\$ = 60 руб.).

Ежегодный экономический эффект от включения участка ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ), обусловленный повышением надежности электроснабжения потребителей Томской области, оценивается в размере 43,7-116,4 млн. руб. в год (в зависимости от удельной стоимости ущерба).

В соответствии с СиПР ЕЭС ввод ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) планируется в 2021 г. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что ввод в более ранние сроки ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ), предусмотренный проектом «ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с расширением ПС 220 кВ Парабель (сооружение ОРУ 500 кВ)», позволит избежать экономического ущерба в Томской энергосистеме в размере 43,7-116,4 млн. руб. в год (в зависимости от удельной стоимости ущерба), вызванного аварийными отключениями в сечении «Томск – Левобережье».

Таблица 5.5 - Расчет среднегодового экономического ущерба, прогнозируемого в Томской энергосистеме из-за аварийных отключений в сечении «Томск – Левобережье» в период 2016-2020 гг. до ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ)

№ п/п	Наименование отключаемых элементов	Вероятность аварии (количество аварийных отказов в год)*	Время восстановления элемента после аварии*	Среднегодовое время аварийного простоя	Величина ограничения нагрузки при аварии	Среднегодовая величина недоотпуска электроэнергии из-за аварии	Среднегодовой экономический ущерб от недоотпуска электроэнергии		Мероприятия, исключающие ограничения потребителей
		w (отказ/год)	Tв (час)	Tав = w × Tв (час/год)	Pогр (МВт)	Э = Pогр × Tав (тыс.кВт.ч/год)	(уд. стоимость ущерба = 90 руб./кВт.ч)** У = Э × 90 (тыс.руб./год)	(уд. стоимость ущерба = 240 руб./кВт.ч)** У = Э × 240 (тыс.руб./год)	
1	Аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь	0,445	16,6	7,40	62	459,0	41 310,1	110 160,4	Ввод ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ)
2	Наложение аварийного отключения одной из секций 220 кВ на ПС 220 кВ Володино и/либо ПС 500 кВ Томская на плановый ремонт второй секции 220 кВ на ПС 220 кВ Володино и/либо ПС 500 кВ Томская, приводящее к потере двух цепей ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь	0,006	43,8	0,28	62	17,4	1 564,2	4 171,2	
3	Наложение аварийного отключения одной из цепей ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь на плановый ремонт второй цепи ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь	0,033	10,5	0,35	25	8,8	789,0	2 104,1	
Итого:						485,1	43 663,4	116 435,6	
<p>* - Показатели надежности элементов энергосистемы (вероятность аварии, время восстановления элемента после аварии) рассчитаны по данным «Справочника по проектированию электрических сетей» (под редакцией Д.Л. Файбисовича, Москва ЭНАС 2012 г.);</p> <p>** - Удельная стоимость ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям принята исходя из указаний Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (Москва, 2003г.) в размере от 1,5\$ до 4\$, что соответствует 90 и 240 руб./кВт.ч. (принято, что 1\$ = 60 руб.).</p>									

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Транзит 110 кВ Асино – Белый Яр – Колпашево – Чажемто

В северо-восточной зоне Томской области между ПС 220 кВ Асино и ПС 220 кВ Чажемто вдоль транзита 220 кВ работает шунтирующий транзит 110 кВ Асино – Белый Яр – Колпашево – Чажемто. Протяженность линий 110 кВ составляет около 400 км. Транзит 110 кВ Асино – Белый Яр – Колпашево – Чажемто работает с постоянно выполненным разделом. Деление осуществляется на ПС 110 кВ Колпашево по ВЛ 110 кВ Типсино – Колпашево (С-57К). Протяженность транзита 110 кВ от ПС 220 кВ Асино до ПС 110 кВ Типсино составляет 294 км. На ПС 110 кВ Колпашево установлена БСК-26 Мвар.

Для проверки пропускной способности транзита 110 кВ Асино – Белый Яр – Колпашево – Чажемто проведены расчеты потокораспределения и уровней напряжения для характерных нормальных, ремонтных схем и послеаварийных режимов для зимнего и летнего максимумов нагрузок 2016 г.

В нормальных схемах 2016 г. БСК-26 Мвар на ПС 110 кВ Колпашево не участвовала.

В режиме зимнего максимума 2016 г. перетоки активной мощности от ПС 220 кВ Асино в сторону ПС 110 кВ Типсино составляют 8,6-14,9 МВт, в летних – 3,6-6,2 МВт, при этом перетоки реактивной мощности направлены в сторону ПС 220 кВ Асино и составляют 7-12,9 Мвар.

В режиме зимнего максимума 2016 г. при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Томская – Асино (Т-218) уровни напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Асино – Типсино не превышают наибольшего рабочего значения - 126 кВ, на ПС 110 кВ Типсино зафиксировано 124,9 кВ.

В режиме летнего минимума 2016 г. при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Томская – Асино (Т-218) уровни напряжения на подстанциях транзита 110 кВ Асино – Типсино превышают наибольшее рабочее значение - 126 кВ, на ПС 110 кВ Типсино зафиксировано 131,4 кВ. При условии переноса точки деления транзита на В-110 ВЛ С-54 ПС 110 кВ Сайга напряжение на ПС 110 кВ Сайга находится на уровне 124,9 кВ.

В режиме зимнего максимума 2016 г. при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево с отпайкой на ПС Новоильинская (С-40) действием АВР на выключателе В-110 С-57К ПС 110 кВ Колпашево переключается на питание от ПС 220 кВ Асино по транзиту 110 кВ. Режим неустойчивый (напряжения ниже аварийно допустимого 86 кВ), при этом мощности существующей БСК-26 Мвар недостаточно для повышения уровня напряжения выше аварийно допустимого. Для повышения уровня напряжения на ПС 110 кВ Колпашево рекомендуется заменить существующую морально и физически устаревшую БСК-26 Мвар на БСК мощностью 37,5 Мвар, состоящей из трех параллельных конденсаторных цепочек по 12,5 Мвар и выполнить АОСН с действием на включение БСК. Напряжение на ПС 110 кВ Колпашево при

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

этом составит 107,8 кВт. Мощность и схему подключения БСК необходимо уточнить отдельным проектом, а также логику действия и уставки АОСН на ПС 110 кВ Колпашево.

Кроме того, согласно Федеральному закону от 27.06.2011 № 164-ФЗ «О ратификации Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях» БСК-26 Мвар ПС 110 кВ Колпашево попала в перечень оборудования, содержащее полихлорбифенилы (ПХБ) и которое подлежит выводу из эксплуатации. Замена БСК-26 Мвар ПС 110 кВ Колпашево предусмотрен ИП ОАО «ТРК» на 2020 г.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Томская – Асино (Т-218) с переносом точки деления транзита на В-110 ВЛ С-54 ПС 110 кВ Сайга для летнего минимума 2016 г. приведен на рисунке 5.9.

Результат расчета послеаварийного режима аварийного отключения ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево с отпайкой на ПС Новоильинская (С-40) для зимнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.10.

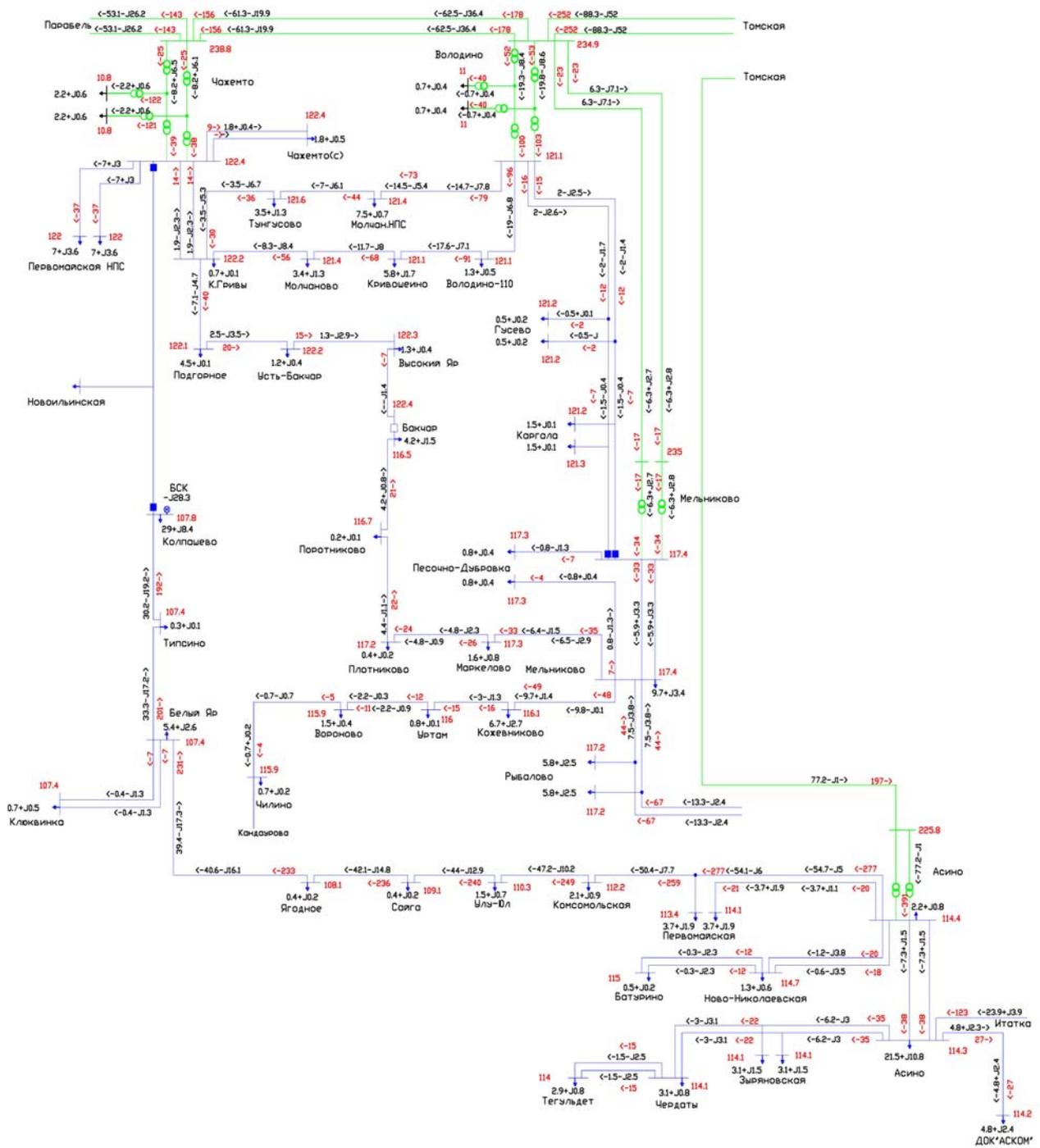


Рисунок 5.10 – Зимний максимум 2016 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево с отпайкой на ПС Новоильинская (С-40) с БСК-37,5 Мвар на ПС 110 кВ Колпашево

Транзит 220 кВ Томская – Нижневартовская ГРЭС

Основной системообразующей связью энергосистемы Томской области является транзит 220 кВ Томская – Володино – Чажемто – Парабель – Вертикос – Раскино – Чапаевка – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС (Томская – Нижневартовская ГРЭС) протяженностью около 800 км (в том числе по территории ОЭС Сибири - 785,7 км).

По транзиту 220 кВ обеспечивается электроснабжение потребителей нефтедобывающей отрасли.

По режимным условиям параллельная работа двух объединений по связи Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС не осуществляется. Часть нагрузок севера Томской энергосистемы обеспечивается электропитанием от ОЭС Урала с делением сети 220 кВ Томской энергосистемы на ПС 220 кВ Вертикос (в сторону ОЭС Сибири) и ПС 220 кВ Парабель (в сторону ОЭС Урала).

Для проверки загрузки электрической сети в районе рассматриваемого транзита проанализированы послеаварийные режимы для зимнего и летнего максимумов 2016 г.:

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I,II цепь (НСС-1, НСС-2);
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (I)II цепь ((НСС-1) НСС-2) при ремонте ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I(II) цепь (НСС-1 (НСС-2));
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь (ЧС-236, ЧС-226);
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская (I)II цепь ((ЧС-236) ЧС-226) при ремонте ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I(II) цепь (ЧС-236 (ЧС-226));
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I,II цепь (ЧП-233, ЧП-223);
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель (I)II цепь ((ЧП-233) ЧП-223) при ремонте ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I(II) цепь (ЧП-233 (ЧП-223)).

В послеаварийном режиме зимнего максимума 2016 г. отключения ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепь (ЧП-233, ЧП-223) действием АВР ПС 220 кВ Парабель переводится на питание со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Токовая загрузка электросетевого оборудования не выходит за область допустимых значений. Переток в КС «ОЭС Урала – Томская энергосистема» не превышает величину АДП и составляет 330 МВт (АДП 430 МВт).

Для снижения перетока в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» до величины МДП (265 МВт) необходимо выполнение схемно-режимных мероприятий – ввести ограничение

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

нагрузки потребителей энергорайона, питающегося по электропередаче «Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская» (энергорайона «Север») в объеме 60 МВт в зимний период и 20 МВт в летний период.

Результат расчета послеаварийного режима отключения двухцепной ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепь (ЧП-233, ЧП-223) для зимнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.11.

В послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении двухцепной ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь (ЧС-236, ЧС-226) ПС 220 кВ Чапаевка переводится на питание со стороны ПС 500 кВ Томская действиями оперативного персонала. Токовая загрузка электросетевого оборудования не выходит за область допустимых значений. Переток в КС «Красноярск, Кузбасс – Томск» не превышает величину МДП и составляет 640 МВт (МДП 916 МВт). Уровни напряжений в контрольных пунктах и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы.

Результат расчета послеаварийного режима отключения двухцепной ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь (ЧС-236, ЧС-226) для зимнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.12.

В послеаварийных режимах при отключении ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь (НСС-1, НСС-2) действиями оперативного персонала электроснабжение энергорайона «Север» переводится на питание со стороны ПС 500 кВ Томская. Для обеспечения статической устойчивости нагрузки и исключения снижения значений уровней напряжения ниже аварийно допустимых значений потребуются ограничение нагрузки в узле ПС 220 кВ Советско-Соснинская в объеме порядка 75 МВт и 35 МВт в режимах зимнего и летнего максимума соответственно.

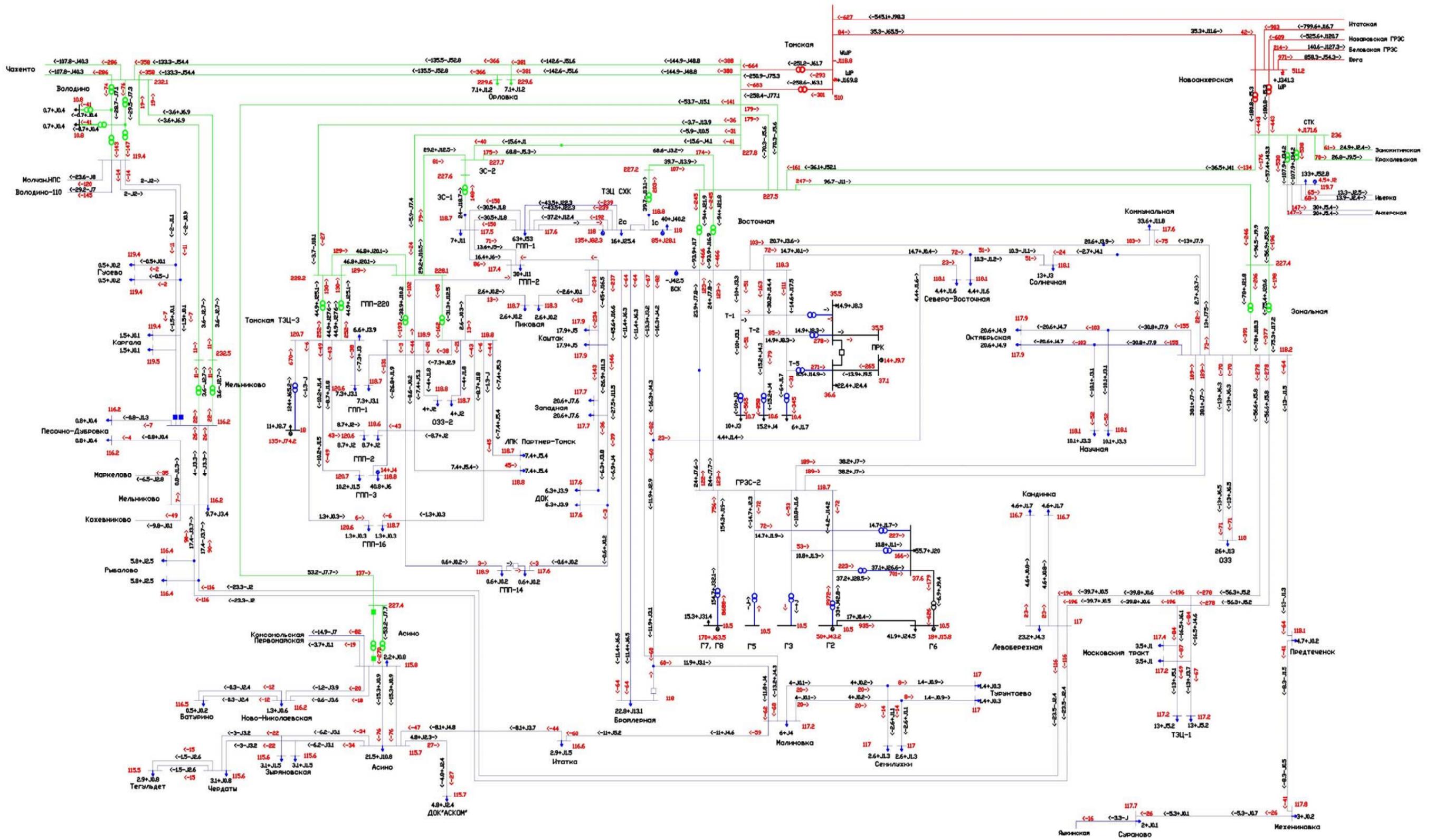


Рисунок 5.12 – Зимний максимум 2016 г. Аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь (ЧС-236, ЧС-226)

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Ввод ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) позволит увеличить значение МДП в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема», что повысит надежность электроснабжения существующих потребителей в послеаварийных режимах отключения двухцепной ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепи (ЧП-233, ВЧ-223).

До ввода в работу ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) для увеличения МДП в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» и исключения ввода ограничений нагрузки потребителей в послеаварийных режимах отключения двухцепных участков транзита 220 кВ Томская – Нижневартовская ГРЭС необходимо выполнить АОПО ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I и II цепь (НСС-1 и НСС-2) на ПС 220 кВ Соснинская. Данная АОПО должна контролировать токовую нагрузку ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I и II цепи (НСС-1 и НСС-2) и действовать при превышении тока выше уставки срабатывания на отключение нагрузки потребителей, запитанных от ПС 220 кВ Советско-Соснинская и ПС 110 кВ Вахская. Логику действия и уставки АОПО необходимо определить отдельным проектом.

Для оценки влияния ввода в более ранние сроки ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ), предусмотренного проектом «ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с расширением ПС 220 кВ Советско-Соснинская (сооружение ОРУ 500 кВ)», рассмотрены послеаварийные режимы отключения двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь (НСС-1, НСС-2) с учетом ввода указанной ВЛ 220 кВ.

Расчет режима для зимнего максимума нагрузки 2016 г. показал, что загрузка элементов сети 110-220 кВ не превышает допустимые параметры, значения напряжения не превышают наибольшее рабочее и не снижаются ниже номинального, ограничения нагрузки потребителей не требуются (рисунок 5.13).

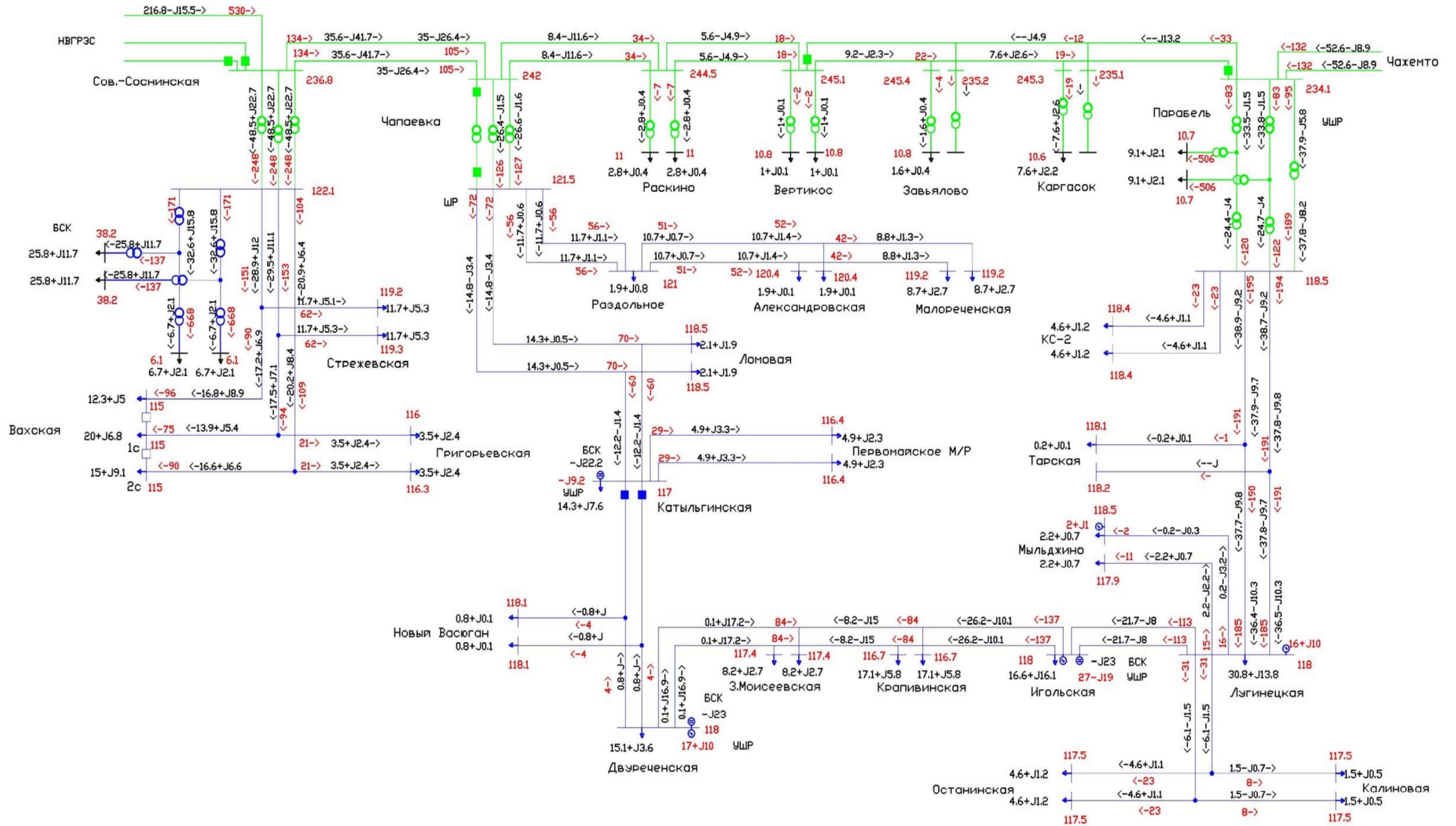


Рисунок 5.13 – Зимний максимум 2016 г. Аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС– Советско-Соснинская I,II цепь (НСС-1,НСС-2) с учетом ввода ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ)

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таким образом, ввод ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ), повысит надежность электроснабжения потребителей Томской области и позволит избежать ограничений нагрузки потребителей в послеаварийных режимах отключения двухцепной ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепь (ЧП-233, ЧП-223) и двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь (НСС-1 и НСС-2).

В таблице 5.6 приведен расчет экономического ущерба, прогнозируемого в Томской энергосистеме из-за ограничений потребителей в послеаварийных режимах отключения двухцепной ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепь (ЧП-233, ЧП-223) и двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь (НСС-1 и НСС-2) в период 2016-2020 гг. до ввода ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ). Ежегодный экономический эффект от ввода ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ), обусловленный повышением надежности электроснабжения потребителей Томской области, оценивается в размере 17,1-45,7 млн. руб. в год (в зависимости от удельной стоимости ущерба).

Помимо эффекта повышения надежности электроснабжения, следует отметить, что фактический переток в КС «ОЭС Урала – Томская энергосистема» за период 2010-2014 гг. в режимах зимнего максимума нагрузки Томской энергосистемы находился в пределах 217-256 МВт, при этом заявленная мощность новых потребителей по заключенным договорам на технологическое присоединение в этом районе составляет 8 МВт. Таким образом, к 2016 г. в нормальных схемах переток мощности в сечении «ОЭС Урала – Томская энергосистема» может достигнуть величины МДП, в связи с чем необходимо дополнительное электросетевое строительство.

В соответствии с СиПР ЕЭС ввод ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) планируется в 2021 г. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что ввод в более ранние сроки ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ), предусмотренный проектом «ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с расширением ПС 220 кВ Советско-Соснинская (сооружение ОРУ 500 кВ)», позволит избежать экономического ущерба в Томской энергосистеме в размере 17,1-45,7 млн. руб. в год (в зависимости от удельной стоимости ущерба), вызванного ограничениями нагрузки потребителей.

Таблица 5.6 - Расчет среднегодового экономического ущерба, прогнозируемого в Томской энергосистеме из-за аварийных ограничений потребителей в период 2016-2020 гг. до ввода ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ)

№ п/п	Наименование отключаемых элементов	Вероятность аварии (количество аварийных отказов в год)*	Время восстановления элемента после аварии*	Среднегодовое время аварийного простоя	Величина ограничения нагрузки при аварии	Среднегодовая величина недоотпуска электроэнергии из-за аварии	Среднегодовой экономический ущерб от недоотпуска электроэнергии		Мероприятия, исключающие ограничения потребителей
		w	Tв				(уд. стоимость ущерба = 90 руб./кВт.ч)**	(уд. стоимость ущерба = 240 руб./кВт.ч)**	
		w (отказ/год)	Tв (час)				Тав = w × Tв (час/год)	Рогр (МВт)	
1	Аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I,II цепь (НСС-1, НСС-2)	0,133	16,6	2,21	75	165,8	14 919,7	39 785,8	Ввод ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская на (в габаритах 500 кВ)
2	Одновременное аварийное отключение двух секций на Нижневартовская ГРЭС и/либо ПС 220 кВ Советско-Соснинская, приводящее к потере двух цепей ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I,II цепь (НСС-1, НСС-2)	0,006	43,8	0,28	75	21,0	1 892,2	5 045,8	
3	Наложение аварийного отключения одной из цепей ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I,II цепь (НСС-1, НСС-2) на плановый ремонт второй цепи ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I,II цепь (НСС-1, НСС-2)	0,010	10,5	0,10	35	3,7	329,8	879,5	
Итого:						190,5	17 141,6	45 711,1	
<p>* - Показатели надежности элементов энергосистемы (вероятность аварии, время восстановления элемента после аварии) рассчитаны по данным «Справочника по проектированию электрических сетей» (под редакцией Д.Л. Файбисовича, Москва ЭНАС 2012 г.);</p> <p>** - Удельная стоимость ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям принята исходя из указаний Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (Москва, 2003г.) в размере от 1,5\$ до 4\$, что соответствует 90 и 240 руб./кВт.ч. (принято, что 1\$ = 60 руб.).</p>									

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка

Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка питает потребителей нефтедобычи Северного энергорайона Томской области. Протяжённость транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка составляет 758,3 км. Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка является частью сети, шунтирующей транзит 220 кВ Парабель – Чапаевка.

Питание транзита 110 кВ осуществляется с одной стороны от ПС 220 кВ Парабель (на подстанции установлены 3 автотрансформатора мощностью 63 МВА каждый), с другой стороны от ПС 220 кВ Чапаевка (на подстанции установлены 3 автотрансформатора мощностью 63 МВА каждый, АТ-3 находится в резерве), также имеется 6 ГТЭС: ГТЭС Игольско-Талового нмр (24 МВт), ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (12 МВт), Мыльджинская ГТЭС (7,5 МВт), ГТЭС Двуреченская (24 МВт), ГТЭС Шингинская (24 МВт, планируется к вводу в 2015 г.), ГТЭС Пионерная (16 МВт, планируется к вводу в конце 2016 г., мощность участия в режимах 2016 г. принята равной 0 МВт). На транзите 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка в режимах осуществляется деление сети на участке ПС 110 кВ Двуреченская – ПС 110 кВ Катильгинская.

Двухцепная ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь (С-104, С-103) и две одноцепные ВЛ 110 кВ Лугинецкая – Игольская I,II цепь (С-110, С-109) выполнены в габаритах 220 кВ проводом АС-240. Далее линии 110 кВ от ПС 110 кВ Игольская до ПС 220 кВ Чапаевка выполнены в габаритах 110 кВ проводом АС-120.

Опорными подстанциями 110 кВ транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка являются: ПС 110 кВ Лугинецкая, ПС 110 кВ Игольская, ПС 110 кВ Двуреченская, ПС 110 кВ Катильгинская.

Потребление транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка в отчетный период составляло зимой 155,1 МВт (контрольный замер 18.12.2013), из которых 95,3 МВт покрывалось от ПС 220 кВ Парабель, 31,5 МВт - от ГТЭС, расположенных в энергоузле «ПС 220 кВ Парабель», 28,3 МВт – от ПС 220 кВ Чапаевка; летом - 124 МВт (контрольный замер 18.06.2013), из которых 60,9 МВт покрывалось от ПС 220 кВ Парабель, 40 МВт - от ГТЭС, расположенных в энергоузле «ПС 220 кВ Парабель», 23,1 МВт – от ПС 220 кВ Чапаевка.

В режиме зимнего максимума 2016 г. потребление транзита Парабель – Двуреченская - Чапаевка прогнозируется на уровне 169 МВт, из которых 78 МВт покрывается от ПС 220 кВ Парабель, 62 МВт – от ГТЭС, расположенных в энергоузле «ПС 220 кВ Парабель», а 29 МВт - от ПС 220 кВ Чапаевка. В режиме летнего максимума 2016 г. потребление транзита Парабель – Двуреченская - Чапаевка прогнозируется на уровне 140 МВт, из которых 51 МВт покрывается

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

от ПС 220 кВ Парабель, 60 МВт – от ГТЭС, расположенных в энергоузле «ПС 220 кВ Парабель», а 29 МВт - от ПС 220 кВ Чапаевка.

Регулирование напряжения на транзите 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка обеспечивается за счет БСК-25 Мвар, УР-25 Мвар, установленных на следующих ПС 110 кВ: ПС 110 кВ Катильгинская, ПС 110 кВ Двуреченская, ПС 110 кВ Игольская.

Результаты расчетов для нормальных, ремонтных схем и послеаварийных режимов работы транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка и загрузка АТ на ПС 220 кВ Парабель и ПС 220 кВ Чапаевка для 2016 г. приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Загрузка элементов сети транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка в нормальных, ремонтных схемах и послеаварийных режимах 2016 г.

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум 2016 г.							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	33,8	83	158	-	52,5	-
	АТ-2	33,5	83	158	-	52,5	-
	АТ-3	38,4	95	158	-	60,1	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	26,8	64	158	-	40,5	-
	АТ-2	26,5	64	158	-	40,5	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	38,7	194	780	600	24,9	32,3
	С-103	38,9	195	780	600	25,0	32,5
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	21,7	113	780	600	14,5	18,8
	С-109	21,7	113	780	600	14,5	18,8
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	26,2	137	503	600	27,2	22,8
	С-141	26,2	137	503	600	27,2	22,8
ВЛ 110 кВ Катильгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-97	откл.	-	503	600	-	-
	С-98	откл.	-	503	600	-	-
ВЛ 110 кВ Катильгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	0,8	4	503	360	0,8	1,1
	С-98	0,8	4	503	360	0,8	1,1
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	14,8	73	490	400	14,9	18,3
	С-92	14,8	73	490	400	14,9	18,3
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-91	12,2	61	490	600	12,4	10,2
	С-92	12,2	61	490	600	12,4	10,2
Послеаварийные режимы							
Отключение 1 системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Парабель							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	откл.	-	158	-	-	-
	АТ-2	107,1	271	158	-	171,5	-
	АТ-3	откл.	-	158	-	-	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.7

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение 2 системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Парабель							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	49,9	128	158	-	81,0	-
	АТ-2	откл.	-	158	-	-	-
	АТ-3	56,9	146	158	-	92,4	-
Отключение 1 системы шин 110 кВ ПС 220 кВ Парабель							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	откл.	-	158	-	-	-
	АТ-2	106,5	286	158	-	181,0	-
	АТ-3	откл.	-	158	-	-	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	780	600	-	-
	С-103	87,7	468	780	600	60,0	78,0
Отключение I(II) цепи ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская (С-104 (С-103))							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	36,6	95	158	-	60,1	-
	АТ-2	36,3	94	158	-	59,5	-
	АТ-3	41,0	105	158	-	66,5	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	26,5	64	158	-	40,5	-
	АТ-2	26,8	64	158	-	40,5	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	780	600	-	-
	С-103	85,9	440	780	600	56,4	73,3
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	22,1	147	780	600	18,8	24,5
	С-109	22,1	147	780	600	18,8	24,5
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	26,2	137	503	600	27,2	22,8
	С-141	26,2	137	503	600	27,2	22,8
ВЛ 110 кВ Катальгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катальгинская	С-97	откл.	-	503	600	-	-
	С-98	откл.	-	503	600	-	-
ВЛ 110 кВ Катальгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	0,8	4	503	360	0,8	1,1
	С-98	0,8	4	503	360	0,8	1,1
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катальгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	14,8	73	490	400	14,9	18,3
	С-92	14,8	73	490	400	14,9	18,3
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катальгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катальгинская	С-91	12,2	61	490	600	12,4	10,2
	С-92	12,2	61	490	600	12,4	10,2
Отключение ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь (С-104, С-103) с ограничением нагрузки рассматриваемого района в объеме 12 МВт							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	9,8	23	158	-	14,6	-
	АТ-2	9,9	24	158	-	15,2	-
	АТ-3	9,9	23	158	-	14,6	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	73,5	181	158	-	114,6	-
	АТ-2	72,9	179	158	-	113,3	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-226	81,6	208	780	400	26,7	-
	ЧС-236	81,6	208	780	500	26,7	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.7

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	ЧС-226	83,5	221	780	630	28,3	-
	ЧС-236	83,5	221	780	630	28,3	-
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	156,3	386	780	630	49,5	-
	НСС-2	156,3	386	780	630	49,5	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	780	600	-	-
	С-103	откл.	-	780	600	-	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	8,6	44	780	600	5,6	7,3
	С-109	8,6	44	780	600	5,6	7,3
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-140	29,9	171	503	600	34,0	28,5
	С-141	29,9	171	503	600	34,0	28,5
ВЛ 110 кВ Катыльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катыльгинская	С-97	34,8	233	503	600	46,3	38,8
	С-98	34,8	233	503	600	46,3	38,8
ВЛ 110 кВ Катыльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	31,1	223	503	360	44,3	61,9
	С-98	31,1	223	503	360	44,3	61,9
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	60,8	302	490	400	61,6	75,5
	С-92	60,8	302	490	400	61,6	75,5
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катыльгинская	С-91	50,7	290	490	600	59,2	48,3
	С-92	50,7	290	490	600	59,2	48,3
Отключение I(II) цепи ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая (С-91 (С-92))							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	33,8	83	158	-	52,5	-
	АТ-2	33,5	83	158	-	52,5	-
	АТ-3	38,4	95	158	-	60,1	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	27,4	66	158	-	41,8	-
	АТ-2	27,2	65	158	-	41,1	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	38,7	195	780	600	25,0	-
	С-103	38,9	194	780	600	24,9	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	21,7	113	780	600	14,5	18,8
	С-109	21,7	113	780	600	14,5	18,8
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	26,2	137	503	600	27,2	22,8
	С-141	26,2	137	503	600	27,2	22,8
ВЛ 110 кВ Катыльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катыльгинская	С-97	откл.	-	503	600	-	-
	С-98	откл.	-	503	600	-	-
ВЛ 110 кВ Катыльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	0,8	4	503	360	0,8	1,1
	С-98	0,8	4	503	360	0,8	1,1

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.7

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	откл.	-	490	400	-	-
	С-92	31,1	151	490	400	30,8	37,8
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-91	откл.	-	490	600	-	-
	С-92	24,9	131	490	600	26,7	21,8
Отключение ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь (С-91, С-92)							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	46,2	121	158	-	76,6	-
	АТ-2	45,8	120	158	-	75,9	-
	АТ-3	52,1	136	158	-	86,1	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	11,8	28	158	-	17,7	-
	АТ-2	11,7	28	158	-	17,7	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	58,1	303	780	600	38,8	-
	С-103	58,2	303	780	600	38,8	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	37,7	221	780	600	28,3	36,8
	С-109	37,7	221	780	600	28,3	36,8
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	40,2	207	503	600	41,2	34,5
	С-141	40,2	207	503	600	41,2	34,5
ВЛ 110 кВ Катильгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-97	12,1	63	503	600	12,5	-
	С-98	12,1	63	503	600	12,5	-
ВЛ 110 кВ Катильгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	13,1	72	503	360	14,3	20,0
	С-98	13,1	72	503	360	14,3	20,0
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	откл.	-	490	400	-	-
	С-92	откл.	-	490	400	-	-
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-91	откл.	-	490	600	-	-
	С-92	откл.	-	490	600	-	-
Летний максимум 2016 г.							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	24,3	57	158	-	36,1	-
	АТ-2	24,1	57	158	-	36,1	-
	АТ-3	27,1	64	158	-	40,5	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	23,8	57	158	-	36,1	-
	АТ-2	23,6	56	158	-	35,4	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	25,3	125	605	600	20,7	20,8
	С-103	25,4	125	605	600	20,7	20,8
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	13,5	68	605	600	11,2	11,3
	С-109	13,5	68	605	600	11,2	11,3
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	21,5	110	390	600	28,2	18,3
	С-141	21,5	110	390	600	28,2	18,3

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.7

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Катильгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-97	откл.	-	390	600	-	-
	С-98	откл.	-	390	600	-	-
ВЛ 110 кВ Катильгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	0,3	14	390	360	3,6	3,9
	С-98	0,3	14	390	360	3,6	3,9
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	14,5	71	380	400	18,7	17,8
	С-92	14,5	71	380	400	18,7	17,8
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-91	12,3	60	380	600	15,8	10,0
	С-92	12,3	60	380	600	15,8	10,0
Ремонтные схемы и послеаварийные режимы							
Отключение 1 системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Парабель							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	откл.	-	158	-	-	-
	АТ-2	75,1	179	158	-	113,3	-
	АТ-3	откл.	-	158	-	-	-
Отключение 1 системы шин 110 кВ ПС 220 кВ Парабель							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	откл.	-	158	-	-	-
	АТ-2	69,7	168	158	-	106,3	-
	АТ-3	откл.	-	158	-	-	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	780	600	-	-
	С-103	53,2	264	780	600	33,8	44,0
Ремонт одной цепи и аварийное отключение второй цепи ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь (С-104, С-103)							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	7,5	18	158	-	11,4	-
	АТ-2	7,4	18	158	-	11,4	-
	АТ-3	11,7	28	158	-	17,7	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	56,2	137	158	-	86,7	-
	АТ-2	56,6	136	158	-	86,1	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-226	61,1	161	605	400	26,6	-
	ЧС-236	61,1	161	605	500	26,6	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	ЧС-226	62,3	181	605	630	29,9	-
	ЧС-236	62,3	181	605	630	29,9	-
ВЛ 220 кВ Нижневарттовская ГРЭС - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	124,6	306	605	630	50,6	-
	НСС-2	124,6	306	605	630	50,6	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	605	600	-	-
	С-103	откл.	-	605	600	-	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	10,8	54	605	600	8,9	9,0
	С-109	10,8	54	605	600	8,9	9,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.7

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-140	25,5	139	390	600	35,6	23,2
	С-141	25,5	139	390	600	35,6	23,2
ВЛ 110 кВ Катыльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катыльгинская	С-97	26,2	150	390	600	38,5	25,0
	С-98	26,2	150	390	600	38,5	25,0
ВЛ 110 кВ Катыльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	24,7	143	390	360	36,7	39,7
	С-98	24,7	143	390	360	36,7	39,7
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	46,9	232	380	400	61,1	58,0
	С-92	46,9	232	380	400	61,1	58,0
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катыльгинская	С-91	40,6	219	380	600	57,6	36,5
	С-92	40,6	219	380	600	57,6	36,5
Ремонт одной цепи и аварийное отключение второй цепи ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь (С-91, С-92)							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-1	35,1	85	158	-	53,8	-
	АТ-2	34,8	85	158	-	53,8	-
	АТ-3	38,9	95	158	-	60,1	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	9,9	24	158	-	15,2	-
	АТ-2	9,9	23	158	-	14,6	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	41,9	210	605	600	34,7	-
	С-103	42,0	211	605	600	34,9	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	28,3	153	605	600	25,3	25,5
	С-109	28,3	153	605	600	25,3	25,5
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	35,3	177	390	600	45,4	29,5
	С-141	35,3	177	390	600	45,4	29,5
ВЛ 110 кВ Катыльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катыльгинская	С-97	12,2	65	390	600	16,7	-
	С-98	12,2	65	390	600	16,7	-
ВЛ 110 кВ Катыльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	12,7	72	390	360	18,5	20,0
	С-98	12,7	72	390	360	18,5	20,0
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	откл.	-	380	400	-	-
	С-92	откл.	-	380	400	-	-
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катыльгинская	С-91	откл.	-	380	600	-	-
	С-92	откл.	-	380	600	-	-
* - длительно допустимый ток проводов ВЛ принят для зимних режимов для $T_{нв} = -5^{\circ}\text{C}$, для летних режимов для $T_{нв} = +25^{\circ}\text{C}$							

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Анализ послеаварийных режимов для нормальной схемы зимнего и летнего максимума 2016 г. показал:

- в режиме аварийного отключения 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Парабель, нагрузка оставшихся в работе АТ-1 и АТ-3 близка к 100% - 81% и 92,4% соответственно;
- в режиме аварийного отключения 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Парабель, перегрузка оставшегося в работе АТ-2 составляет 71,5% в зимний период (рисунок 5.14) и 65 % в летний период. Ликвидация перегрузки осуществляется существующей АОПО АТ-2 ПС 220 кВ Парабель, действующей на отключение выключателя на стороне 110 кВ АТ-2;
- при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Парабель перегрузка оставшегося в работе АТ-2 на ПС 220 кВ Парабель составляет 81%. Ликвидация перегрузки осуществляется существующей АОПО АТ-2 ПС 220 кВ Парабель, действующей на отключение выключателя на стороне 110 кВ АТ-2. Данное возмущение приводит к отключению района Двуреченская – Игольская – Лугинецкая.

ПС 220 кВ Парабель введена в работу в 1972 г. Установленные на ней автотрансформаторы 3х63 МВА изготовлены в 1971 г. (АТ-1,2) и 1981 г. (АТ-3). В связи с выявленной перегрузкой АТ на ПС 220 кВ Парабель, а также для исключения отключения нагрузки потребителей действием АОПО рекомендуется выполнить замену существующих АТ мощностью 63 МВА каждый на АТ мощностью 125 МВА каждый. Требуемый срок реализации мероприятия – 2016 г. С учетом того, что данное мероприятие не предусмотрено ИП ОАО «ФСК ЕЭС», а также времени, необходимого для проектирования и строительства, замена автотрансформаторов на ПС 220 кВ Парабель предлагается в 2018 г.

До замены АТ на ПС 220 кВ Парабель для минимизации объема нагрузки, отключаемой существующей АОПО АТ ПС 220 кВ Парабель, действующей на отключение выключателей 110 кВ АТ, необходимо предусмотреть мероприятие по модернизации (реконструкции) УПАСК на ПС 220 кВ Парабель и на подстанциях транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская для реализации действия АОПО АТ ПС 220 кВ Парабель на устройства ОН подстанций транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская.

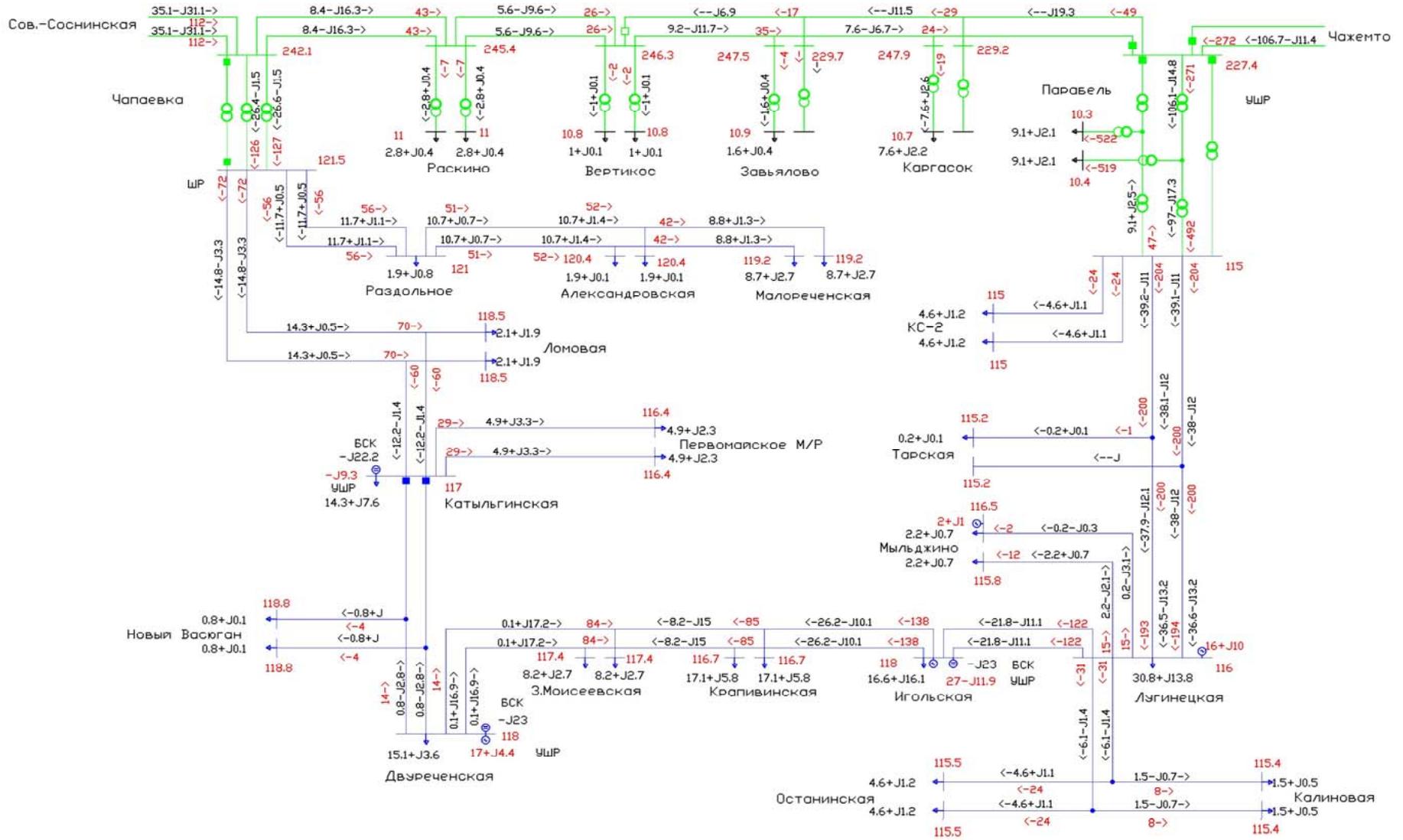


Рисунок 5.14 - Зимний максимум 2016 г. Отключение 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Парабель

Энергоузел ПС 220 кВ Советско-Соснинская

ПС 220 кВ Советско-Соснинская введена в эксплуатацию в 1972 году и является узловой подстанцией Томской энергосистемы, входящей в состав системообразующего транзита 220 кВ Томская – Володино – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС. На подстанции установлены два автотрансформатора АТ-3 и АТ-4 220/110/10 кВ мощностью по 63 МВА и один автотрансформатор АТ-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, присоединенный к ОРУ 110 кВ через развилку из новых элегазовых выключателей 110 кВ. В соответствии с ИП ОАО «ФСК ЕЭС» в 2015 и 2016 годах планируется произвести замену автотрансформаторов АТ-3 и АТ-4 мощностью по 63 МВА на новые мощностью по 125 МВА, с заменой коммутационного оборудования в ячейках каждого автотрансформатора. В 2016 г. планируется выполнить подключение АТ-5 к ОРУ 220 кВ через развилку из выключателей с использованием установленных в 2014 г. элегазовых выключателей В-220 АТ-5 и ШСВ-220, что повысит надежность электроснабжения потребителей рассматриваемого энергоузла.

От данной подстанции осуществляется электроснабжение потребителей нефтегазодобывающего комплекса и г. Стрежевой. По ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I, II цепи (СС-3, С-4) (далее – ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4) и ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5) (далее – ВЛ 110 кВ СВ-5) осуществляется питание ПС 110 кВ Стрежевская, ПС 110 кВ Григорьевская и ПС 110 кВ Вахская. Протяженность каждой из отходящих линий электропередачи 110 кВ до ПС 110 кВ Вахская составляет 106 км.

На ПС 220 кВ Советско-Соснинская на присоединениях ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4 установлено оборудование с номинальным током 600 А (выключатели, разъединители ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4 и 630 А (ВЧ-заградители, трансформаторы тока ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4), на присоединении ВЛ 110 кВ СВ-5 установлено оборудование с номинальным током 600 А (разъединители ВЛ 110 кВ СВ-5), 630 А (ВЧ-заградители, трансформаторы тока ВЛ 110 кВ СВ-5) и 1250 А (выключатели ВЛ 110 кВ СВ-5).

На ПС 110 кВ Вахская на присоединениях ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4 установлено оборудование с номинальным током 300 А (трансформаторы тока ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4), 630 А (выключатели, ВЧ-заградители, трансформаторы тока ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4) и 1000 А (разъединители ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4), на присоединении ВЛ 110 кВ СВ-5 установлено оборудование с номинальным током 300 А (трансформаторы тока ВЛ 110 кВ СВ-5), 630 А (ВЧ-заградители ВЛ 110 кВ СВ-5), 1000 А (разъединители ВЛ 110 кВ СВ-5) и 1250 А (выключатели ВЛ 110 кВ СВ-5).

В режиме зимнего максимума 2016 г. рассмотрены следующие послеаварийные режимы:

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- отключение ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I (II) цепь (НСС-1 (НСС-2));
- отключение 1СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская;
- отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская;
- отключение двухцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I, II цепи (СС-3, СС-4).

В режиме летнего максимума 2016 г., дополнительно к описанным выше аварийным возмущениям, рассмотрены режимы с выводом элементов электрической сети в ремонт.

Результаты расчетов нормальных, ремонтных схем и послеаварийных режимов зимнего и летнего максимумов 2016 г. приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Загрузка элементов сети 110-220 кВ в районе размещения ПС 220 кВ Советско-Соснинская в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах 2016 г.

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Нормальная схема							
Зимний максимум 2016 г.							
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	108,4	266	780	630	34,1	42,2
	НСС-2	108,4	266	780	630	34,1	42,2
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	53,6	131	314	-	41,7	-
	АТ-4	53,6	131	314	-	41,7	-
	АТ-5	53,6	131	314	-	41,7	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	35,6	135	780	500	17,3	27,0
	ЧС-226	35,6	135	780	400	17,3	33,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-3	20,9	104	503 <u>581</u>	600	20,7 <u>17,9</u>	17,3
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-4	29,5	153	503 <u>581</u>	600	30,4 <u>26,3</u>	25,5
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	28,9	152	581 <u>581</u>	600	26,2 <u>26,2</u>	25,3
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-3	16,6	90	503 <u>426</u>	300	17,9 <u>21,1</u>	30,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-4	13,9	75	503 <u>426</u>	300	14,9 <u>17,6</u>	25,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.8

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 110 кВ Вахская	СВ-5	16,8	96	581 <u>503</u>	300	16,5 <u>19,1</u>	32,0
Послеаварийные режимы							
Отключение ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь							
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	откл.	-	780	630	-	-
	НСС-2	217	537	780	630	68,8	85,2
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	53,6	132	314	-	42,0	-
	АТ-4	53,6	132	314	-	42,0	-
	АТ-5	53,6	132	314	-	42,0	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	35,7	136	780	500	17,4	27,2
	ЧС-226	35,7	136	780	400	17,4	34,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь	СС-3	20,9	105	503 <u>581</u>	600	20,9 <u>18,1</u>	17,5
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь	СС-4	29,5	155	503 <u>581</u>	600	30,8 <u>26,7</u>	25,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3	СВ-5	28,9	154	581 <u>581</u>	600	26,5 <u>26,5</u>	25,7
Отключение 1СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская							
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	218,1	543	780	630	69,6	86,2
	НСС-2	откл.	-	780	630	-	-
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-4	81,8	203	314	-	64,6	-
	АТ-5	81,8	203	314	-	64,6	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	72,2	238	780	500	30,5	47,6
	ЧС-226	откл.	-	780	400	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь	СС-3	21	108	503 <u>581</u>	600	21,5 <u>18,6</u>	18,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь	СС-4	29,6	159	503 <u>581</u>	600	31,6 <u>27,4</u>	26,5
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3	СВ-5	29	157	581 <u>581</u>	600	27,0 <u>27,0</u>	26,2
Отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская							
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь	СС-3	откл.					Режим неустойчив
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь	СС-4						
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3	СВ-5	откл.					

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.8

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* Идоп.ошн., ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, ошн. АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская							
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-4	94,4	232	314	-	73,9	-
	АТ-5	94,4	232	314	-	73,9	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-3	откл.	-	503 <u>581</u>	600	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-4	85,8	518	503 <u>581</u>	600	103,0 <u>89,2</u>	86,3
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	откл.	-	581 <u>581</u>	600	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-3	3,5	23	503 <u>426</u>	300	4,6 <u>5,4</u>	7,7
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-4	50,8	358	503 <u>426</u>	300	71,2 <u>84,0</u>	119,3
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 110 кВ Вахская	СВ-5	0	15	581 <u>503</u>	300	2,6 <u>3,0</u>	5,0
Отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская, с действием АОПО на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Вахская (ВЛ 35 кВ 1ЦЛ, 2ЦЛ)							
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-4	83,4	205	314	-	65,3	-
	АТ-5	83,4	205	314	-	65,3	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-3	откл.	-	503 <u>581</u>	600	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-4	73,3	419	503 <u>581</u>	600	83,3 <u>72,1</u>	69,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	откл.	-	581 <u>581</u>	600	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-3	3,5	21	503 <u>426</u>	300	4,2 <u>4,9</u>	7,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-4	42	265	503 <u>426</u>	300	52,7 <u>62,2</u>	88,3
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 110 кВ Вахская	СВ-5	0	17	581 <u>503</u>	300	2,9 <u>3,4</u>	5,7

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.8

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение двухцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I,II цепь							
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	107,5	264	780	630	33,8	41,9
	НСС-2	107,5	264	780	630	33,8	41,9
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	55,4	136	314	-	43,3	-
	АТ-4	55,4	136	314	-	43,3	-
	АТ-5	55,4	136	314	-	43,3	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	35,6	135	780	500	17,3	27,0
	ЧС-226	35,6	135	780	400	17,3	33,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	75,1	432	581 <u>581</u>	600	74,4 <u>74,4</u>	72,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 110 кВ Вахская	СВ-5	47,3	306	581 <u>503</u>	300	52,7 <u>60,8</u>	102,0
Нормальная схема							
Летний максимум 2016 г.							
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	91,1	225	605	630	37,2	35,7
	НСС-2	91,1	225	605	630	37,2	35,7
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	45,7	112	314	-	35,7	-
	АТ-4	45,7	112	314	-	35,7	-
	АТ-5	45,7	112	314	-	35,7	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	28,8	123	605	500	20,3	24,6
	ЧС-226	28,8	123	605	400	20,3	30,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-3	19,3	96	390 <u>450</u>	600	24,6 <u>21,3</u>	16,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-4	24,6	127	390 <u>450</u>	600	32,6 <u>28,2</u>	21,2
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	24	126	450 <u>450</u>	600	28,0 <u>28,0</u>	21,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-3	15,1	83	390 <u>330</u>	300	21,3 <u>25,2</u>	27,7
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-4	13,6	74	390 <u>330</u>	300	19,0 <u>22,4</u>	24,7
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 110 кВ Вахская	СВ-5	16,5	95	450 <u>390</u>	300	21,1 <u>24,4</u>	31,7

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.8

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* <i>Идоп.ошнн.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошнн.</i> АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Ремонтные схемы и послеаварийные режимы							
Отключение ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь							
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	откл.	-	605	630	-	-
	НСС-2	182,3	451	605	630	74,5	71,6
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	45,7	112	314	-	35,7	-
	АТ-4	45,7	112	314	-	35,7	-
	АТ-5	45,7	112	314	-	35,7	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	28,9	123	605	500	20,3	24,6
	ЧС-226	28,9	123	605	400	20,3	30,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь	СС-3	19,3	96	390 <u>450</u>	600	24,6 <u>21,3</u>	16,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь	СС-4	24,6	128	390 <u>450</u>	600	32,8 <u>28,4</u>	21,3
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3	СВ-5	24	126	450 <u>450</u>	600	28,0 <u>28,0</u>	21,0
Ремонт АТ-3 и аварийное отключение АТ-4 на ПС 220 кВ Советско-Соснинская							
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	91,4	224	605	630	37,0	35,6
	НСС-2	91,4	224	605	630	37,0	35,6
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-4	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-5	144,4	353	314	-	112,4	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	28,8	123	605	500	20,3	24,6
	ЧС-226	28,8	123	605	400	20,3	30,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь	СС-3	19,4	102	390 <u>450</u>	600	26,2 <u>22,7</u>	17,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь	СС-4	24,7	135	390 <u>450</u>	600	34,6 <u>30,0</u>	22,5
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3	СВ-5	24	133	450 <u>450</u>	600	29,6 <u>29,6</u>	22,2
Отключение 1СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская							
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	183,1	452	605	630	74,7	71,7
	НСС-2	откл.	-	605	630	-	-
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-4	69,5	172	314	-	54,8	-
	АТ-5	69,5	172	314	-	54,8	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	58,3	210	605	500	34,7	42,0
	ЧС-226	откл.	-	605	400	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь	СС-3	19,4	99	390 <u>450</u>	600	25,4 <u>22,0</u>	16,5

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.8

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь	СС-4	24,7	131	390 <u>450</u>	600	33,6 <u>29,1</u>	21,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3	СВ-5	24	129	450 <u>450</u>	600	28,7 <u>28,7</u>	21,5
Отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская							
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-3	откл.					
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-4					Режим неустойчив	
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	откл.					
Отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская							
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-4	78,8	193	314	-	61,5	-
	АТ-5	78,8	193	314	-	61,5	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-3	откл.	-	390 <u>450</u>	600	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-4	72,9	428	390 <u>450</u>	600	109,7 <u>95,1</u>	71,3
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	откл.	-	450 <u>450</u>	600	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-3	3,5	22	390 <u>330</u>	300	5,6 <u>6,7</u>	7,3
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-4	48,7	327	390 <u>330</u>	300	83,8 <u>99,1</u>	109,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 110 кВ Вахская	СВ-5	0	16	450 <u>390</u>	300	3,6 <u>4,1</u>	5,3
Отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская, с действием АОПО на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Вахская (ВЛ 35 кВ 1ЦЛ, 2ЦЛ)							
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-4	69,5	170	314	-	54,1	-
	АТ-5	69,5	170	314	-	54,1	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-3	откл.	-	390 <u>450</u>	600	-	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.8

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* Идоп.ошнн., ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, ошнн. АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-4	61,3	343	390 <u>450</u>	600	87,9 <u>76,2</u>	57,2
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	откл.	-	450 <u>450</u>	600	-	-
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-3	3,5	21	390 <u>330</u>	300	5,4 <u>6,4</u>	7,0
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-4	39,9	245	390 <u>330</u>	300	62,8 <u>74,2</u>	81,7
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 110 кВ Вахская	СВ-5	0	18	450 <u>390</u>	300	4,0 <u>4,6</u>	6,0
Ремонт одной цепи и аварийное отключение второй цепи ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I,II цепь (СС-3, С-4)							
ВЛ 220 кВ Нижнеарттовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	89,7	220	605	630	36,4	34,9
	НСС-2	89,7	220	605	630	36,4	34,9
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	47,0	115	314	-	36,6	-
	АТ-4	47,0	115	314	-	36,6	-
	АТ-5	47,0	115	314	-	36,6	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	28,8	123	605	500	20,3	24,6
	ЧС-226	28,8	123	605	400	20,3	30,8
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СВ-5	63,4	364	450 <u>450</u>	600	80,9 <u>80,9</u>	60,7
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 со стороны ПС 110 кВ Вахская	СВ-5	45,2	291	450 <u>390</u>	300	64,7 <u>74,6</u>	97,0
Ремонт одной цепи ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками (СС-3) и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5)							
ВЛ 220 кВ Нижнеарттовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	95,4	234	605	630	38,7	37,1
	НСС-2	95,4	234	605	630	38,7	37,1
ПС 220 кВ Советско-Соснинская	АТ-3	52,3	128	314	-	40,8	-
	АТ-4	52,3	128	314	-	40,8	-
	АТ-5	52,3	128	314	-	40,8	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-236	28,9	123	605	500	20,3	24,6
	ЧС-226	28,9	123	605	400	20,3	30,8

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.8

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	СС-4	73,1	439	390 <u>450</u>	600	112,6 <u>97,6</u>	73,2
ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь со стороны ПС 110 кВ Вахская	СС-4	45,2	315	390 <u>330</u>	300	80,8 <u>95,5</u>	105,0
* - длительно допустимый ток проводов ВЛ и ошиновки принят для зимних режимов для $T_{нв}=-5^{\circ}\text{C}$, для летних режимов – для $T_{нв}=+25^{\circ}\text{C}$							

Анализ послеаварийных режимов показал:

- в послеаварийном режиме зимнего/летнего максимума 2016 г. при аварийном отключении 1СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская, нагрузка оставшихся в работе АТ-4 и АТ-5 мощностью 125 МВА каждый, ВЛ 220 кВ Нижнеартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I цепь (НСС-1), ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская II цепь (ЧС-236) не превышает допустимые параметры. Уровни напряжения в сети 110-220 кВ не выходят за допустимые пределы.

- в послеаварийных режимах зимнего и летнего максимумов 2016 г. при аварийном отключении 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская, происходит отключение АТ-3, Т-1, ВЛ 110 кВ СС-3 и ВЛ 110 кВ СВ-5 со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Режим неустойчив. Аварийное отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская приводит к снижению напряжения ниже аварийно допустимых значений на 2 секции шин 110 кВ ПС 110 кВ Стрежевская. Для предотвращения снижения напряжения рекомендуется выполнить модернизацию существующего устройства автоматического ввода резерва (АВР), установленного на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Стрежевская. Данное устройство должно контролировать состояние выключателя 2 секции шин 110 кВ и действовать при снижении напряжения ниже уставки на включение секционного выключателя. Логику действия и уставки АВР на ПС 110 кВ Стрежевская необходимо определить отдельным проектом.

С учетом действия АВР нагрузка ПС 110 кВ Стрежевская переводится на питание от ВЛ 110 кВ СС-4. Уровни напряжения в сети 110 кВ с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская не выходят за допустимые пределы, но сохраняется перегруз ВЛ 110 кВ СС-4 на 3% и 9,7% и оборудования ТТ с номинальным током 300 А на ПС 110 кВ Вахская на 19,3% и 9% в режимах зимнего максимума и летнего максимума соответственно. Перегруз ВЛ 110 кВ СС-4 ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ СС-4 с действием на отключение части нагрузки потребителей ПС 110 кВ Вахская в объеме 9 МВт (ВЛ 35 кВ 1ЦЛ, 2ЦЛ).

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Результат расчета послеаварийного режима отключения 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская для зимнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.15.

Результат расчета послеаварийного режима отключения 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская с действием АОПО на отключение части нагрузки потребителей на ПС 110 кВ Вахская для зимнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.16.

- В послеаварийном режиме летнего максимума 2016 г. при ремонте АТ-3 и аварийном отключении АТ-4 на ПС 220 кВ Советско-Соснинская перегрузка оставшегося в работе АТ-5 составит 12,4%, что допустимо круглосуточно с возможным повышенным износом изоляции в ремонтных схемах.

Схема ПС 220 кВ Советско-Соснинская после реконструкции по замене АТ

- В послеаварийном режиме зимнего максимума 2016 г. при аварийном отключении двухцепной ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4 загрузка оборудования с номинальным током 300 А на ПС 110 кВ Вахская составит 102%. Уровни напряжения в сети 110 кВ не выходят за допустимые пределы.

- В послеаварийном режиме летнего максимума 2016 г. при ремонте одной цепи ВЛ 110 кВ СС-3 (СС-4) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ СВ-5 загрузка ВЛ 110 кВ СС-4, СС-3) составит 429 А (112,6% от длительно допустимого тока провода АС-120 – 390 А); перегруз оборудования с номинальным током 300 А на ПС 110 кВ Вахская составит 5%. Уровни напряжения в сети 110 кВ не выходят за допустимые пределы.

Перегрузка ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4 и ВЛ 110 кВ СВ-5 в ремонтных схемах и послеаварийных режимах ликвидируется действием существующих АОПО данных линий.

Для исключения перегрузки ТТ с номинальным током 300 А, установленного на ПС 110 кВ Вахская в ячейках на присоединениях ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4 и ВЛ 110 кВ СВ-5 рекомендуется выполнить замену существующих ТТ на новые ТТ с номинальным током не менее 400 А.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

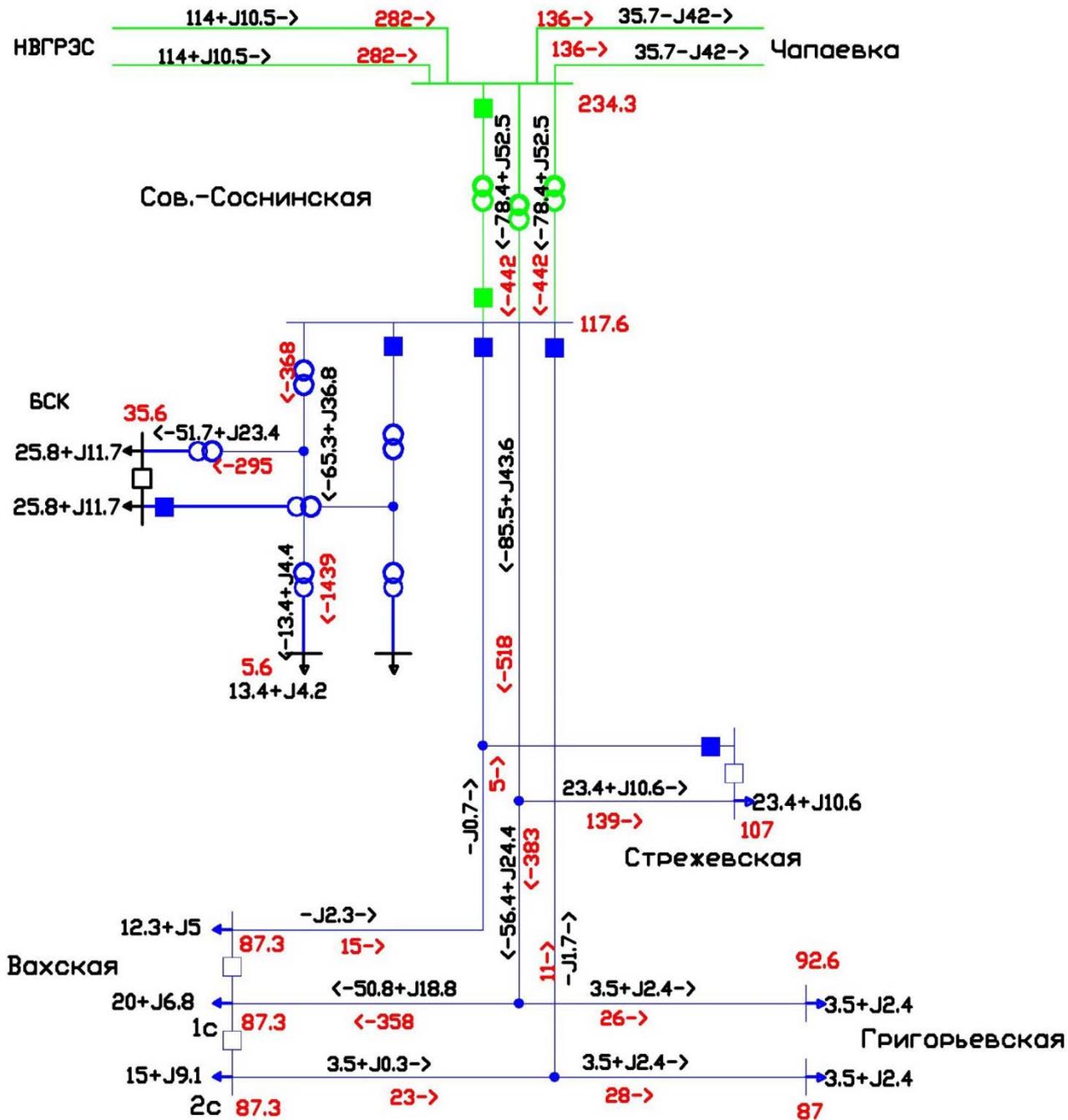


Рисунок 5.15 – Зимний максимум 2016 г. Послеаварийный режим: аварийное отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежовская

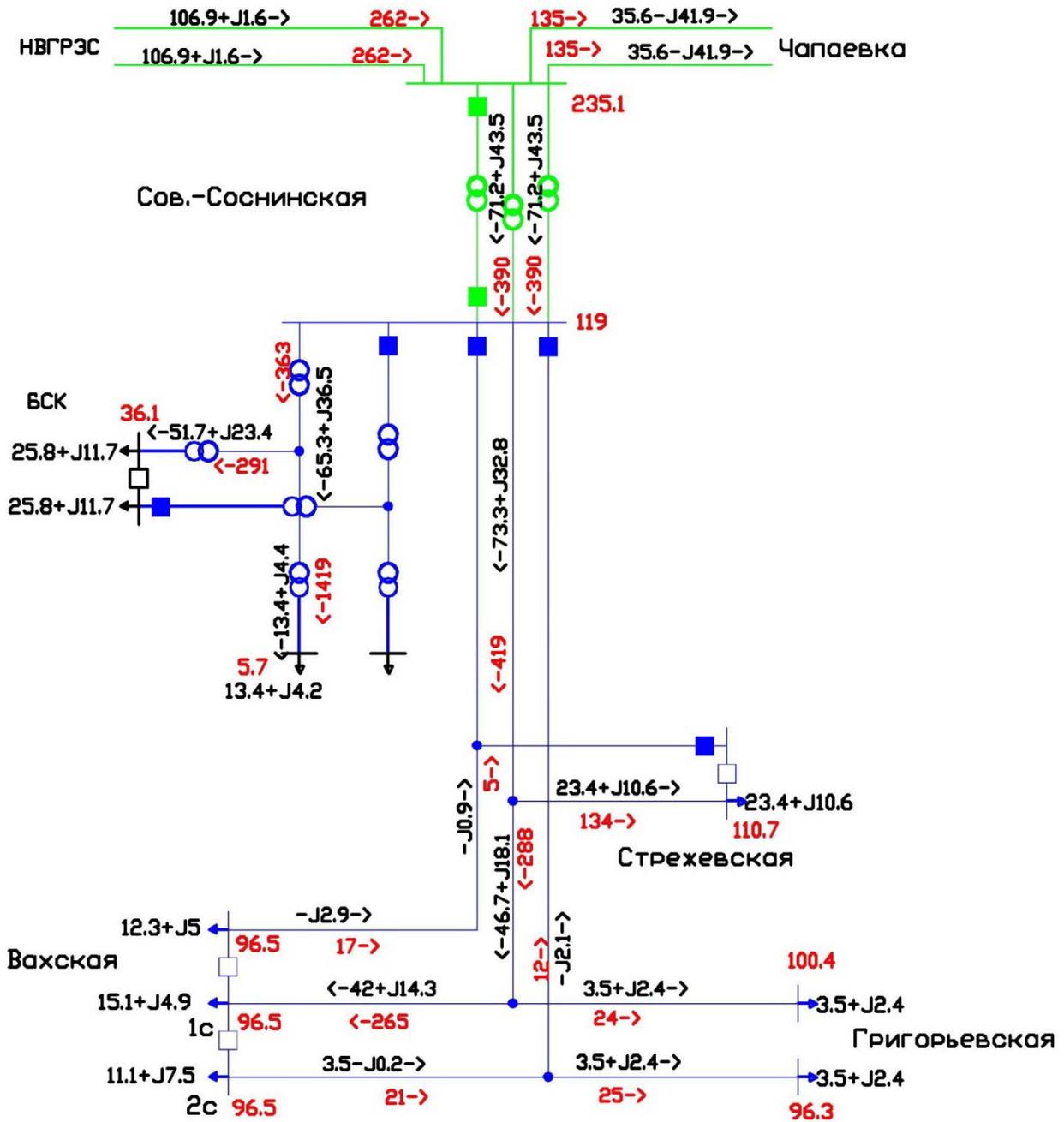


Рисунок 5.16 – Зимний максимум 2016 г. Послеаварийный режим: аварийное отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская, с действием АОПО на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Вахская (ВЛ 35 кВ 1ЦЛ, 2ЦЛ)

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Результат расчета послеаварийного режима отключения двухцепной ВЛ 110 кВ СС-3, СС-4 для зимнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.17.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ СВ-5 во время ремонта одной цепи ВЛ 110 кВ СС-3 для летнего максимума 2016 г. приведен на рисунке 5.18.

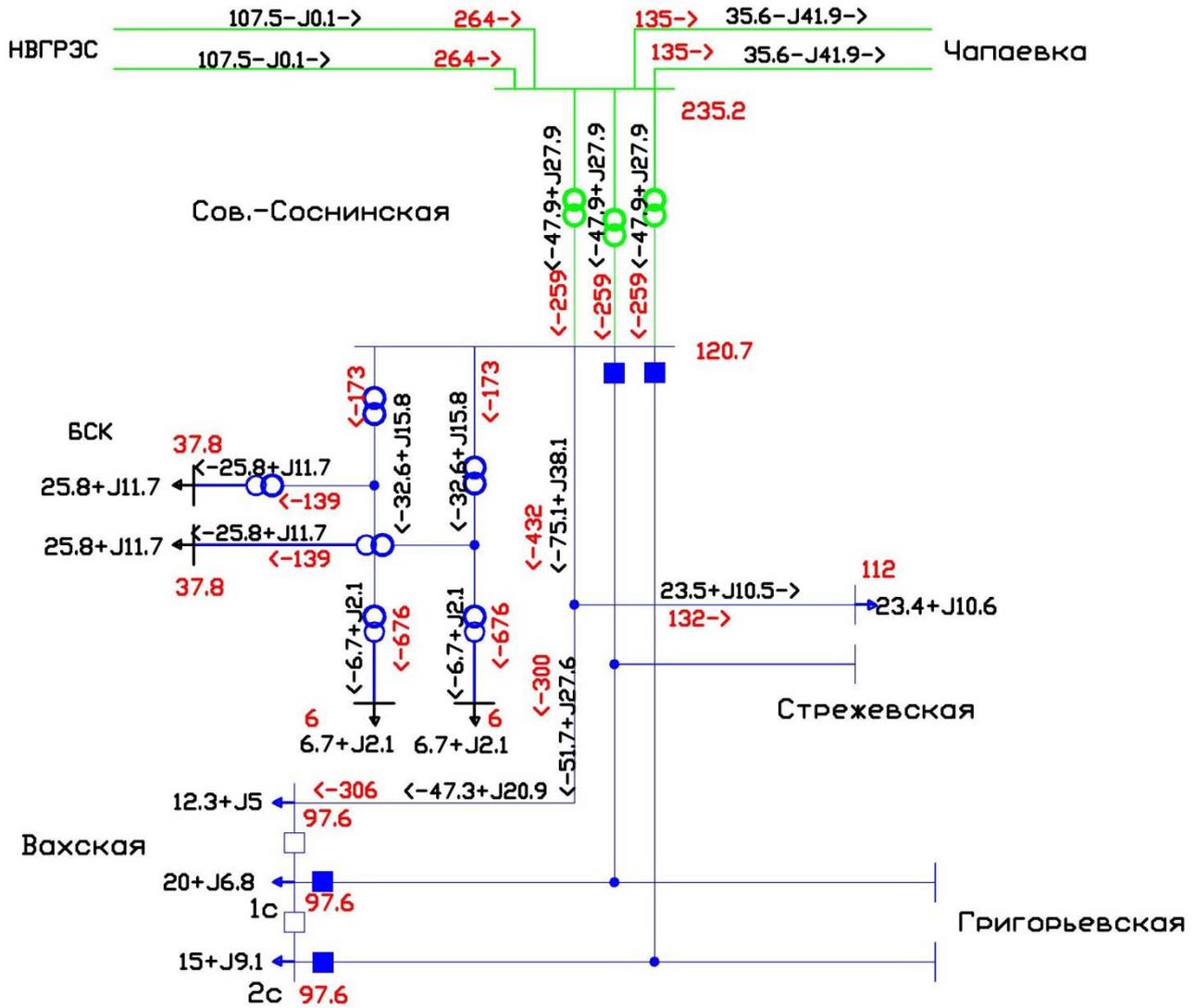


Рисунок 5.17 – Зимний максимум 2016 г. Послеаварийный режим отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I, II цепи (СС-3, СС-4)

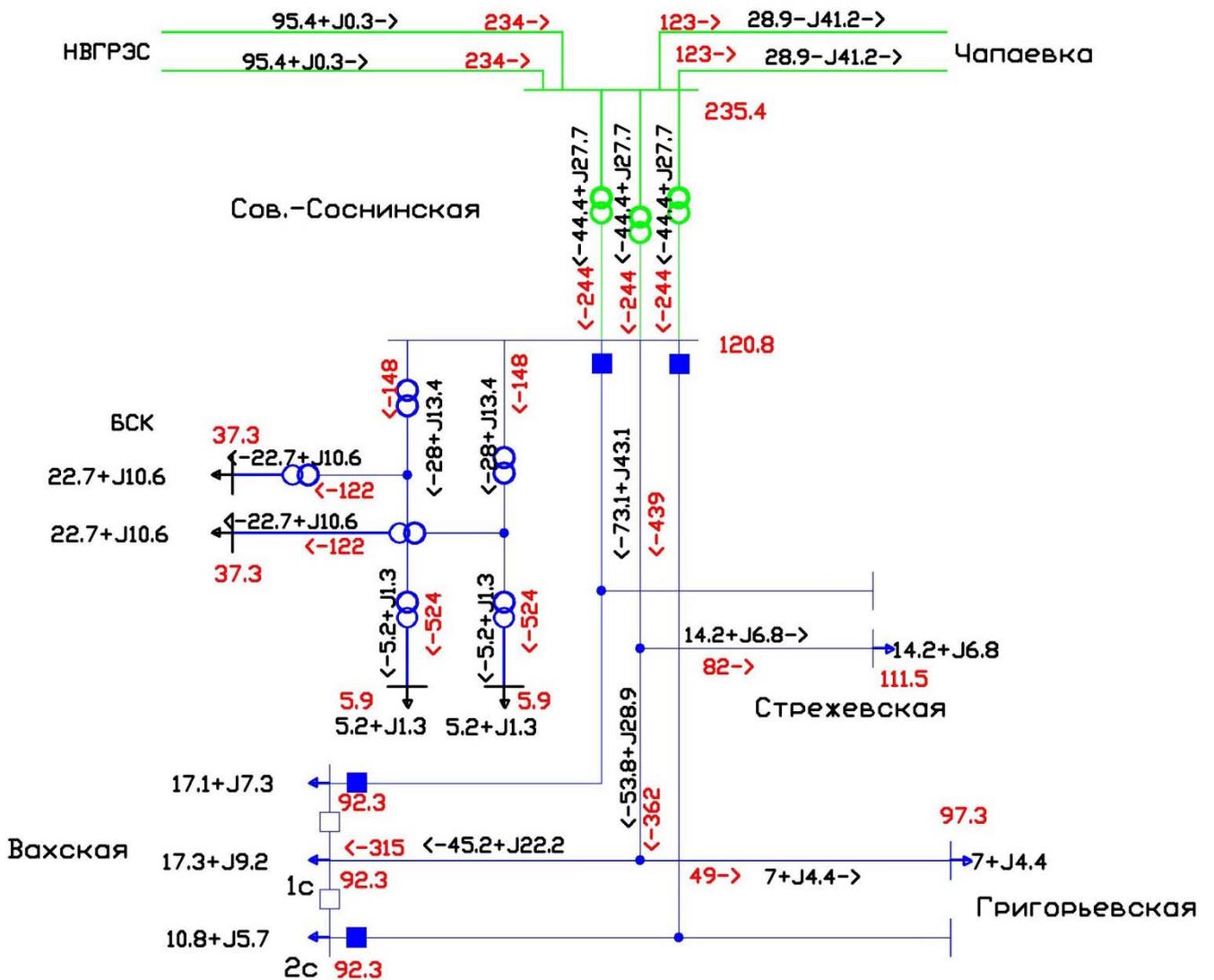


Рисунок 5.18 – Летний максимум 2016 г. Послеаварийный режим. Ремонт одной цепи ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь (СС-3) и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5)

Энергоузел Томской ГРЭС-2

Томская ГРЭС-2 установленной мощностью 331 МВт расположена в юго-восточной части города Томска. На станции установлены 6 турбогенераторов: ТГ-2 установленной мощностью 50 МВт введен в эксплуатацию в 2009 году, ТГ-3 установленной мощностью 43 МВт введен в эксплуатацию в 1953 году, ТГ-5 установленной мощностью 43 МВт введен в эксплуатацию в 1958 году, ТГ-6 установленной мощностью 25 МВт введен в эксплуатацию в 1959 году, ТГ-7 установленной мощностью 60 МВт введен в эксплуатацию в 1960 году, ТГ-8 установленной мощностью 110 МВт введен в эксплуатацию в 1997 году; и 4 трансформатора связи: Т-22 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА, Т-23 110/35/10 кВ мощностью 60 МВА, Т-24 35/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-25 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА.

От Томской ГРЭС-2 осуществляется тепло- и электроснабжение потребителей г. Томска.

Номинальная токовая нагрузка Т-25 по стороне 110 кВ составляет 316 А.

В режиме максимальных нагрузок весна-осень 2016 г. рассмотрены следующие послеаварийные режимы:

- отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 в схеме ремонта ТГ-2.

Результаты расчетов для нормальной схемы и послеаварийных режимов ремонтной схемы максимальных нагрузок весна-осень 2016 приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Загрузка элементов сети 110 кВ в районе размещения Томской ГРЭС-2 в нормальной схеме и послеаварийном режиме ремонтной схемы 2016 г.

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* <i>Идоп.ошин.,</i> ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.,</i> АТ	% загрузки эл.оборуд
		МВт, МВА	А				
Нормальная схема							
Максимум весна-осень 2016 г.							
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Восточная со стороны Томской ГРЭС-2	С-1	0,6	34	450	600	7,6	5,7
	С-2	1,1	35	450	600	7,8	5,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Зональная со стороны Томской ГРЭС-2	С-3	7,4	59	510	600	11,6	9,8
	С-4	6,8	58	510	600	11,4	9,7
Томская ГРЭС-2	Т-22	35,8	177	401,6	-	44,1	-
	Т-23	19,4	69	287	-	24,0	-
	Т-24	9,0	148	660	-	22,4	-
	Т-25	25,3	125	316	-	39,5	-
Послеаварийные режимы							
Отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 при ремонте ТГ-2 Томской ГРЭС-2							
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Восточная со стороны Томской ГРЭС-2	С-1	откл.	-	450	600	-	-
	С-2	41	215	450	600	47,8	35,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Зональная со стороны Томской ГРЭС-2	С-3	откл.	-	510	600	-	-
	С-4	25,9	205	510	600	40,2	34,2
Томская ГРЭС-2	Т-22	откл.	-	401,6	-	-	-
	Т-23	откл.	-	287	-	-	-
	Т-24	12,7	229	660	-	34,7	-
	Т-25	78,4	398	316	-	125,9	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.9

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ,* <i>Идоп.ошин.,</i> ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.,</i> АТ	% загрузки эл.оборуд
		МВт, МВА	А				
Отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 при ремонте ТГ-2 Томской ГРЭС-2 с ограничением нагрузки потребителей в объеме 15 МВт							
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Восточная со стороны Томской ГРЭС-2	С-1	откл.	-	450	600	-	-
	С-2	34,1	174	450	600	38,7	29,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Зональная со стороны Томской ГРЭС-2	С-3	откл.	-	510	600	-	-
	С-4	19,8	167	510	600	32,7	27,8
Томская ГРЭС-2	Т-22	откл.	-	401,6	-	-	-
	Т-23	откл.	-	287	-	-	-
	Т-24	13,9	239	660	-	36,2	-
	Т-25	62,3	315	316	-	99,7	-
Отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 при ремонте ТГ-2 Томской ГРЭС-2 с учетом перефиксации Т-23 Томской ГРЭС-2 на I СШ-110 кВ							
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Восточная со стороны Томской ГРЭС-2	С-1	откл.	-	450	600	-	-
	С-2	42,2	218	450	600	48,4	36,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Зональная со стороны Томской ГРЭС-2	С-3	откл.	-	510	600	-	-
	С-4	27	201	510	600	39,4	33,5
Томская ГРЭС-2		МВт, МВА	А				
	Т-22	откл.	-	401,6	-	-	-
	Т-23	31,0	170	287	-	59,2	-
	Т-24	14,7	248	660	-	37,6	-
Т-25	44,9	228	316	-	72,2	-	
Отключение I СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 при ремонте ТГ-2 Томской ГРЭС-2 с учетом перефиксации Т-23 Томской ГРЭС-2 на I СШ-110 кВ							
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Восточная со стороны Томской ГРЭС-2	С-1	2,3	42	450	600	9,3	7,0
	С-2	откл.	-	450	600	-	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 – Зональная со стороны Томской ГРЭС-2	С-3	12,7	98	510	600	19,2	16,3
	С-4	откл.	-	510	600	-	-
Томская ГРЭС-2	Т-22	79,4	394	401,6	-	98,1	-
	Т-23	откл.	-	287	-	-	-
	Т-24	14,5	245	660	-	37,1	-
	Т-25	откл.	-	316	-	-	-

*- длительно допустимый ток проводов ВЛ и ошиновки принят для $T_{нв}=+25^{\circ}\text{C}$

Анализ послеаварийных режимов показал:

- в послеаварийном режиме максимума весна-осень 2016 г. при аварийном отключении II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 при выведенном в ремонт ТГ-2 загрузка оставшегося в работе Т-25 мощностью 63 МВА составит 125,9%. Для разгрузки Т-25 необходимо ввести ограничение нагрузок потребителей в объеме 15 МВт.

Для исключения перегрузки Т-25 Томской ГРЭС-2 и ввода ограничений нагрузки потребителей необходимо выполнить реконструкцию ДЗШ и УРОВ 110 кВ Томской ГРЭС-2 для возможности перефиксации присоединений 110 кВ без перевода ДЗШ в режим «без фиксации». Это позволит выполнять перефиксацию Т-23 Томской ГРЭС-2 на I СШ-110 кВ при выводе в ремонт ТГ-2.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Результаты расчетов ремонтной схемы (вывод в ремонт ТГ-2 Томской ГРЭС_2) и послеаварийных режимов (отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2) для весенне-осеннего максимума 2016 г. приведены на рисунках 5.19-5.23.

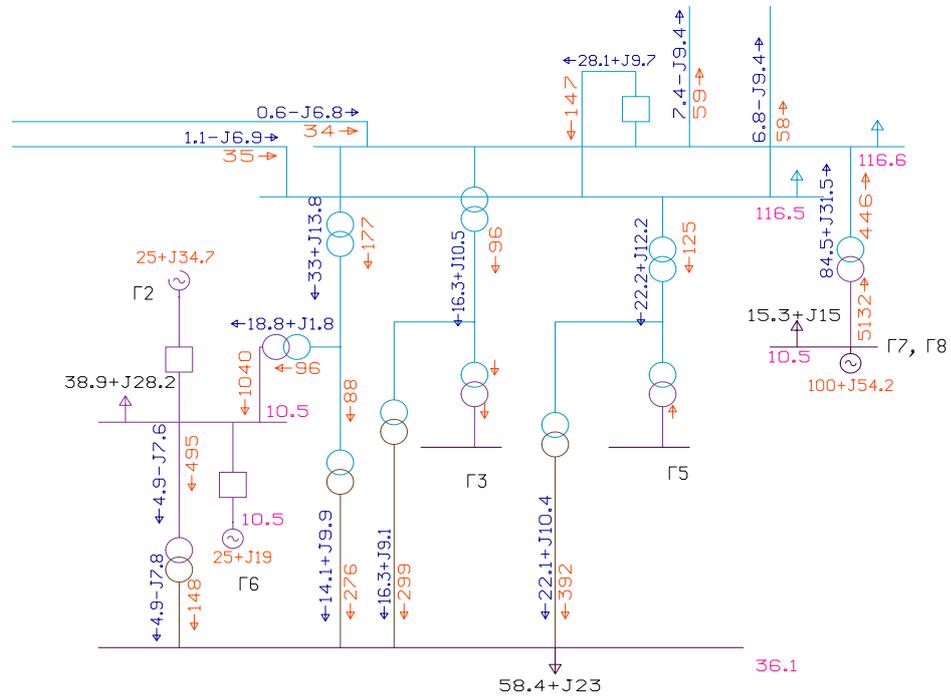


Рисунок 5.19 – Максимум весна-осень 2016 г. Ремонт ТГ-2 Томской ГРЭС-2

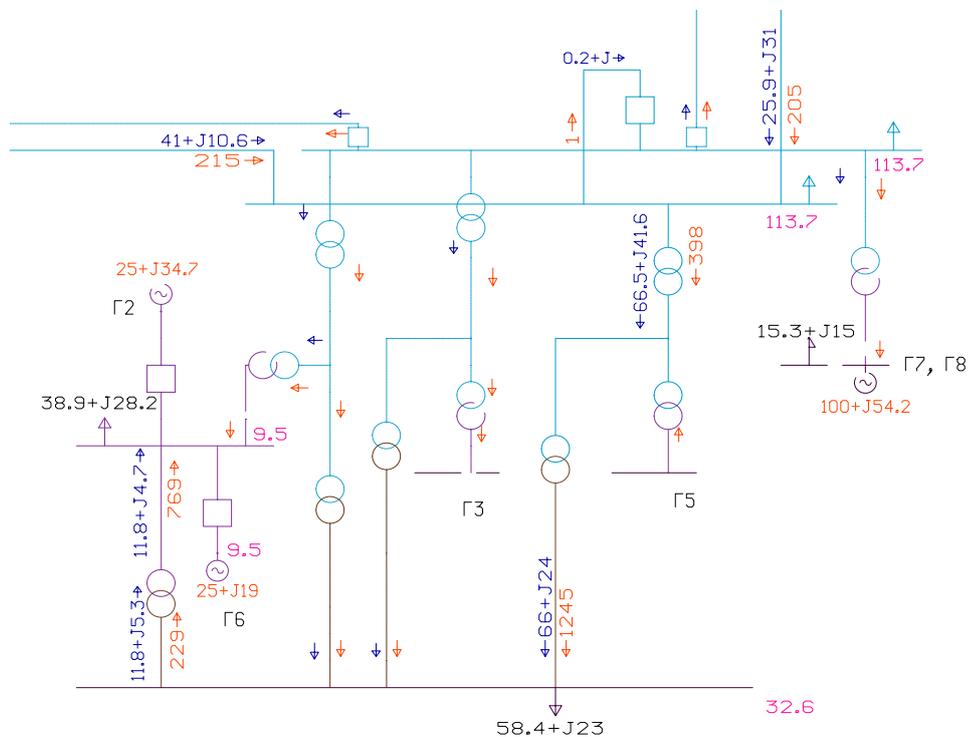


Рисунок 5.20 – Максимум весна-осень 2016 г. Послеаварийный режим отключения II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2

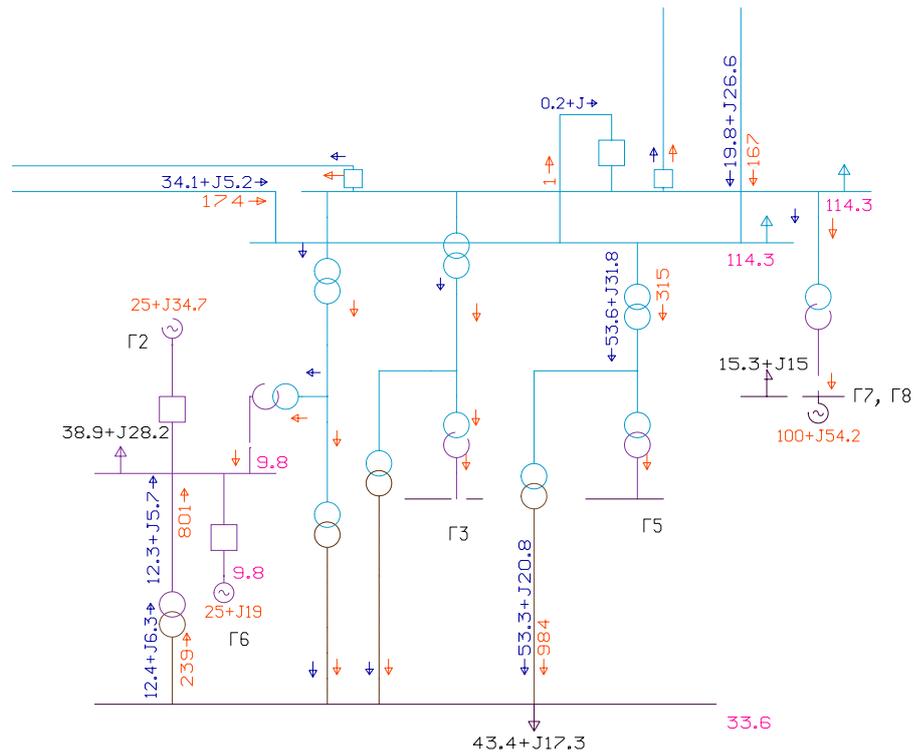


Рисунок 5.21 – Максимум весна-осень 2016 г. Послеаварийный режим отключения II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 с учетом ввода ограничений потребителей в объеме 15 МВт

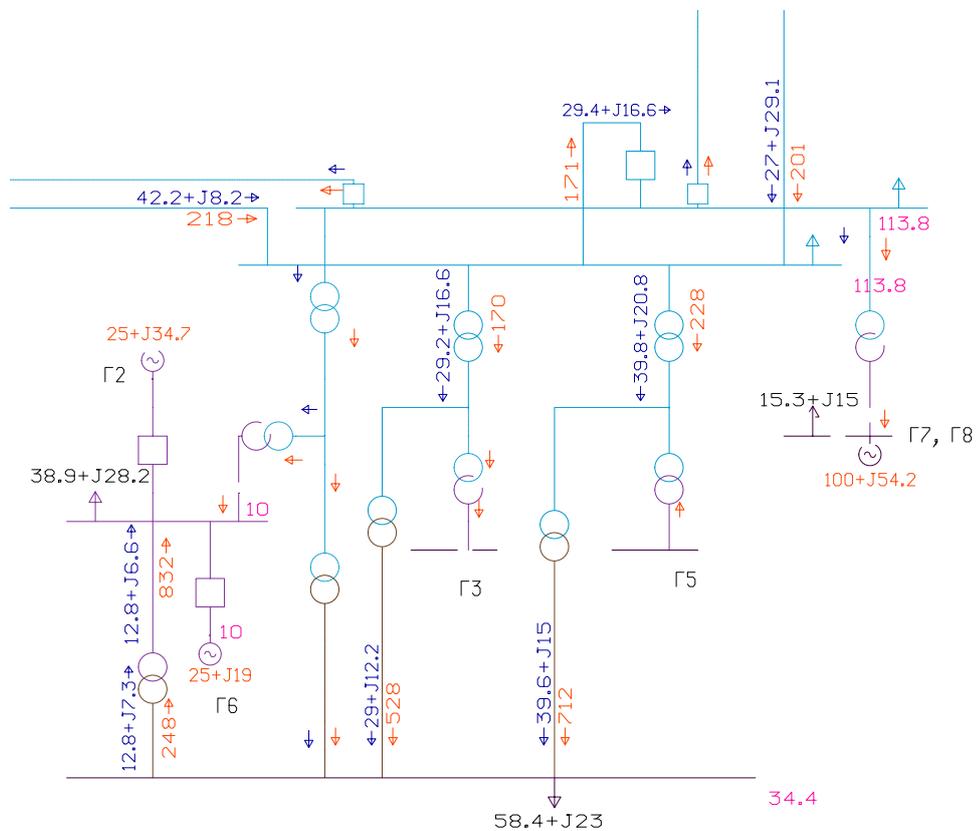


Рисунок 5.22 – Максимум весна-осень 2016 г. Послеаварийный режим отключения II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 с учетом перефиксации Т-23 Томской ГРЭС-2 на I СШ-110 кВ

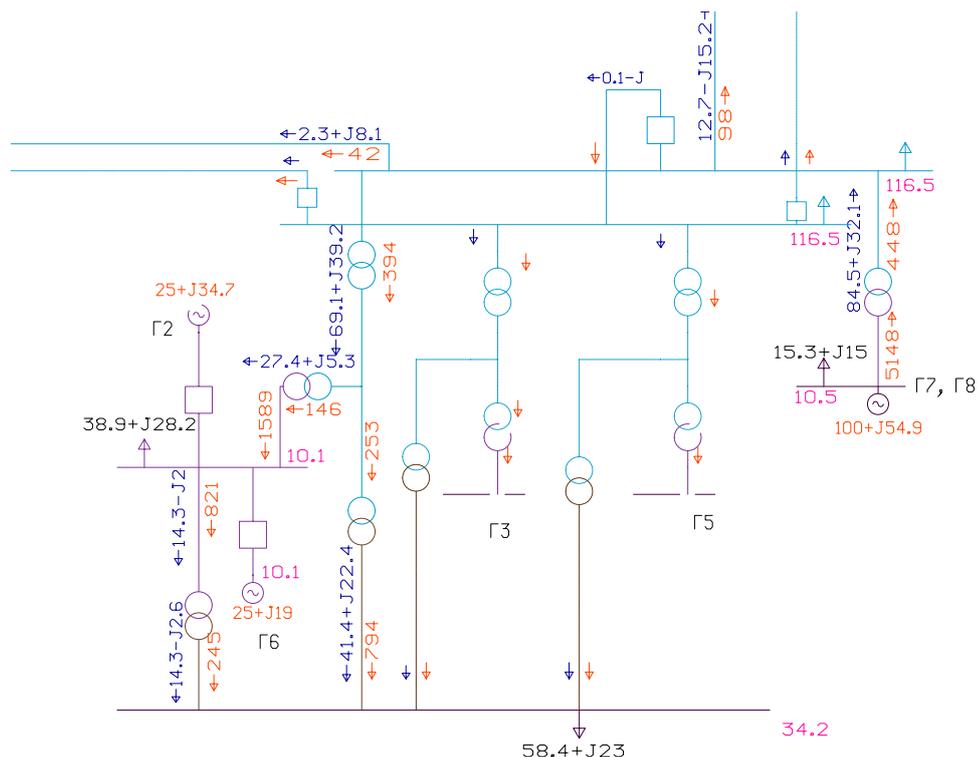


Рисунок 5.23 – Максимум весна-осень 2016 г. Послеаварийный режим отключения I СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 с учетом перефиксации Т-23 Томской ГРЭС-2 на I СШ-110 кВ

Энергорайон «Юг»

Энергорайон «Юг» включает в себя основные энергообъекты: ПС 500 кВ Томская, ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Зональная, ПС 220 кВ ГПП-220, ПС 220 кВ Асино, ПС 220 кВ Володино, ПС 220 кВ Чажемто, ПС 220 кВ Мельниково, ПС 220 кВ Парабель, ПС 220 кВ ЭС-2 СХК, Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3, ТЭЦ СХК.

Питание энергорайона осуществляется по АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Томская, ВЛ 220 кВ АТ-216, ВЛ 220 кВ АТ-215, транзиту 110 кВ Зональная – Яшкинская, входящих в контролируемое сечение «Красноярск, Кузбасс – Томск» (далее – КС).

Наиболее сложными схемно-режимными ситуациями, приводящими к нарушению допустимых параметров режима в летний период, являются:

- вывод в ремонт ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская (ВЛ 500 кВ Итатская – Томская) и аварийное отключение ВЛ 500 кВ Итатская – Томская (ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская);
- вывод в ремонт ВЛ 500 кВ Итатская – Томская или ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216);
- вывод в ремонт ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская или ВЛ 500 кВ Итатская – Томская и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215);

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- вывод в ремонт АТ-2 или АТ-1 ПС 500 кВ Томская и аварийное отключение АТ-1 или АТ-2 ПС 500 кВ Томская.

Для увеличения МДП в КС в ремонтных схемах (отключены ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская или ВЛ 500 кВ Итатская – Томская, АТ-1 или АТ-2 ПС 500 кВ Томская) на ПС 500 кВ Томская установлена автоматика разгрузки при разрыве электропередачи 500 кВ (АРПП-500), включающая в себя:

- устройство контроля мощности предшествующего режима (УКПР);
- устройство отключения нагрузки (УОН);
- устройство фиксации отключения линий 500 кВ (ФОЛ) и автотрансформаторов (ФОТ).

АРПП-500 ПС 500 кВ Томская предназначена для недопущения токовой перегрузки ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216) и/или ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215) при отключении ВЛ 500 кВ ВЛ 500 кВ Итатская – Томская и ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская или АТ-1 и АТ-2 на ПС 500 кВ Томская.

Существующее УКПР осуществляет контроль перетока активной мощности в КС только по ВЛ 500 кВ что приводит к следующим недостаткам:

- возможна излишняя работа автоматики (косвенный метод определения перегрузки ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216) и/или ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215) не позволяет исключить излишнюю работу АРПП-500).
- невозможно использовать АРПП-500 для увеличения МДП в двойных ремонтных схемах (отключены ВЛ 500 кВ Итатская – Томская и ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская или АТ-1 и АТ-2 на ПС 500 кВ Томская) в связи с отсутствием замера активной мощности по ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216) и ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215).

В послеаварийном режиме (отключение ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216) (или ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215)) (далее – ВЛ 220 кВ АТ-215, ВЛ 220 кВ АТ-216)) ремонтной схемы (ВЛ 500 кВ Итатская – Томская (или ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская или АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская)) в летний период максимальный имеет место превышение МДП в КС до 89 МВт (фактический переток в КС «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 488 МВт при величине МДП 399 МВт).

В настоящее время в качестве режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых послеаварийных режимов требуется загрузка электрических станций: ТЭЦ СХК,

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Томской ГРЭС-2, Томской ТЭЦ-3, Томская ТЭЦ-1, вспомогательной котельной ООО «Томскнефтехим» или ввод ГАО в объеме до 89 МВт в энергорайоне «Юг» в летний период.

Для исключения работы ТЭС Томской энергосистемы в конденсационном режиме целесообразно выполнить АОПО ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная и АОПО ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная с действием на отключение нагрузки в Томской энергосистеме.

5.4.2 Описание режимов работы электрической сети Томской энергосистемы с учетом ввода транзита 500 кВ Томск-Нижевартовская ГРЭС

За пределами рассматриваемого в СиПР ЕЭС периода, после 2021 года в Томской энергосистеме имеется вероятность ввода транзита 500 кВ, Томск – Нижевартовская ГРЭС. Для оценки его влияния на Томскую энергосистему в работе проведены дополнительные расчеты электроэнергетических режимов с учетом ввода транзита 500 кВ, Томск – Нижевартовская ГРЭС.

Уровень нагрузок Томской энергосистемы, заложенный в электрические расчеты, принят 1424 МВт, что на 38 МВт выше уровня 2020 года.

В расчетных схемах были учтены следующие вводы электросетевых объектов.

Электросетевой комплекс напряжением 500 кВ

Новое строительство

- ВЛ 500 кВ Томская – Парабель, АС-330х3, 341 км;
- ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель, АС-330х3, 393,4 км;
- ВЛ 500 кВ Нижевартовская ГРЭС – Советско-Соснинская 30 км.

Количество и мощность устанавливаемых УКРМ:

- ПС 220 кВ Володино, шины 110 кВ – демонтаж ШР-100 Мвар, установка ШР-25 Мвар и УШР-25 Мвар;
- ПС 500 кВ Парабель, шины 500 кВ – установка ШР-180 Мвар на ВЛ 500 кВ Томская – Парабель и ШР-180 Мвар на ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель; шины 220 кВ – установка двух УШР-100 Мвар, шины 110 кВ – демонтаж ШР-100 Мвар;
- ПС 500 кВ Советско-Соснинская, шины 500 кВ - установка ШР-180 Мвар на ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель.

Электросетевой комплекс напряжением 110 кВ

Реконструкция

- Реконструкция ряда ПС 110 кВ с заменой трансформаторов, в том числе:

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- ПС 110 кВ Западная – реконструкция с заменой трансформаторов 1x40,5 МВА, 1x40 МВА на 2x63 МВА;
- ПС 110 кВ Крапивинская - реконструкция с заменой трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА.

В таблице 5.10 приведены располагаемая мощность электростанций и их балансовая нагрузка в режимах, для которых производились расчеты.

Таблица 5.10 – Участие электростанций.

в МВт

Наименование электростанций	Располагаемая мощность, МВт		Балансовая нагрузка электростанций, МВт	
	Зимние режимы	Летние режимы	Зимние режимы	Летние режимы
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	331	328	238	40
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	140	117	135	0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7	14,7	14	14
ТЭЦСХК (Госкорпорация "Росатом")	207	206	70	35
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	4,6	4	4,6	4
ГТЭС 2x6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12	11	12	11
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	2,5	2,5	2	2
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	17	16	17	16
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» (ОАО "Сибурэнергоменеджмент")	14	14	14	14
ГТЭС Шингинская (ОАО «Газпромнефть-Восток»)	16	16	16	16
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11	11	11	11

В нормальных схемах переток по транзиту 220 кВ и 500 кВ Томская – Нижневартовская ГРЭС направлен как со стороны ПС 500 кВ Томская, так и со стороны Нижневартовской ГРЭС. Точкой раздела по сети 500 кВ является ПС 500 кВ Советско-Соснинская, по сети 220 кВ - ПС 220 кВ Чапаевка. Загрузка транзита 220 кВ Томская – Нижневартовская ГРЭС в нормальном режиме зимнего максимума со стороны ПС 500 кВ Томская составляет 27,2% (188 А) от допустимого тока провода 690 А и 31,3% от номинального тока электрооборудования 600 А.

Загрузка автотрансформаторов в режиме зимнего максимума на ПС 500 кВ Парабель и ПС 500 кВ Советско-Соснинская составляют 30% и 32% от номинальной мощности АТ (501 МВА) соответственно.

Уровни напряжения в сети 110-220-500 кВ с учетом СКРМ, установленных на транзите 220-500 кВ Томская – Нижневартовская ГРЭС, не превышают наибольшее рабочее и не снижаются ниже номинального.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Результаты расчетов для нормальных схем приведены на чертежах № 329/143-ЭЭС.12 – №329/143-ЭЭС.15.

Результаты расчетов режимов, выполненных для проверки загрузки элементов сети 110-220 кВ Томской энергосистемы, приведены по районам и отдельным объектам в табличной и графической форме.

Город Томск

Для проверки работоспособности электрической сети 110-220 кВ, питающей г. Томск, проведены расчеты потокораспределения и уровней напряжения для характерных нормальных, ремонтных схем и послеаварийных режимов зимнего и летнего максимумов нагрузок.

Анализ режимов зимнего и летнего максимумов нагрузок для нормальной схемы и послеаварийных режимов показал:

- загрузка линий 110-220 кВ и уровни напряжения не превышают допустимые параметры;

- загрузка АТ-3, АТ-4 ПС 220 кВ Восточная не превышает 88%;

- загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Зональная не превышает 69%;

- загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ ГПП-220 не превышает 71%;

- в режиме аварийного отключения 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ при ремонте ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215) выявлена наибольшая загрузка ВЛ 220 кВ Томская – Восточная II цепь (Т-203) – 712 А (249,4 МВт), что составляет 113% от номинального тока ВЧ-заградителя 630 А на ПС 220 кВ Восточная. Для исключения перегруза электрооборудования рекомендуется подготовка ремонта ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215), в качестве которой может рассматриваться загрузка Томской ГРЭС-2 до 100 МВт.

Результаты расчетов режимов, характеризующие загрузку элементов сети 110-220 кВ на территории города Томска, приведены в таблице 5.11.

Результат расчета послеаварийного режима отключении 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ во время ремонта ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215) для летнего максимума приведен на рисунке 5.24, с выполнением схемно-режимных мероприятий – на рисунке 5.25.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таблица 5.11 - Загрузка элементов сети 110-220 кВ на территории города Томска в нормальных, ремонтных схемах и послеаварийных режимах

Наименование элементов сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	86,3	219	503	-	43,5	-
	АТ-4	86,4	219	503	-	43,5	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	81,9	209	502	-	41,6	-
	АТ-2	84,9	216	502	-	43,0	-
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	43,1	109	313	-	34,8	-
	АТ-2	42,6	107	313	-	34,2	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	83,3	213	1219	1000	17,5	21,3
	Т-203	83,3	213	1219	630	17,5	33,8
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	26,3	97	1219	1000	8,0	9,7
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	49,7	126	1219	1000	10,3	12,6
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	52,7	139	<u>1064</u>	1000	<u>13,1</u>	13,9
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	38,9	131	1219	1000	10,7	13,1
ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь	Т-211	55,1	145	<u>1064</u>	1000	<u>13,6</u>	14,5
	Т-212	55,1	145	<u>1064</u>	1000	<u>13,6</u>	14,5
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	74,8	201	<u>1200</u>	1000	<u>16,8</u>	20,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	55,5	179	1219	1000	14,7	17,9
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	73,1	225	1200	1000	18,8	22,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	25,8	147	581	600	25,3	24,5
	С-1	25,8	147	581	600	25,3	24,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	36,4	179	658	600	27,2	29,8
	С-3	36,4	179	658	600	27,2	29,8
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	40,1	201	658	1000	30,6	20,1
	С-82	40,1	201	658	1000	30,6	20,1
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	23,4	117	555	600	21,1	19,5
	С-82	23,4	117	555	600	21,1	19,5
Послеаварийные режимы							
Отключение АТ-3(4) ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	123,9	314	503	-	62,4	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	98,2	250	502	-	49,8	-
	АТ-2	101,8	259	502	-	51,6	-
Отключение АТ-1(2) ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	103,6	262	503	-	52,1	-
	АТ-4	103,6	262	503	-	52,1	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	откл.	-	502	-	-	-
	АТ-2	117,8	299	502	-	59,6	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.11

Наименование элементов сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение АТ-1(2) ПС 220 кВ ГПП-220							
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	откл.	-	313	-	-	-
	АТ-2	87,3	221	313	-	70,6	-
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь (Т-204,Т-203)							
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	1219	1000	-	-
	Т-203	откл.	-	1219	630	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	21,7	83	1219	1000	6,8	8,3
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	149,1	380	1219	1000	31,2	38,0
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	114,2	296	<u>1064</u>	1000	<u>27,8</u>	29,6
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	43,4	137	1219	1000	11,2	13,7
ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь	Т-211	71,4	187	<u>1064</u>	1000	<u>17,6</u>	18,7
	Т-212	71,4	187	<u>1064</u>	1000	<u>17,6</u>	18,7
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	49,6	135	<u>1200</u>	1000	<u>11,3</u>	13,5
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	78,1	232	1219	1000	19,0	23,2
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	92,4	271	1200	1000	22,6	27,1
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	28,2	168	581	600	28,9	28,0
	С-1	28,2	168	581	600	28,9	28,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	34	169	658	600	25,7	28,2
	С-3	34	169	658	600	25,7	28,2
Отключение ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь (С-2,С-1)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	97,3	247	503	-	49,1	-
	АТ-4	97,3	247	503	-	49,1	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	73,7	188	502	-	37,5	-
	АТ-2	76,4	194	502	-	38,6	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	61	161	<u>1200</u>	1000	<u>13,4</u>	16,1
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	откл.	-	581	600	-	-
	С-1	откл.	-	581	600	-	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	62,2	308	658	600	46,8	51,3
	С-3	62,2	308	658	600	46,8	51,3
Отключение ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь (С-4,С-3)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	72,3	183	503	-	36,4	-
	АТ-4	72,3	183	503	-	36,4	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	94,9	242	502	-	48,2	-
	АТ-2	98,3	251	502	-	50,0	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	97,2	261	<u>1200</u>	1000	<u>21,8</u>	26,1
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	62,2	311	581	600	53,5	51,8
	С-1	62,2	311	581	600	53,5	51,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	откл.	-	658	600	-	-
	С-3	откл.	-	658	600	-	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.11

Наименование элементов сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Летний максимум							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	90,7	227	503	-	45,1	-
	АТ-4	90,6	227	503	-	45,1	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	70,8	178	502	-	35,5	-
	АТ-2	73,4	185	502	-	36,9	-
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	28,7	71	313	-	22,7	-
	АТ-2	28,3	70	313	-	22,4	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	86,4	246	945	1000	26,0	24,6
	Т-203	86,4	246	945	630	26,0	39,0
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	31,4	112	945	1000	11,9	11,2
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	30,8	85	945	1000	9,0	8,5
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	34,4	116	<u>825</u>	1000	<u>14,1</u>	11,6
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	52,7	178	945	1000	18,8	17,8
ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь	Т-211	16,9	50	<u>825</u>	1000	<u>6,1</u>	5,0
	Т-212	16,9	50	<u>825</u>	1000	<u>6,1</u>	5,0
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	64,2	177	<u>930</u>	1000	<u>19,0</u>	17,7
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	47,4	143	945	1000	15,1	14,3
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	62,3	184	930	1000	19,8	18,4
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	9,5	48	450	600	10,7	8,0
	С-1	9,5	48	450	600	10,7	8,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	3,9	52	510	600	10,2	8,7
	С-3	3,9	52	510	600	10,2	8,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	17,7	87	510	1000	17,1	8,7
	С-82	17,7	87	510	1000	17,1	8,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	6,6	32	430	600	7,4	5,3
	С-82	6,6	32	430	600	7,4	5,3
ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	С-86	2,2	11	<u>375</u>	300	<u>2,9</u>	3,7
ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	С-11	0,4	2	<u>375</u>	600	<u>0,5</u>	0,3
ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	С-12	1,2	7	<u>375</u>	200	<u>1,9</u>	3,5
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново	А-27	2,9	14	<u>375</u>	200	<u>3,7</u>	7,0
Ремонтные схемы и послеаварийные режимы							
Ремонт АТ-3(4) ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение АТ-1(2) ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	158,1	395	503	-	78,5	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	откл.	-	502	-	-	-
	АТ-2	133,8	336	502	-	66,9	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.11

Наименование элементов сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Ремонт АТ-3(4) ПС 220 кВ Восточная и аварийное отключение АТ-4(3) ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	132,1	334	502	-	66,5	-
	АТ-2	137,0	346	502	-	68,9	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	165,2	467	<u>930</u>	1000	<u>50,2</u>	46,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	34,5	223	450	600	49,6	37,2
	С-1	34,5	223	450	600	49,6	37,2
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	48,1	270	510	600	52,9	45,0
	С-3	48,1	270	510	600	52,9	45,0
Ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Зональная и аварийное отключение АТ-2(1) ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	143,4	358	503	-	71,2	-
	АТ-4	143,3	358	503	-	71,2	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	откл.	-	502	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	502	-	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	43,6	128	<u>930</u>	1000	<u>13,8</u>	12,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	41,7	218	450	600	48,4	36,3
	С-1	41,7	218	450	600	48,4	36,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	28,1	151	510	600	29,6	25,2
	С-3	28,1	151	510	600	29,6	25,2
Отключение АТ-1(2) ПС 220 кВ ГПП-220							
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	откл.	-	313	-	-	-
	АТ-2	57,6	143	313	-	45,7	-
Ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ ГПП-220 и аварийное отключение АТ-2(1) ПС 220 кВ ГПП-220 с включением выключателя на ПС 220 кВ ГПП-220 В-110 ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 СХК (Т-2)							
АТ ПС 220 кВ ГПП-220	АТ-1	откл.	-	313	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	313	-	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	48,4	147	945	1000	15,6	14,7
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	29,7	84	945	1000	8,9	8,4
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	66,6	190	<u>825</u>	1000	<u>23,0</u>	19,0
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	91,9	264	945	1000	27,9	26,4
ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 СХК	Т-2	55,9	289	<u>415</u>	600	69,6	48,2
Ремонт АТ-1(2) ПС 500 кВ Томская и аварийное отключение АТ-2(1) ПС 500 кВ Томская							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	578	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	72,3	186	503	-	37,0	-
	АТ-4	72,2	186	503	-	37,0	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	73,9	191	502	-	38,0	-
	АТ-2	76,6	198	502	-	39,4	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.11

Наименование элементов сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп. ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	36,5	123	945	1000	13,0	12,3
	Т-203	36,5	123	945	630	13,0	19,5
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	78,3	211	<u>930</u>	1000	<u>22,7</u>	21,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	216,5	564	945	1000	59,7	56,4
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	215,8	566	930	1000	60,9	56,6
ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	С-86	30,0	158	<u>375</u>	300	<u>42,1</u>	52,7
ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	С-11	32,2	167	<u>375</u>	600	<u>44,5</u>	27,8
ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	С-12	34,3	175	<u>375</u>	200	<u>46,7</u>	87,5
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново	А-27	35,9	183	<u>375</u>	200	<u>48,8</u>	91,5
Ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (АТ-216) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215)							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	287,3	325	578	-	56,2	-
	АТ-2	287,3	325	578	-	56,2	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	90,1	229	503	-	45,5	-
	АТ-4	90,1	229	503	-	45,5	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	59,7	153	502	-	30,5	-
	АТ-2	61,8	158	502	-	31,5	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	119,8	342	945	1000	36,2	34,2
	Т-203	119,8	342	945	630	36,2	54,3
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	109,0	308	<u>930</u>	1000	<u>33,1</u>	30,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-
ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	С-86	7,0	35	<u>375</u>	300	<u>9,3</u>	11,7
ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	С-11	8,8	44	<u>375</u>	600	<u>11,7</u>	7,3
ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	С-12	10,5	52	<u>375</u>	200	<u>13,9</u>	26,0
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново	А-27	12,2	60	<u>375</u>	200	<u>16,0</u>	30,0
Ремонт ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I цепь (Т-204) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Восточная II цепь (Т-203)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	80,2	203	503	-	40,4	-
	АТ-4	80,1	203	503	-	40,4	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	945	1000	-	-
	Т-203	откл.	-	945	630	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	26,8	93	945	1000	9,8	9,3
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	134,1	374	945	1000	39,6	37,4
ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК	Т-214	98,2	288	<u>825</u>	1000	<u>34,9</u>	28,8
ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК - ЭС-2 СХК	Л-3	57,3	182	945	1000	19,3	18,2
ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - ГПП-220 I,II цепь	Т-211	33,7	97	<u>825</u>	1000	<u>11,8</u>	9,7
	Т-212	33,7	97	<u>825</u>	1000	<u>11,8</u>	9,7
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	38,1	100	<u>930</u>	1000	<u>10,8</u>	10,0
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	70,0	214	945	1000	22,6	21,4
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	81,7	245	930	1000	26,3	24,5

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.11

Наименование элементов сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Ремонт ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I цепь (С-2) и аварийное отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	85,4	213	503	-	42,3	-
	АТ-4	85,4	213	503	-	42,3	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	72,5	186	502	-	37,1	-
	АТ-2	75,2	193	502	-	38,4	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	откл.	-	450	600	-	-
	С-1	откл.	-	450	600	-	-
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	25,7	132	510	600	25,9	22,0
	С-3	откл.	-	510	600	-	-
Отключение 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	166,3	414	503	-	82,3	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	89,0	247	945	1000	26,1	24,7
	Т-203	откл.	-	945	630	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	19,2	52	945	1000	5,5	5,2
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	откл.	-	<u>930</u>	1000	=	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	33,1	108	945	1000	11,4	10,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-
Ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Зональная и аварийное отключение 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	176,7	441	503	-	87,7	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	91,7	256	945	1000	27,1	25,6
	Т-203	откл.	-	945	630	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	21,3	59	945	1000	6,2	5,9
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	откл.	-	<u>930</u>	1000	=	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	37,7	118	945	1000	12,5	11,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-
Отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	114,1	290	503	-	57,7	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	945	1000	-	-
	Т-203	181,3	520	945	630	55,0	82,5
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	24,8	89	945	1000	9,4	8,9
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	57,2	156	<u>930</u>	1000	<u>16,8</u>	15,6
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	94,7	276	930	1000	29,7	27,6

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.11

Наименование элементов сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215) и аварийное отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ (генерация Томская ГРЭС - 40 МВт)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	114,5	295	503	-	58,6	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	945	1000	-	-
	Т-203	249,4	712	945	630	75,3	113,0
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	20,6	70	945	1000	7,4	7,0
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	126,7	358	<u>930</u>	1000	<u>38,5</u>	35,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-
Ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215) и аварийное отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ (генерация Томская ГРЭС - 100 МВт)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	94,2	241	503	-	47,9	-
	АТ-4	откл.	-	503	-	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	откл.	-	945	1000	-	-
	Т-203	212,4	603	945	630	63,8	95,7
ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК	Т-201	22,9	82	945	1000	8,7	8,2
ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК	Т-202	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	105,8	294	<u>930</u>	1000	<u>31,6</u>	29,4
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная	АТ-216	откл.	-	945	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная	АТ-215	откл.	-	930	1000	-	-

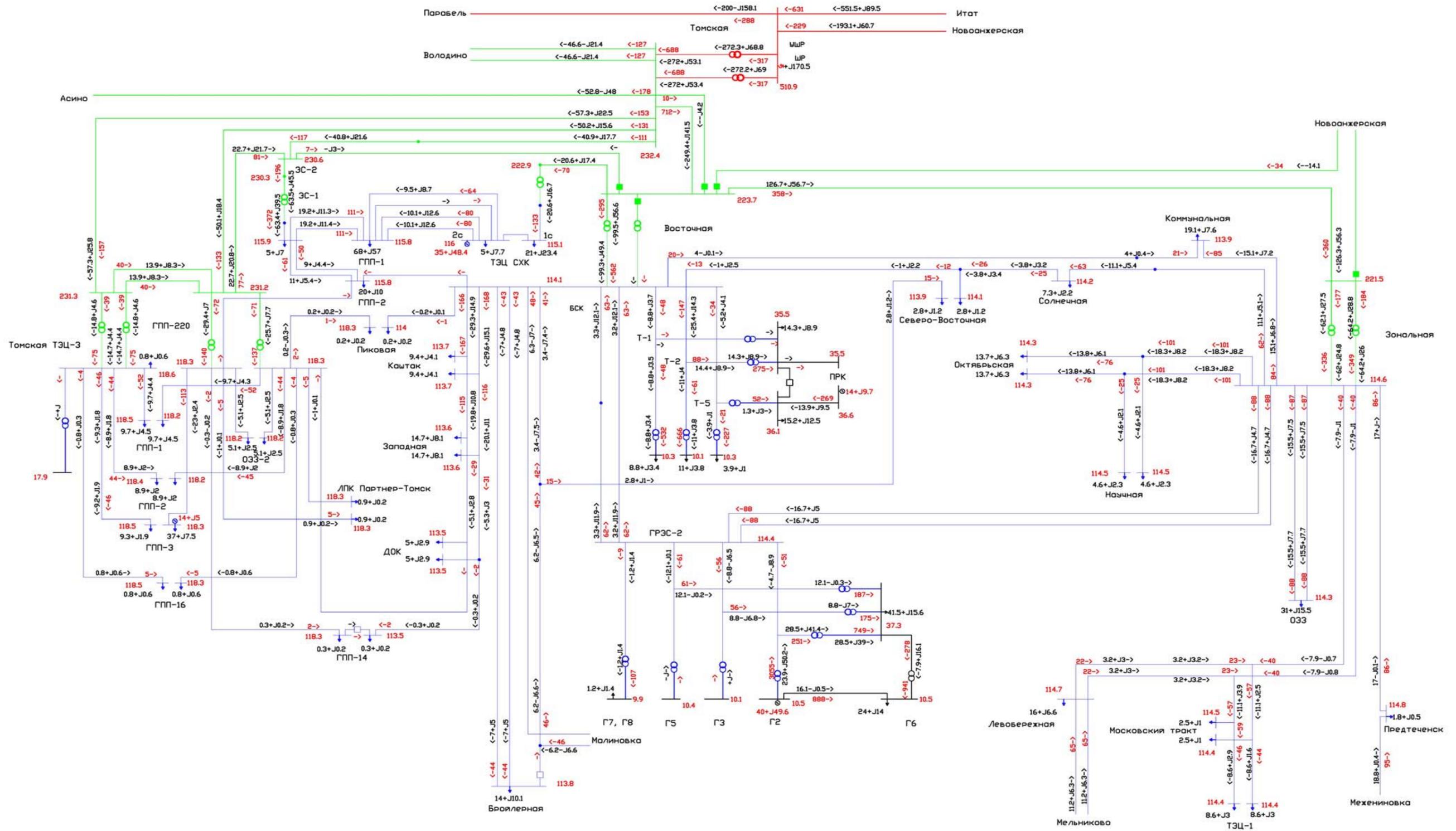


Рисунок 5.24 – Летний максимум. Ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215) и аварийное отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ

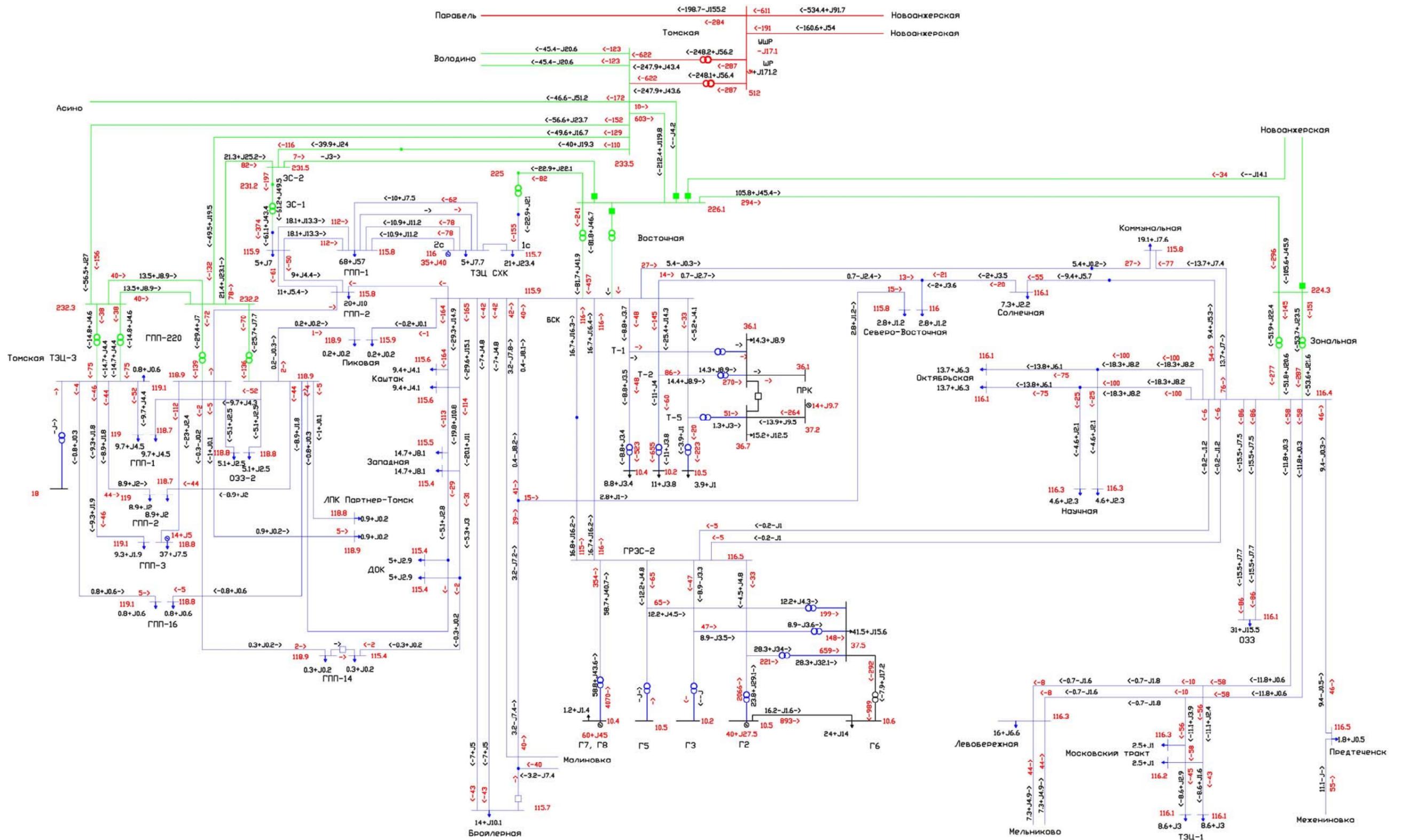


Рисунок 5.25 – Летний максимум. Ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (АТ-215) и аварийное отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Восточная действием УРОВ Генерация Томской ГРЭС-2 100 МВт

Сечение «Томск – Левобережье»

Результаты расчетов электрических режимов, выполненные с учетом ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС, с загрузкой элементов сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково для нормальных, ремонтных схем и послеаварийных режимов зимнего и летнего максимумов приведены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Загрузка элементов сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково в нормальных, ремонтных схемах и послеаварийных режимах.

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	86,3	219	503	-	43,5	-
	АТ-4	86,4	219	503	-	43,5	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	81,9	209	502	-	41,6	-
	АТ-2	84,9	216	502	-	43,0	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	69,2	187	890	1000	21,0	18,7
	ТВ-221	69,2	187	890	1000	21,0	18,7
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	61,2	159	<u>780</u>	600	<u>20,4</u>	26,5
	ТВ-221	61,2	159	<u>780</u>	600	<u>20,4</u>	26,5
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	83,3	213	1219	1000	17,5	21,3
	Т-203	83,3	213	1219	630	17,5	33,8
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	74,8	201	<u>1200</u>	1000	<u>16,8</u>	20,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	73,8	209	1200	1000	17,4	20,9
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	40,1	201	658	1000	30,5	20,1
	С-82	40,1	201	658	1000	30,5	20,1
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	23,4	117	555	600	21,1	19,5
	С-82	23,4	117	555	600	21,1	19,5
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	7,2	38	658	600	5,8	6,3
	С-16	7,2	38	658	600	5,8	6,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	36,4	179	658	600	27,2	29,8
	С-3	36,4	179	658	600	27,2	29,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	25,8	146	581	600	25,1	24,3
	С-1	25,8	146	581	600	25,1	24,3

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.12

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Послеаварийные режимы							
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-231(ТВ-221))							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	106,9	282	890	1000	31,7	28,2
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	-	<u>780</u>	600	=	-
	ТВ-221	90,6	238	<u>780</u>	600	<u>30,5</u>	39,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	46,3	230	658	1000	35,0	23,0
	С-82	46,3	230	658	1000	35,0	23,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	29,5	147	555	600	26,5	24,5
	С-82	29,5	147	555	600	26,5	24,5
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-231,ТВ-221)							
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	102,6	261	1219	1000	21,4	26,1
	Т-203	102,6	261	1219	630	21,4	41,4
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	99,9	260	<u>1200</u>	1000	<u>21,7</u>	26,0
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	71,8	208	1200	1000	17,3	20,8
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	64,6	320	658	1000	48,6	32,0
	С-82	64,6	320	658	1000	48,6	32,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	47,5	238	555	600	42,9	39,7
	С-82	47,5	238	555	600	42,9	39,7
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	31,3	162	658	600	24,6	27,0
	С-16	31,3	162	658	600	24,6	27,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	44,6	220	658	600	33,4	36,7
	С-3	44,6	220	658	600	33,4	36,7
Отключение ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I(II) цепь (С-83(С-82))							
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	откл.	-	658	1000	-	-
	С-82	75,1	377	658	1000	57,3	37,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	откл.	-	555	600	-	-
	С-82	41,3	208	555	600	37,5	34,7
Отключение ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь (С-2,С-1)							
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	94,9	242	502	-	48,2	-
	АТ-2	98,3	251	502	-	50,0	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	97,2	261	<u>1200</u>	1000	<u>21,8</u>	26,1

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.12

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	76,3	217	1200	1000	18,1	21,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	62,2	311	581	600	53,5	51,8
	С-1	62,2	311	581	600	53,5	51,8
Отключение 2(1) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	120,5	306	502	-	61,0	-
	АТ-2	откл.	-	502	-	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	39,4	102	<u>1200</u>	1000	<u>8,5</u>	10,2
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	67,0	190	1200	1000	15,8	19,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	68,1	343	658	1000	52,1	34,3
	С-82	откл.	-	658	1000	-	-
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	50,9	258	555	600	46,5	43,0
	С-82	16,5	87	555	600	15,7	14,5
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	1,0	21	658	600	3,2	3,5
	С-16	1,0	21	658	600	3,2	3,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	25,8	147	581	600	25,3	24,5
	С-1	25,8	147	581	600	25,3	24,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	72,9	363	658	600	55,2	60,5
	С-3	откл.	-	658	600	-	-
Летний максимум							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	90,6	227	503	-	45,1	-
	АТ-4	90,7	227	503	-	45,1	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	70,8	178	502	-	35,5	-
	АТ-2	73,4	185	502	-	36,9	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	41,9	116	890	1000	13,0	11,6
	ТВ-221	41,9	116	890	1000	13,0	11,6
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	35,7	90	<u>780</u>	600	<u>11,5</u>	15,0
	ТВ-221	35,7	90	<u>780</u>	600	<u>11,5</u>	15,0
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	86,4	246	1219	1000	20,2	24,6
	Т-203	86,4	246	1219	630	20,2	39,0
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	64,2	177	<u>1200</u>	1000	<u>14,8</u>	17,7
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	62,8	169	1200	1000	14,1	16,9
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	17,7	87	658	1000	13,2	8,7
	С-82	17,7	87	658	1000	13,2	8,7

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.12

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	6,6	32	555	600	5,8	5,3
	С-82	6,6	32	555	600	5,8	5,3
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	1,4	17	658	600	2,6	2,8
	С-16	1,4	17	658	600	2,6	2,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	3,9	52	658	600	7,9	8,7
	С-3	3,9	52	658	600	7,9	8,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	9,5	48	581	600	8,3	8,0
	С-1	9,5	48	581	600	8,3	8,0
Ремонтные схемы и послеаварийные режимы							
Ремонт ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (I) II цепь ((ТВ-221)ТВ-231) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-221(ТВ-231))							
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	97,8	267	945	1000	28,3	26,7
	Т-203	97,8	267	945	630	28,3	42,4
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	79,1	208	<u>930</u>	1000	<u>22,4</u>	20,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	61,3	169	930	1000	18,2	16,9
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	32,0	156	510	1000	30,6	15,6
	С-82	32,0	156	510	1000	30,6	15,6
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	20,7	103	430	600	24,0	17,2
	С-82	20,7	103	430	600	24,0	17,2
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	12,7	70	510	600	13,7	11,7
	С-16	12,7	70	510	600	13,7	11,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	0,9	55	510	600	10,8	9,2
	С-3	0,9	55	510	600	10,8	9,2
Ремонт ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная (Т-208) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-221(ТВ-231))							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	откл.	-	690	1000	-	-
	ТВ-221	68,7	179	690	1000	25,9	17,9
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	-	<u>605</u>	600	=	-
	ТВ-221	56,2	142	<u>605</u>	600	<u>23,5</u>	23,7
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	80,3	226	945	1000	23,9	22,6
	Т-203	80,3	226	945	630	23,9	35,9
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	откл.	-	<u>930</u>	1000	=	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	89,2	242	930	1000	26,0	24,2
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	19,4	95	510	1000	18,6	9,5
	С-82	19,4	95	510	1000	18,6	9,5

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.12

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	8,3	41	430	600	9,5	6,8
	С-82	8,3	41	430	600	9,5	6,8
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	0,3	22	510	600	4,3	3,7
	С-16	0,3	22	510	600	4,3	3,7
Ремонт ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I(II) цепь (С-83(С-82)) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-221(ТВ-231))							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	откл.	-	690	1000	-	-
	ТВ-221	66,7	175	690	1000	25,4	17,5
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	-	<u>605</u>	600	=	-
	ТВ-221	54,2	138	<u>605</u>	600	<u>22,8</u>	23,0
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	88,4	249	945	1000	26,3	24,9
	Т-203	88,4	249	945	630	26,3	39,5
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	66,8	182	<u>930</u>	1000	=	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная	АТ-215	62,5	170	930	1000	18,3	17,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	откл.	-	510	1000	-	-
	С-82	40,4	198	510	1000	38,8	19,8
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	откл.	-	430	600	-	-
	С-82	18,0	89	430	600	20,7	14,8
ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15	1,0	22	510	600	4,3	3,7
	С-16	1,0	22	510	600	4,3	3,7

Анализ послеаварийных режимов для нормальной схемы зимнего и летнего максимума, выполненных с учетом ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС, показал, что загрузка элементов сети 110-220 кВ района Томская – Володино, Зональная – Левобережная – Мельниково не превышает допустимые параметры оборудования и ВЛ. Уровни напряжения в сети 110-220 кВ в послеаварийных режимах не превышают наибольшее рабочее и не снижаются ниже номинального. Отключение нагрузки потребителей не требуется.

Результат расчета послеаварийного режима отключения двухцепной ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 для зимнего максимума приведен на рисунке 5.26.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ ТВ-221 при ремонте ВЛ 220 кВ ТВ-231 для летнего максимума приведен на рисунке 5.27.

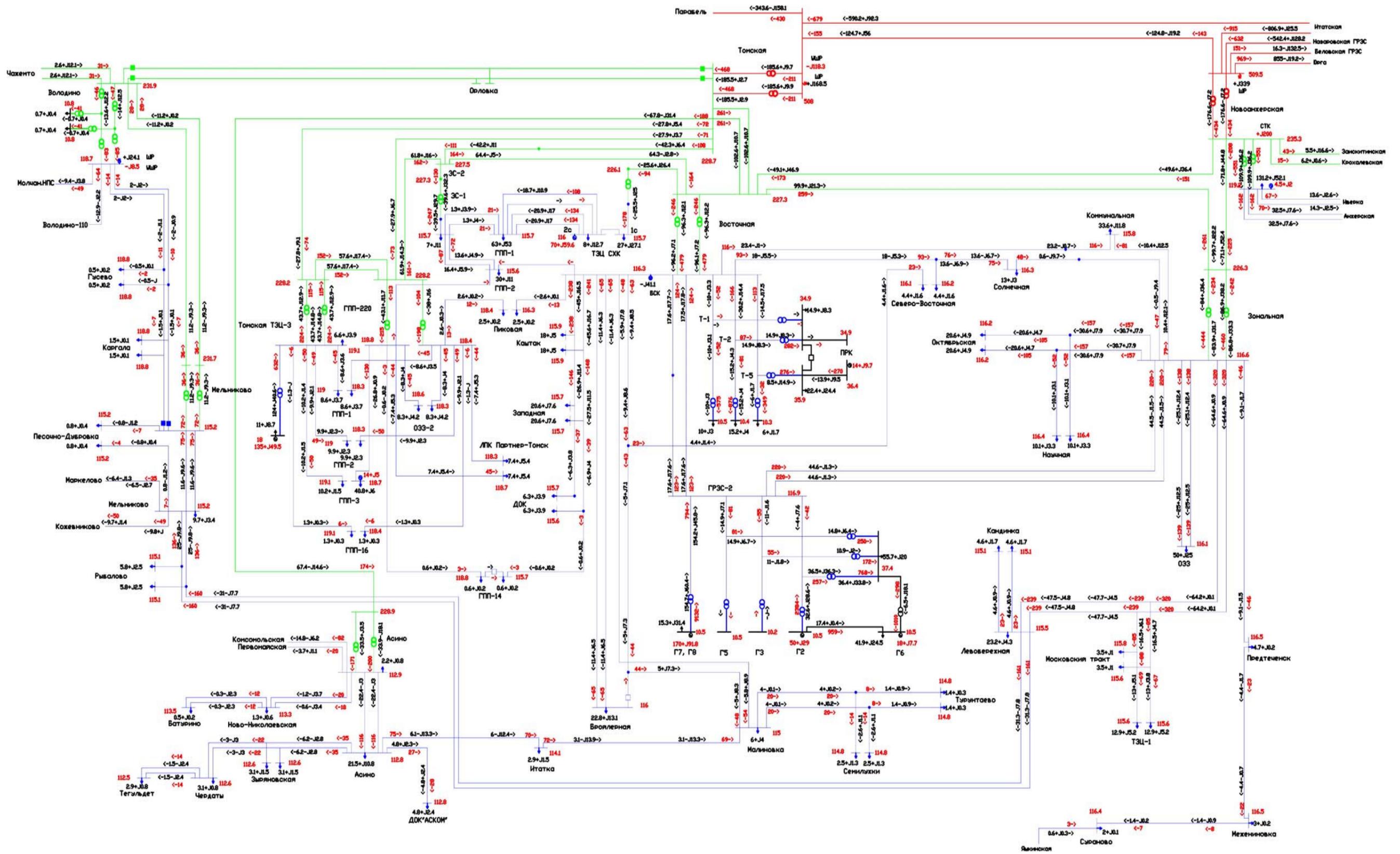


Рисунок 5.26 – Зимний максимум. Аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка Ц I цепь.

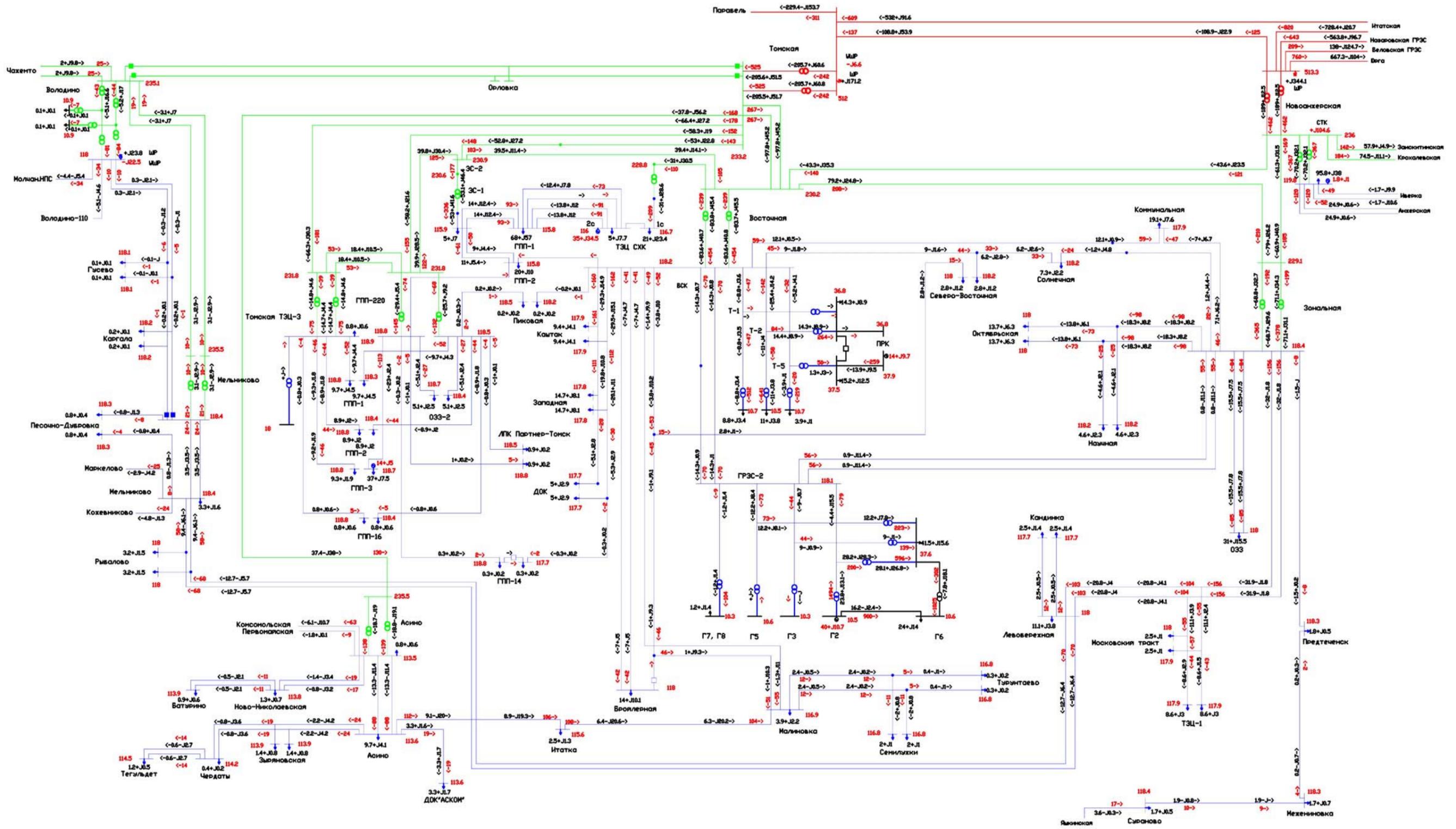


Рисунок 5.27 – Летний максимум. Ремонт ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь и отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (I)II цепь

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Транзит 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка

В расчетной схеме учтены следующие вводы в энергорайоне «Север»: ввод ГТЭС Пионерная (16 МВт, 2016 г.), замена существующих 3хАТ-63 МВА на ПС 500 кВ Парабель на 2х125 МВА, ввод транзита 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская – Парабель – Томская (764,5 км). С вводом транзита 500 кВ принята параллельная работа по транзиту 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка.

В режимах зимнего и летнего максимума нагрузок, выполненных с учетом ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС, потребление транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка принято для зимнего периода на уровне 168 МВт, из которых 63 МВт покрывается от ГТЭС, расположенных в энергоузле «ПС 220 кВ Парабель», для летнего периода на уровне 140 МВт, из которых 60 МВт покрывается от ГТЭС, расположенных в энергоузле «ПС 220 кВ Парабель».

Результаты расчетов для нормальных, ремонтных схем и послеаварийных режимов работы транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская – Чапаевка и загрузка АТ на ПС 220 кВ Парабель и ПС 220 кВ Чапаевка приведены в таблице 5.13.

Таблица 5.13 - Загрузка элементов сети транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская - Чапаевка в нормальных, ремонтных схемах и послеаварийных режимах.

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ*, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум							
Нормальная схема							
АТ ПС 220 кВ Парабель	АТ-500	150,0	171	578	-	29,6	-
	АТ-1	45,4	113	314	-	36,0	-
	АТ-2	45,4	113	314	-	36,0	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	33,5	81	158	-	51,3	-
	АТ-2	33,2	80	158	-	50,6	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	31,4	156	780	600	20,0	26,0
	С-103	31,5	157	780	600	20,1	26,2
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	15,2	78	780	600	10,0	13,0
	С-109	15,2	78	780	600	10,0	13,0
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	14,9	76	503	600	15,1	12,7
	С-141	14,9	76	503	600	15,1	12,7
ВЛ 110 кВ Катальгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катальгинская	С-97	10,9	67	503	600	13,3	-
	С-98	10,9	67	503	600	13,3	-
ВЛ 110 кВ Катальгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	9,9	56	503	360	11,1	15,6
	С-98	9,9	56	503	360	11,1	15,6
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катальгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	21,1	109	490	400	22,2	27,3
	С-92	21,1	109	490	400	22,2	27,3

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.13

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ*, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-91	18,0	95	490	600	19,4	15,8
	С-92	18,0	95	490	600	19,4	15,8
Послеаварийные режимы							
Отключение 1 системы шин 220 кВ ПС 500 кВ ПарABELь							
АТ ПС 500 кВ ПарABELь	АТ-500	140,4	160	579	-	27,6	-
	АТ-1	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-2	88,8	220	314	-	70,1	-
Отключение 2 системы шин 220 кВ ПС 500 кВ ПарABELь							
АТ ПС 500 кВ ПарABELь	АТ-500	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-1	82,0	203	314	-	64,6	-
	АТ-2	откл.	-	314	-	-	-
Отключение 1 системы шин 110 кВ ПС 500 кВ ПарABELь							
АТ ПС 500 кВ ПарABELь	АТ-500	146,6	167	579	-	28,8	-
	АТ-1	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-2	79,8	199	314	-	63,4	-
ВЛ 110 кВ ПарABELь - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	780	600	-	-
	С-103			780	600	0,0	0,0
Отключение ВЛ 110 кВ ПарABELь - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь (С-104, С-103). Выполнение АРОДЛ ВЛ 110 кВ ПарABELь - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь (С-104, С-103) с действием на отключение нагрузки транзита в объеме 22 МВт							
АТ ПС 500 кВ ПарABELь	АТ-500	123,1	140	578	-	24,2	-
	АТ-1	14,1	35	314	-	11,1	-
	АТ-2	14,1	35	314	-	11,1	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	58,7	154	158	-	97,5	-
	АТ-2	58,2	152	158	-	96,2	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-226	22,6	59	780	400	7,6	-
	ЧС-236	22,6	59	780	500	7,6	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	ЧС-226	22,8	60	780	630	7,7	-
	ЧС-236	22,8	60	780	630	7,7	-
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	18,3	53	780	630	6,8	-
	НСС-2	18,3	53	780	630	6,8	-
ВЛ 110 кВ ПарABELь - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	780	600	-	-
	С-103	откл.	-	780	600	-	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	3,3	20	780	600	2,6	3,3
	С-109	3,3	20	780	600	2,6	3,3
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-140	28,7	168	503	600	33,4	28,0
	С-141	28,7	168	503	600	33,4	28,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.13

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ*, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Катъльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катъльгинская	С-97	32,5	200	503	600	39,8	33,3
	С-98	32,5	200	503	600	39,8	33,3
ВЛ 110 кВ Катъльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	29,4	190	503	360	37,8	52,8
	С-98	29,4	190	503	360	37,8	52,8
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катъльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	49,5	247	490	400	50,4	61,8
	С-92	49,5	247	490	400	50,4	61,8
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катъльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катъльгинская	С-91	41,9	235	490	600	48,0	39,2
	С-92	41,9	235	490	600	48,0	39,2
Отключение ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катъльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь (С-91, С-92)							
АТ ПС 500 кВ Парабель	АТ-500	169,8	193	578	-	33,4	-
	АТ-1	68,4	171	314	-	54,5	-
	АТ-2	68,4	171	314	-	54,5	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	11,7	28	158	-	17,7	-
	АТ-2	11,6	28	158	-	17,7	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	54,6	265	780	600	34,0	-
	С-103	54,7	265	780	600	34,0	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	35,6	188	780	600	24,1	31,3
	С-109	35,6	188	780	600	24,1	31,3
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	33,6	172	503	600	34,2	28,7
	С-141	33,6	172	503	600	34,2	28,7
ВЛ 110 кВ Катъльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катъльгинская	С-97	6,7	36	503	600	7,2	-
	С-98	6,7	36	503	600	7,2	-
ВЛ 110 кВ Катъльгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	7,6	38	503	360	7,6	10,6
	С-98	7,6	38	503	360	7,6	10,6
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катъльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	откл.	-	490	400	-	-
	С-92	откл.	-	490	400	-	-
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катъльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катъльгинская	С-91	откл.	-	490	600	-	-
	С-92	откл.	-	490	600	-	-
Летний максимум							
Нормальная схема							
АТ ПС 500 кВ Парабель	АТ-500	115,6	131	578	-	22,7	-
	АТ-1	35,1	87	314	-	27,7	-
	АТ-2	35,1	87	314	-	27,7	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.13

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ*, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	26,2	64	158	-	40,5	-
	АТ-2	26,0	63	158	-	39,9	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	23,0	118	605	600	19,5	19,7
	С-103	23,1	118	605	600	19,5	19,7
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	11,5	58	605	600	9,6	9,7
	С-109	11,5	58	605	600	9,6	9,7
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	14,1	75	390	600	19,2	12,5
	С-141	14,1	75	390	600	19,2	12,5
ВЛ 110 кВ Катильгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-97	7,3	47	390	600	12,1	-
	С-98	7,3	47	390	600	12,1	-
ВЛ 110 кВ Катильгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	6,9	38	390	360	9,7	10,6
	С-98	6,9	38	390	360	9,7	10,6
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	16,7	89	380	400	23,4	22,3
	С-92	16,7	89	380	400	23,4	22,3
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катильгинская	С-91	14,3	75	380	600	19,7	12,5
	С-92	14,3	75	380	600	19,7	12,5
Ремонтные схемы и послеаварийные режимы							
Отключение 1 системы шин 220 кВ ПС 500 кВ Парабель							
АТ ПС 500 кВ Парабель	АТ-500	109,3	124	579	-	21,4	-
	АТ-1	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-2	68,7	170	314	-	54,1	-
Отключение 1 системы шин 110 кВ ПС 500 кВ Парабель							
АТ ПС 500 кВ Парабель	АТ-500	112,9	128	579	-	22,1	-
	АТ-1	откл.	-	314	-	-	-
	АТ-2	61,5	153	314	-	48,7	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	780	600	-	-
	С-103	38,1	189	780	600	24,2	31,5
Ремонт одной цепи и аварийное отключение второй цепи ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь (С-104, 103). Участие БСК-37,5 МВар на ПС 110 кВ Двуреченская							
АТ ПС 500 кВ Парабель	АТ-500	102,0	116	578	-	20,1	-
	АТ-1	12,0	30	314	-	9,6	-
	АТ-2	12,0	30	314	-	9,6	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	59,9	146	158	-	92,4	-
	АТ-2	59,4	145	158	-	91,8	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Чапаевка	ЧС-226	25,7	63	605	400	10,4	-
	ЧС-236	25,7	63	605	500	10,4	-
ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	ЧС-226	25,9	78	605	630	12,9	-
	ЧС-236	25,9	78	605	630	12,9	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.13

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ*, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I, II цепь со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская	НСС-1	15,6	54	605	630	8,9	-
	НСС-2	15,6	54	605	630	8,9	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	откл.	-	605	600	-	-
	С-103	откл.	-	605	600	-	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	10,7	52	605	600	8,6	8,7
	С-109	10,7	52	605	600	8,6	8,7
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-140	30,8	153	390	600	39,2	25,5
	С-141	30,8	153	390	600	39,2	25,5
ВЛ 110 кВ Катальгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катальгинская	С-97	33,5	208	390	600	53,3	34,7
	С-98	33,5	208	390	600	53,3	34,7
ВЛ 110 кВ Катальгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	30,9	199	390	360	51,0	55,3
	С-98	30,9	199	390	360	51,0	55,3
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катальгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	50,1	251	380	400	66,1	62,8
	С-92	50,1	251	380	400	66,1	62,8
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катальгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катальгинская	С-91	42,9	238	380	600	62,6	39,7
	С-92	42,9	238	380	600	62,6	39,7
Ремонт одной цепи и аварийное отключение второй цепи ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катальгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь (С-91, С-92)							
АТ ПС 500 кВ Парабель	АТ-500	129,5	147	578	-	25,4	-
	АТ-1	52,6	131	314	-	41,7	-
	АТ-2	52,6	131	314	-	41,7	-
АТ ПС 220 кВ Чапаевка	АТ-1	10,0	24	158	-	15,2	-
	АТ-2	9,8	24	158	-	15,2	-
ВЛ 110 кВ Парабель - Лугинецкая с отпайкой на ПС Тарская I,II цепь	С-104	40,7	200	605	600	33,1	-
	С-103	40,8	200	605	600	33,1	-
ВЛ 110 кВ Лугинецкая - Игольская I,II цепь	С-110	27,5	141	605	600	23,3	23,5
	С-109	27,5	141	605	600	23,3	23,5
ВЛ 110 кВ Игольская - Двуреченская с отпайками I,II цепь	С-140	29,2	156	390	600	40,0	26,0
	С-141	29,2	156	390	600	40,0	26,0
ВЛ 110 кВ Катальгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катальгинская	С-97	6,8	35	390	600	9,0	-
	С-98	6,8	35	390	600	9,0	-
ВЛ 110 кВ Катальгинская - Двуреченская с отпайкой на ПС Новый Васюган I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Двуреченская	С-97	7,2	36	390	360	9,2	10,0
	С-98	7,2	36	390	360	9,2	10,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.13

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ*, ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катъльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Чапаевка	С-91	откл.	-	380	400	-	-
	С-92	откл.	-	380	400	-	-
ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катъльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Катъльгинская	С-91	откл.	-	380	600	-	-
	С-92	откл.	-	380	600	-	-
* - длительно допустимый ток проводов ВЛ принят для зимних режимов для $T_{нв} = -5^{\circ}\text{C}$, для летних режимов для $T_{нв} = +25^{\circ}\text{C}$							

Анализ послеаварийных режимов с учетом замены АТ ПС 220 кВ Парабель для нормальной схемы зимнего и летнего максимума показал, что при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ или 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Парабель оставшийся в работе АТ-2 не перегружается.

5.5 Перечень «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше

В подразделах 5.4.1 и 5.4.2 приведены результаты расчетов электрических режимов работы Томской энергосистемы по основным (характерным) годам расчетного периода и выполнена проверка достаточности предложенных мероприятий по усилению электросетевого комплекса Томской энергосистемы. В подразделе 5.5 приведена оценка пропускной способности внешних электрических связей Томской энергосистемы по основным (характерным) годам расчетного периода.

На основании результатов расчетов режимов потокораспределения и уровней напряжения составлен перечень узких мест электросетевого комплекса Томской энергосистемы и разработаны мероприятия по их ликвидации, приведенные в таблице 5.18.

Таблица 5.18 – Перечень «узких мест» в электрической сети Томской энергосистемы уровнем напряжения 110 кВ

№	Объект/электрооборудование с недостаточной пропускной способностью или дефицитом трансформаторной мощности	Условия возникновения ограничений	Рекомендации по ликвидации ограничений
Недостаточная пропускная способность линий электропередачи и электрооборудования			
<i>220 кВ</i>			
<i>ОАО «ФСК ЕЭС»</i>			
<i>2016 год</i>			
1	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепи (НСС-1, НСС-2)	<p>В существующей нормальной схеме:</p> <ul style="list-style-type: none"> - в послеаварийном режиме при аварийном отключении двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепи (НСС-1, НСС-2) ПС 220 кВ Советско-Соснинская запитывается со стороны ПС 500 кВ Томская. Для исключения нарушения параметров допустимых значений электроэнергетического режима необходим ввод графиков аварийного ограничения режима потребления (ГАО) в объеме до 75 МВт в зимний период и 35 МВт в летний период. - в послеаварийном режиме зимнего максимума 2016 г. отключения ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепь (ЧП-233, ЧП-223) действием АВР ПС 220 кВ Парабель переводится на питание со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Для снижения перетока в КС «ОЭС Урала – Томская энергосистема» до величины МДП (265 МВт) необходим ввод ГАО в объеме 60 МВт в зимний период и 20 МВт в летний период. 	<p>Для минимизации рисков ввода ГАО требуется строительство ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ)</p> <p>До ввода ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) требуется установка АОПО на ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская</p>

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.18

№	Объект/электрооборудование с недостаточной пропускной способностью или дефицитом трансформаторной мощности	Условия возникновения ограничений	Рекомендации по ликвидации ограничений
2	ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайками на ПС Орловка I, II цепи (ТВ-231, ТВ-221)	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в нормальной схеме при отключении двухцепной ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I, II цепь (ТВ-231, ТВ-221) действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231, ТВ-221 отключается нагрузка в объеме до 62 МВт в зимний период и до 25 МВт в летний период	Для исключения отключения нагрузки действием ПА требуется строительство ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ)
3	ПС 220 кВ Советско – Соснинская	В режимах зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме при аварийном отключении 2 СШ-220 кВ ПС 220 кВ Советско-Соснинская (одновременное отключение АТ-4, АТ-5) загрузка оставшегося в работе АТ-3 мощностью 63 МВА составит 241%; Ликвидация токовых перегрузок оставшегося в работе АТ-3 осуществляется АОПО АТ ПС 220 кВ Советско-Соснинская в объеме до 62 МВт в зимний период.	Для исключения отключения нагрузки действием ПА требуется реконструкция ПС 220 кВ Советско – Соснинская с заменой АТ-3, АТ-4 мощностью 63 МВА каждый на два АТ мощностью 125 МВА каждый
4	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216), ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215)	В режимах летних максимальных нагрузок в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская (ВЛ 500 кВ Итатская – Томская, АТ-2 или АТ-1 ПС 500 кВ Томская) при отключении одного из следующих элементов: ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская, ВЛ 500 кВ Итатская – Томская, ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная, ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная; АТ-2 или АТ-1 ПС 500 кВ Томская, имеет место превышение МДП в КС до 89 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется: загрузка электрических станций: ТЭЦ СХК, Томской ГРЭС-2, Томской ТЭЦ-3, Томская ТЭЦ-1, вспомогательной котельной ООО «Томскнефтехим» или ввод ГАО в объеме до 89 МВт в энергорайоне «Юг» в летний период.	Увеличение МДП в контролируемом сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» и исключение загрузки ТЭС в летний период или ввода ГАО в объеме до 89 МВт в энергорайоне «Юг» в летний период требуется установка АОПО ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная и АОПО ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.18

№	Объект/электрооборудование с недостаточной пропускной способностью или дефицитом трансформаторной мощности	Условия возникновения ограничений	Рекомендации по ликвидации ограничений
5	ПС 220 кВ Парабель	<p>В режимах:</p> <ul style="list-style-type: none"> – зимних и летний максимальных нагрузок в нормальной схеме при отключении 1 СШ-220 кВ ПС 220 кВ Парабель (одновременное отключение АТ-1, АТ-3); – летних максимаксимальных нагрузок в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Парабель в послеаварийных режимах при отключении АТ-3 ПС 220 кВ Парабель, имеет место перегрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Парабель на 71,5 % в зимний период и на 65 % в летний период. <p>Ликвидация токовых перегрузок оставшегося в работе АТ-2 осуществляется АОПО АТ-2 ПС 220 кВ Парабель с действием на отключение В-110 кВ АТ-2 ПС 220 кВ Парабель.</p>	<p>Для исключение отключения нагрузки действием ПА требуется реконструкция ПС 220 кВ Парабель с заменой АТ мощностью 3х63 МВА на АТ мощностью мощностью 2*125 МВА.</p> <p>До замены АТ на ПС 220 кВ Парабель для минимизации объема нагрузки, отключаемой существующей АОПО АТ ПС 220 кВ Парабель, действующей на отключение выключателей 110 кВ АТ, необходимо предусмотреть мероприятие по модернизации (реконструкции) УПАСК на ПС 220 кВ Парабель и на подстанциях транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская для реализации действия АОПО АТ ПС 220 кВ Парабель на устройства ОН подстанций транзита 110 кВ Парабель – Двуреченская</p>

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.18

№	Объект/электрооборудование с недостаточной пропускной способностью или дефицитом трансформаторной мощности	Условия возникновения ограничений	Рекомендации по ликвидации ограничений
<i>110 кВ</i>			
ОАО «ГРК»			
<i>2016 год</i>			
1	<p>ПС 110 кВ Вахская: электрооборудование с номинальным током 300 А ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I,II цепь (СС-3,4) и ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5)</p>	<p>Зимний максимум 2016 г. При аварийном отключении двухцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I,II цепь (СС-3, СС-4) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5) составляет 306 А. Перегрузка трансформатора тока в ячейке ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5) на ПС 110 кВ Вахская составляет – 2%. Летний максимум 2016 г. При ремонте одной цепи ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I (II) цепь (СС-3 (СС-4)) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I(II) цепь (СС-3(СС-4)) со стороны ПС 110 кВ Вахская составляет 315 А. Перегрузка трансформаторов тока в ячейках ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I(II) цепь (СС-3(СС-4)) на ПС 110 кВ Вахская составляет - 5%.</p>	<p>Выполнить замену электрооборудования ПС 110 кВ Вахская с номинальным током 300 А в ячейках ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I,II цепь (СС-3, СС-4) и ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5) на электрооборудование с номинальным током не менее 400 А. Требуемый срок реализации мероприятия - 2016 год.</p>

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.18

№	Объект/электрооборудование с недостаточной пропускной способностью или дефицитом трансформаторной мощности	Условия возникновения ограничений	Рекомендации по ликвидации ограничений
2	ПС 110 кВ Колпашево	Зимний максимум 2016 г. При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево с отпайкой на ПС Новоильинская (С-40) действием АВР на выключателе В-110 С-57К ПС 110 кВ Колпашево переключается на питание от ПС 220 кВ Асино по транзиту 110 кВ. Режим неустойчивый (напряжения ниже аварийно допустимого 86 кВ). Для повышения уровня напряжения на ПС 110 кВ Колпашево требуется включение БСК мощностью не менее 37,5 Мвар.	Для повышения уровня напряжения на ПС 110 кВ Колпашево рекомендуется замена существующей БСК-26 Мвар на БСК-37,5 Мвар и выполнить АОСН с действием на включение БСК. Место установки и мощность БСК уточнить отдельным проектом, а также логику действия и уставки АОСН на ПС 110 кВ Колпашево. Требуемый срок реализации мероприятия - 2016 год.
Томский филиал АО «ТГК-11»			
<i>2016 год</i>			
3	Томской ГРЭС-2	Аварийное отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 в ремонтной схеме (вывод в ремонт ТГ-2 Томской ГРЭС-2) в период максимальных нагрузок весна-осень приводит к перегрузке Т-25 Томской ГРЭС-2 на 25,9 %. Для ликвидации перегрузки необходимо вводить ограничение нагрузки потребителей энергорайона Томской ГРЭС-2 в объеме 15 МВт.	Для исключения перегрузки Т-25 Томской ГРЭС-2 и ввода ограничений нагрузки потребителей необходимо выполнить реконструкцию ДЗШ и УРОВ 110 кВ Томской ГРЭС-2 для возможности перефиксации присоединений 110 кВ без перевода ДЗШ в режим «без фиксации».

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.18

№	Объект/электрооборудование с недостаточной пропускной способностью или дефицитом трансформаторной мощности	Условия возникновения ограничений	Рекомендации по ликвидации ограничений
Прочие территориальные сетевые организации Томской области			
<i>110 кВ</i>			
ОАО «РЖД»			
<i>2016 год</i>			
1	ПС 110 кВ Сураново	Летний максимум 2016 г. При аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Томская при ремонте АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская токовая загрузка ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново составляет (А-27) составляет 238 А, ВЛ 110 кВ Межениновка – Сураново (С-12) составляет 231 А. Перегрузка трансформатора тока в ячейке ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27) и ВЛ 110 кВ Межениновка – Сураново (С-12) на ПС 110 кВ Сураново составляет – 19 и 15,5% соответственно.	Выполнить замену электрооборудования ПС 110 кВ Сураново с номинальным током 200 А в ячейках ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27) и ВЛ 110 кВ Межениновка – Сураново (С-12) на электрооборудование с номинальным током не менее 400 А. Требуемый срок реализации мероприятия - 2016 год.
ОАО «ТРК»			
1	ПС 110 кВ Западная	При аварийном отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Западная загрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 47,45 МВА. Перегруз 18,6%	Замена существующих трансформаторов 1х40,5, 1х40 МВА на трансформаторы мощностью 2х63 МВА. Требуемый срок реализации мероприятия - 2016 год.
ОАО «Томскнефть» ВНК			
1	ПС 110 кВ Крапивинская	При аварийном отключении одного из трансформаторов ПС Крапивинская загрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 31,44 МВА. Перегруз 25,8%	Замена существующих трансформаторов 2х25 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА. Требуемый срок реализации мероприятия - 2015 год

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Наличие «узких мест» Томской энергосистемы определялось в части обеспечения следующих условий и критериев:

- достаточность пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах – при несоблюдении указывались ограничивающие элементы;
- обеспечение допустимых уровней напряжения (в том числе проверка возможности по регулированию уровней напряжения).

Предложения по развитию электросетевого комплекса, учитывающие текущие проблемы, а так же проблемы, выявленные в течение расчетного периода 2016-2020 гг., приведены в главе 6.

5.6 Анализ режимов работы энергосистемы Томской области при выводе из эксплуатации отработавшего свой ресурс энергогенерирующего оборудования

В соответствии с имеющимися решениями Минэнерго России на электростанциях АО «ТГК-11» и ТЭЦ СХК возможен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования. Вследствие этого на последний год расчетного периода (2020 г.) проведен анализ режимов работы энергосистемы Томской области при выводе из эксплуатации следующего оборудования:

- вывод из эксплуатации оборудования Томской ГРЭС-2: ТГ-3, ТГ-5 - с 01.01.2015, ТГ-6 – с 01.01.2017;
- вывод из эксплуатации оборудования Томской ТЭЦ-3: ТГ-1 - с 01.01.2017;
- вывод из эксплуатации оборудования ТЭЦ ОАО СХК: ТГ-9, ТГ-14, ТГ-15 – с 01.04.2015, ТГ-1, ТГ-2, ТГ-6, ТГ-7, ТГ-12 - с 01.01.2017.

При этом прогноз потребления мощности по территории Томской области в 2020 г., рассчитанный на основе прогноза максимума нагрузки, представленного в СиПР ЕЭС, принят с учетом следующих предпосылок:

- на неизменном уровне остается потребление мощности непосредственно от центров питания – потребительский спрос;
- проведена коррекция потребления мощности на собственные нужды электрических станций в связи с выводом генерирующих объектов.

В результате суммарное потребление системы будет отличаться от прогноза в СиПР ЕЭС на величину снижения собственных нужд электростанций.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Прогнозные балансы мощности Томской энергосистемы на зимний и летний максимумы нагрузки на 2020 г. с учетом вывода из эксплуатации генерирующего оборудования приведены в таблицах 5.19 и 5.20.

Перспективные балансы мощности выполнены с учетом ввода транзита 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская – Парабель – Томская в 2020 г.

Таблица 5.19 – Баланс мощности Томской энергосистемы на собственный максимум нагрузки в 2020 г. с учетом вывода из эксплуатации генерирующего оборудования

МВт

Наименование показателей	2020 г.
ПОТРЕБНОСТЬ	
Максимум нагрузки	1419,0
ПОКРЫТИЕ	
Установленная мощность, в т. ч.	559,9
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	220,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	0,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7
ТЭЦ СХК(Госкорпорация "Росатом")	200,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	24,0
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	7,5
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	24,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» (ОАО "Сибурэнергомеджмент)	17,7
ГТЭС Шингинская (ОАО Газпромнефть-Восток")	24,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	16,0
Располагаемая мощность, в т. ч.	511,8
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	220,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	0,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7
ТЭЦ СХК(Госкорпорация "Росатом")	200,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	4,6
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.19

Наименование показателей	2020 г.
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	2,5
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	17,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» (ОАО "Сибурэнергомеджмент")	14,0
ГТЭС Шингинская (ОАО Газпромнефть-Восток")	16,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11,0
Мощность участия в максимуме нагрузки, в т. ч.	380,6
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	220,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	0,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,0
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	70,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	4,6
ГТЭС 2х6МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	2,0
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	17,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» (ОАО "Сибурэнергомеджмент")	14,0
ГТЭС Шингинская (ОАО Газпромнефть-Восток")	16,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11,0
Дефицит (-), избыток (+)	-907,2

Таблица 5.20 – Баланс мощности Томской энергосистемы на летний максимум нагрузки в 2020 г. с учетом вывода из эксплуатации генерирующего оборудования

МВт

Наименование показателей	2020 г.
ПОТРЕБНОСТЬ	
Максимум нагрузки	986
ПОКРЫТИЕ	
Установленная мощность, в т. ч.	559,9
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	220,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	0,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	200,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	24,0
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	12,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	7,5
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	24,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» (ОАО "Сибурэнергомеджмент")	17,7
ГТЭС Шингинская (ОАО Газпромнефть-Восток")	24,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	16,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.20

Наименование показателей	2020 г.
Располагаемая мощность, в т. ч.	509,2
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	220,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	0,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,7
ТЭЦ СХК (Госкорпорация "Росатом")	200,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	4,0
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	2,5
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	16,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» (ОАО "Сибурэнергомеджмент)	14,0
ГТЭС Шингинская (ОАО Газпромнефть-Восток")	16,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11,0
Мощность участия в максимуме нагрузки, в т. ч.	163,0
Томская ГРЭС-2 (Томский филиал АО "ТГК-11")	40,0
Томская ТЭЦ-3 (Томский филиал АО "ТГК-11")	0,0
Томская ТЭЦ-1 (Томский филиал АО "ТГК-11")	14,0
ТЭЦ СХК(Госкорпорация "Росатом")	35,0
ГТЭС Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	4,0
ГТЭС 2х6 МВт Игольско-Талового нмр (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11,0
Мыльджинская ГДЭС (ОАО "Томскгазпром")	2,0
ГТЭС Двуреченская (ОАО "Томскнефть" ВНК)	16,0
Вспомогательная котельная ООО «Томскнефтехим» (ОАО "Сибурэнергомеджмент)	14,0
ГТЭС Шингинская (ОАО Газпромнефть-Восток")	16,0
ГТЭС Пионерная (ОАО "Томскнефть" ВНК)	11,0
Дефицит (-), избыток (+)	-476,8

Из таблицы 5.19 видно, что в случае, если генерирующее оборудование будет выведено из эксплуатации, дефицит мощности Томской энергосистемы в зимний максимум в 2020 г. составит 907,2 МВт. Это на 249 МВт больше, чем при балансовой ситуации Томской ЭС соответствующей СиПР ЕЭС и описанной в подразделе 2.3. Таким образом, дефицит мощности Томской области в зимний максимум нагрузки составит около 64 % от собственного потребления мощности. В балансе мощности на летний максимум нагрузки Томской энергосистемы в 2020 г. дефицит мощности составит 476,8 МВт, что составляет 48,4% от максимума нагрузки. Возможность покрытия ожидаемых дефицитов мощности будет рассмотрена ниже в настоящей главе при описании режимов работы.

Далее приведем пояснения к расчету собственных нужд электростанций при выводе из эксплуатации отработавшего свой ресурс энергогенерирующего оборудования.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таблица 5.21 - Расчет потребления электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ СХК для режима зимнего максимума 2020 г. при выводе из эксплуатации отработавшего свой ресурс энергогенерирующего оборудования (ТГ-1, ТГ-2, ТГ-6, ТГ-7, ТГ-9, ТГ-12, ТГ-14, ТГ-15)

Наименование электростанции		День зимнего контрольного замера 18.12.2013 15 ч.		Расход э/э на собственные нужды электростанции (в % от загрузки ген. оборудования)*	Режим зимнего максимума 2020 г. с учетом вывода ген. оборудования	
		Р ген. (МВт)	Р потр. (МВт)		Р ген. (МВт)	Р потр. (МВт)
ТЭЦ СХК	1 секция ОРУ 110 кВ (ТГ-1,2,6,7)	85	39,8	15%	0	27 (39,8-85x15%)
	2 секция ОРУ 110 кВ (ТГ-9,10,11,12,14,15)	216	25,2	12%	70	8 (70x12%)
	Всего по электростанции	301	65		70	35

Примечание:* - Расход э/э на собственные нужды электростанции в % от загрузки ген. оборудования принят на основании анализа отчетных данных о работе электростанции: отчетных форм 6-ТП, контрольных замеров.

Таблица 5.22 - Расчет потребления электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ СХК для режима летнего максимума 2020 г. при выводе из эксплуатации отработавшего свой ресурс энергогенерирующего оборудования (ТГ-1, ТГ-2, ТГ-6, ТГ-7, ТГ-9, ТГ-12, ТГ-14, ТГ-15)

Наименование электростанции		День летнего контрольного замера 19.06.2013 18 ч.		Расход э/э на собственные нужды электростанции (в % от загрузки ген. оборудования)*	Режим летнего максимума 2020 г. с учетом вывода ген. оборудования	
		Р ген. (МВт)	Р потр. (МВт)		Р ген. (МВт)	Р потр. (МВт)
ТЭЦ СХК	1 секция ОРУ 110 кВ (ТГ-1,2,6,7)	47,9	29,4	17%	0	21 (29,4-47,9x17%)
	2 секция ОРУ 110 кВ (ТГ-9,10,11,12,14,15)	189,8	27,5	13%	35	5 (35*13%)
	Всего по электростанции	237,7	56,9		35	26

Примечание:* - Расход э/э на собственные нужды электростанции в % от загрузки ген. оборудования принят на основании анализа отчетных данных о работе электростанции: отчетных форм 6-ТП, контрольных замеров.

Расчет потребления электроэнергии на собственные нужды Томской ТЭЦ-3 при выводе из эксплуатации всего энергогенерирующего оборудования (ТГ-1) произведен исходя из условия сохранения работы Томской ТЭЦ-3 в режиме котельной.

Для расчета потребления электроэнергии Томской ТЭЦ-3 в режиме котельной было произведено сравнение среднегодового удельного расхода электроэнергии на отпуск тепловой энергии Томской ТЭЦ-3 и крупной котельной. В качестве объекта для сравнения выбрана котельная ФГУП "УЭВ СО РАН" (установленная тепловая мощность 519,8 Гкал/ч, объем отпуска тепловой энергии потребителям за 2013 год составил 1083,9 тыс. Гкал).

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

В результате сравнения среднегодового удельного расхода электроэнергии на отпуск тепловой энергии Томской ТЭЦ-3 и котельной ФГУП "УЭВ СО РАН", представленного в таблице 5.23, рассчитано отношение удельного расхода котельной ФГУП "УЭВ СО РАН" к ТЭЦ, которое принято в качестве коэффициента завышения собственных нужд, отнесенных на тепловую энергию, на ТЭЦ.

Таблица 5.23 - Сравнение среднегодового удельного расхода электроэнергии на отпуск теплоэнергии Томской ТЭЦ-3 и котельной ФГУП "УЭВ СО РАН"

Удельный расход э/э Томской ТЭЦ-3 на отпуск 1 Гкал теплоэнергии, в кВт.ч/Гкал	Удельный расход э/э котельной ФГУП "УЭВ СО РАН" на отпуск 1 Гкал теплоэнергии, в кВт.ч/Гкал	Отношение удельного расхода котельной ФГУП "УЭВ СО РАН" к Томской ТЭЦ-3
38,4	30,3	79%

Расчет потребления электроэнергии на собственные нужды Томской ТЭЦ-3 для режима зимнего максимума 2020 г. при выводе из эксплуатации всего электрогенерирующего оборудования приведен в таблице 5.24. В летнем режиме генерация и потребление на Томской ТЭЦ-3 отсутствуют.

Таблица 5.24 - Расчет потребления электроэнергии на собственные нужды Томской ТЭЦ-3 для режима зимнего максимума 2020 г. при выводе из эксплуатации всего электрогенерирующего оборудования

Наименование электростанции	Расход э/э на собственные нужды электростанции в % от загрузки ген. оборудования (на выработку э/э)*	Режим зимнего максимума 2020 г. без учета вывода ген. оборудования			Отношение удельного расхода котельной ФГУП "УЭВ СО РАН" к Томской ТЭЦ-3	Мощность потребления электроэнергии на с. н. Томской ТЭЦ-3 при выводе из эксплуатации электроген. оборудования (МВт)
		Р ген. (МВт)	Р потр. (МВт)	Р потр. на выр. э/э (МВт)		
Томская ТЭЦ-3	4,97%	135	11	6,7 (135x4,97%)	79%	3,5 (79%x(11-6,7))

Примечание:* - Расход э/э на собственные нужды электростанции в % от загрузки ген. оборудования (на выработку э/э) рассчитан по данным отчетной формы 6-ТП за 2013 г.

При выводе из эксплуатации генерирующего оборудования Томской ГРЭС-2 (ТГ-3,5,6) мощность участия электростанции в режиме зимнего максимума 2020 г. снижается на 18 МВт (с 238 до 220 МВт). Величина снижения собственных нужд электростанции при выводе из эксплуатации генерирующего оборудования в режиме зимнего максимума 2020 г. принята в размере 15 % от величины снижения загрузки электростанции (18 МВт) и составляет 2,7 МВт (18x15%). Таким образом, при выводе из эксплуатации генерирующего оборудования в режиме зимнего максимума 2020 г. собственные нужды Томской ГРЭС-2 снизятся с 57,2 МВт до 54,5

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

МВт. В летнем режиме вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Томской ГРЭС-2 не влияет на величину собственных нужд электростанции, поскольку выводимые агрегаты (ТГ-3,5,6) находятся в отключенном состоянии.

Описание режимов работы в 2020 году

Вводы и реконструкция электросетевых объектов 110 кВ и выше приняты в соответствии с перечнем, приведенным в подразделе 5.4.

Загрузка электростанций Томской энергосистемы в режиме зимнего максимума 2020 г. с учетом вывода генерирующего оборудования электростанций принята на основании балансов мощности, приведенных в таблице 5.19.

Загрузка электростанций Томской энергосистемы в режиме летнего максимума 2020 г. с учетом вывода генерирующего оборудования электростанций соответствует загрузке электростанций в режиме летнего максимума 2020 г. без учета вывода генерации, приведенной в таблице 5.10.

Расчеты электрических режимов с учетом вывода генерирующего оборудования электростанций выполняются для режима зимнего максимума 2020 года; для режима летнего максимума 2020 г. расчеты электрических режимов с учетом вывода генерирующего оборудования соответствуют расчетам режимов летнего максимума 2020 г. при эксплуатации оборудования рассматриваемых электростанций (подраздел 5.4.2).

Для оценки возможности вывода из эксплуатации энергетического оборудования электростанций по критериям обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима и недопущения возникновения недостатка пропускной способности электрической сети расчеты зимнего максимума 2020 г. выполнены как с учетом ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС, так и без учета ввода ВЛ 500 кВ транзита.

Максимально допустимый переток (МДП) и аварийно допустимый переток (АДП) в контролируемом сечении (КС) «Красноярск, Кузбасс - Томск» (до ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС) составляют соответственно:

- в зимний период (при $t \leq -5^{\circ}\text{C}$):
 - 916 МВт и 1103 МВт (нормальная схема);
 - 647 МВт и 905/940/992 МВт (схема ремонта АТ-1(2) ПС 500 кВ Томская/ ВЛ 500 кВ Итатская – Томская/ ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская);
- в летний период (при $t = +25^{\circ}\text{C}$):
 - 916 МВт и 1103 МВт (нормальная схема);

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- 617 МВт и 845/940/992 МВт (схема ремонта АТ-1(2) ПС 500 кВ Томская/ ВЛ 500 кВ Итатская – Томская/ ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская).

При анализе рассматриваются наиболее характерные нормативные возмущения в схеме нормального режима. При рассмотрении контролируются:

- перетоки активной мощности в КС в нормальном и послеаварийных режимах (соответствующих расчетным условиям);
- длительно допустимые, а также аварийно допустимые (с учетом разрешенной длительности перегрузки) токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования в нормальном и послеаварийных режимах (соответствующих расчетным условиям);
- напряжения в контрольных пунктах (КП) и узлах электрической сети не ниже минимально допустимого значения в нормальном и послеаварийных режимах (соответствующих расчетным условиям).

Режимы работы до ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС

В зимнем максимуме 2020 г. при выводе генерирующего оборудования электростанций токовая загрузка элементов сети Томской энергосистемы не превышает допустимые параметры. Переток в КС «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 841 МВт (МДП 916 МВт).

Уровни напряжений в контрольных пунктах и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы.

Результат расчета для нормальной схемы зимнего максимума 2020 г. с выводом генерирующего оборудования электростанций без учета ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС приведен на рисунке 5.39 для района Томская – Володино – Восточная – Зональная – Левобережная, на чертеже №329/143-ЭЭС.16 – для всей Томской энергосистемы.

Анализ и рассмотрение послеаварийных режимов, а также формирование выводов будут выполнены с учетом вывода генерирующего оборудования электростанций и без учета ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Анализ послеаварийных режимов с выводом генерирующего оборудования электростанций без учета ввода ВЛ 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС показал:

- в послеаварийном режиме отключения АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская для зимнего максимума загрузка электросетевого оборудования не выходит за область допустимых значений: загрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Томская составляет 680 А – 117,6% от номинального тока 578 А (допустима в течение 24 часов при $-10 < t \leq 0^{\circ}\text{C}$). Переток в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 841 МВт, что не превышает значение АДП 905 МВт. Уровни напряжений в КП и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы (рисунок 5.29).

Для снижения перетока в контролируемом сечении до значения МДП ремонтной схемы необходимо выполнение схемно-режимных мероприятий:

- загрузить ТЭЦ СХК до располагаемой мощности – 200 МВт,
- перенести точку раздела транзита 110 кВ Чилино – Вороново – Уртам – Кожевниково – Мельниково (С-20, С-19а, С-19, С-18) на ПС 110 кВ Мельниково-110,
- выполнить деление транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская – отключить В-110 С-86 на ПС 220 кВ Зональная;
- ввести графики аварийного отключения нагрузки в энергорайонах «Юг» и «СХК» в объеме 45 МВт.

В рассматриваемом режиме переток в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 645 МВт, что не превышает величину МДП (647 МВт), токовых перегрузов оборудования нет. Уровни напряжений в КП и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы.

Для исключения ограничения нагрузки в послеаварийном режиме отключения АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская рассмотрено включение дополнительного генерирующего оборудования в объеме не менее 50 МВт.

Одним из вариантов может быть включение ТГ-12 (либо ТГ-14) ТЭЦ СХК. При этом переток в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 590 МВт (МДП 647 МВт), токовых перегрузов оборудования нет. Уровни напряжений в КП и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы. В свою очередь включение ТГ-3 (либо ТГ-5) и ТГ-6 Томской ГРЭС-2 либо ТГ-1 Томской ТЭЦ-3 снижает переток в сечении до 622 МВт и 554 МВт соответственно при МДП 647 МВт;

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- в режиме аварийного отключения **отключения АТ-2(1) ПС 500 кВ Томская при ремонте АТ-1(2) ПС 500 кВ Томская** для летнего максимума загрузка ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27) и ВЛ 110 кВ Межениновка – Сураново (С-12) составляет 301 А и 294 А соответственно со стороны ПС 110 кВ Сураново. Перегруз электрооборудования с номинальным током 200 А на ПС 110 кВ Сураново в ячейках ВЛ 110 кВ А-27 и ВЛ 110 кВ С-12 – 50,5% и 47% соответственно. Переток в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 671 МВт, что превышает значение МДП 399 МВт. Уровни напряжений в КП и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы (рисунок 5.30).

Для снижения перетока в контролируемом сечении до значения МДП ремонтной схемы необходимо выполнение схемно-режимных мероприятий:

- загрузить ТЭЦ СХК до располагаемой мощности – 200 МВт,
- загрузить Томскую ГРЭС-2 до 190 МВт,
- перенести точку раздела транзита 110 кВ Чилино – Вороново – Уртам – Кожевниково – Мельниково (С-20, С-19а, С-19, С-18) на ПС 110 кВ Мельниково-110,
- выполнить деление транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская – отключить В-110 С-86 на ПС 220 кВ Зональная.

В рассматриваемом режиме переток в сечении «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 340 МВт, что не превышает величину МДП (350 МВт) при условии выполнения деления транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская, токовых перегрузов оборудования нет. Уровни напряжений в КП и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы. До мероприятий по снижению МДП для исключения перегруза оборудования 200 А, установленного на ПС 110 кВ Сураново, необходимо выполнить деление транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская на выключателе В-110 С-86 на ПС 220 кВ Зональная. Для снятия ограничений пропускной способности транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская требуется замена ТТ с номинальным током 200 А и 300 А на ПС 110 кВ Яшкинская и ПС 110 кВ Сураново на ТТ с номинальным током 400 А и более;

- **отключение ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I, II цепь (ТВ-231, ТВ-221)** с действием существующей АРОДЛ ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка на отключение нагрузки в объеме 62 МВт приводит к перегрузу следующих элементов сети в зимнем максимуме: ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь (С-83, С-82) – 687 А со стороны ПС 220 кВ Зональная ($I_{доп}=658$ А провода ВЛ АС-185 при $t \leq -5^\circ\text{C}$), 602 А со стороны ПС 110 кВ Левобережная ($I_{доп}=555$ А провода ВЛ

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

АС-150 при $t \leq -5^\circ\text{C}$, Ином.оборуд=600 А) (рисунок 5.31). Перегруз ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ С-83,С-82 с действием на отключение В-110 ВЛ 110 кВ СВ-1,СВ-2 ПС 110 кВ Мельниково-110, что, в свою очередь, приведет к отключению нагрузки в объеме порядка 130 МВт. При переводе ПС 220 кВ Парабель на питание со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская (действием АВР) объем отключенной нагрузки составит 25 МВт.

В качестве одного из вариантов ликвидации перегруза ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I,II цепь в послеаварийном режиме рассмотрено отключение нагрузки в объеме 17 МВт в районе ПС 110 кВ Мельниково-110 и перенос точки раздела транзита 110 кВ Чилино – Вороново – Уртам – Кожевниково – Мельниково-110 на ПС 110 кВ Мельниково-110. Загрузка ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I,II цепь при этом не превышает допустимые параметры (рисунок 5.32). Уровни напряжения в сети 110 кВ не выходят за допустимые пределы.

Таким образом, для уменьшения объема отключаемой нагрузки действием существующей АОПО ВЛ 110 кВ С-83,С-82 рекомендуется выполнить модернизацию АОПО ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I,II цепь с организацией разгрузки ВЛ с действием на отключение нагрузки. Место установки, логика действия и величины управляющих воздействий АОПО должны быть определены отдельным проектом.

При условии ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ), предусмотренного первым пусковым этапом строительства ВЛ 500 кВ Томская – Парабель в соответствии с проектом по титулу «ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с расширением ПС 220 кВ Парабель», в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-231,ТВ-221) токовая загрузка элементов сети 110-220 кВ Томской энергосистемы не превышает допустимую токовую нагрузку проводов ВЛ и номинальный ток подстанционного электрооборудования (рисунок 5.33). При реализации строительства ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) в рассматриваемом послеаварийном режиме ограничения нагрузки потребителей не требуется.

- в послеаварийном режиме **отключения ВЛ 220 кВ Чапаевка – Советско-Соснинская I,II цепь (ЧС-236,ЧС-226)** токовая загрузка электросетевого оборудования не выходит за область допустимых значений. Переток в КС «Красноярск, Кузбасс – Томск» составляет 909 МВт (МДП 916 МВт). Уровни напряжений в контрольных пунктах и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы (рисунок 5.34).

Результаты расчетов для нормальной схемы и послеаварийных режимов зимнего максимума 2020 г. с выводом генерирующего оборудования электростанций без учета ввода транзита 500 кВ транзита Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС приведены в таблице 5.25.

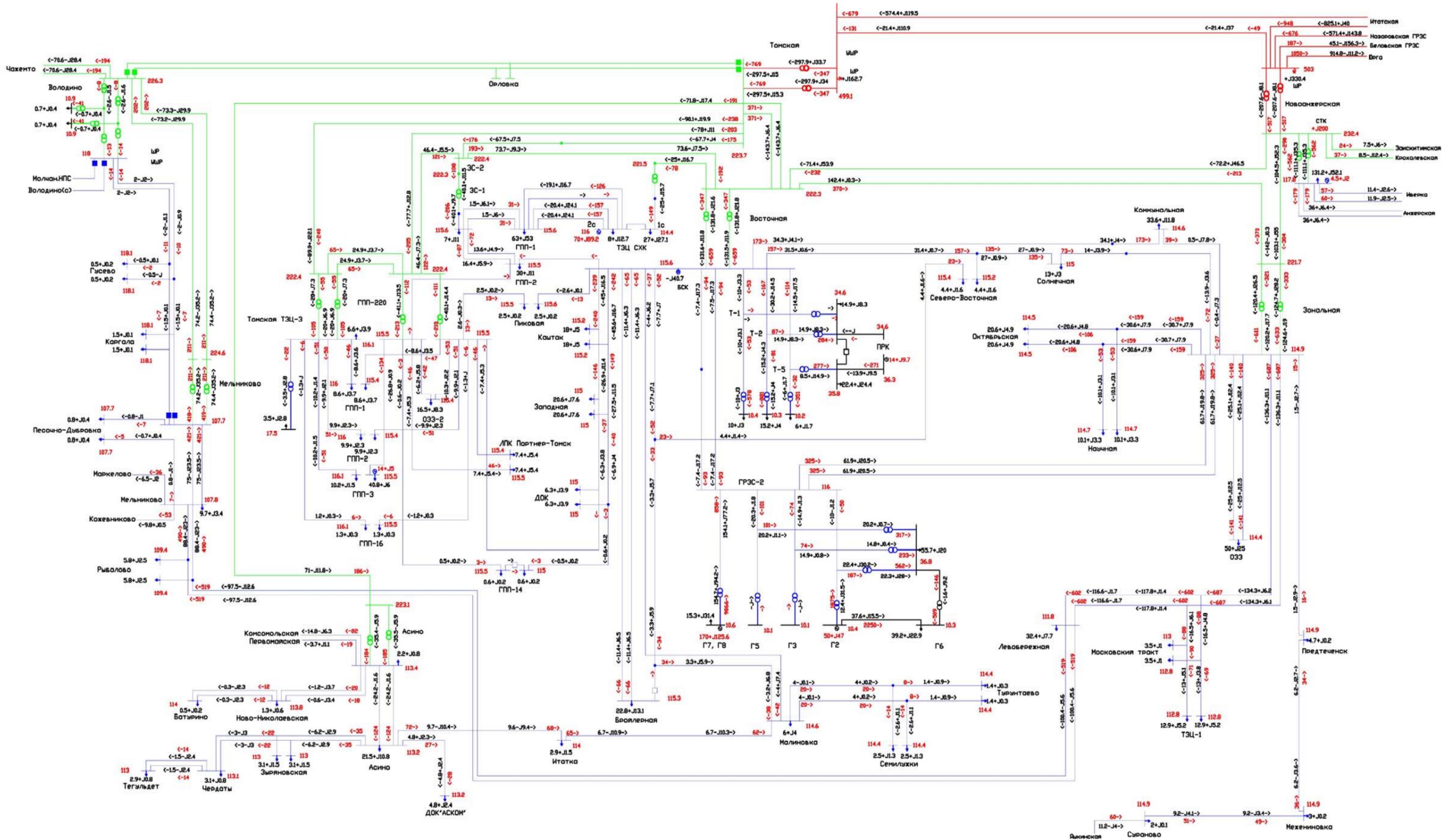


Рисунок 5.31 – Зимний максимум 2020 г. Вывод генерирующего оборудования электростанций без учета ввода транзита 500 кВ Томская – Парabelь – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС. Отключение ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-231,ТВ-221) с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ ТВ-231,ТВ-221

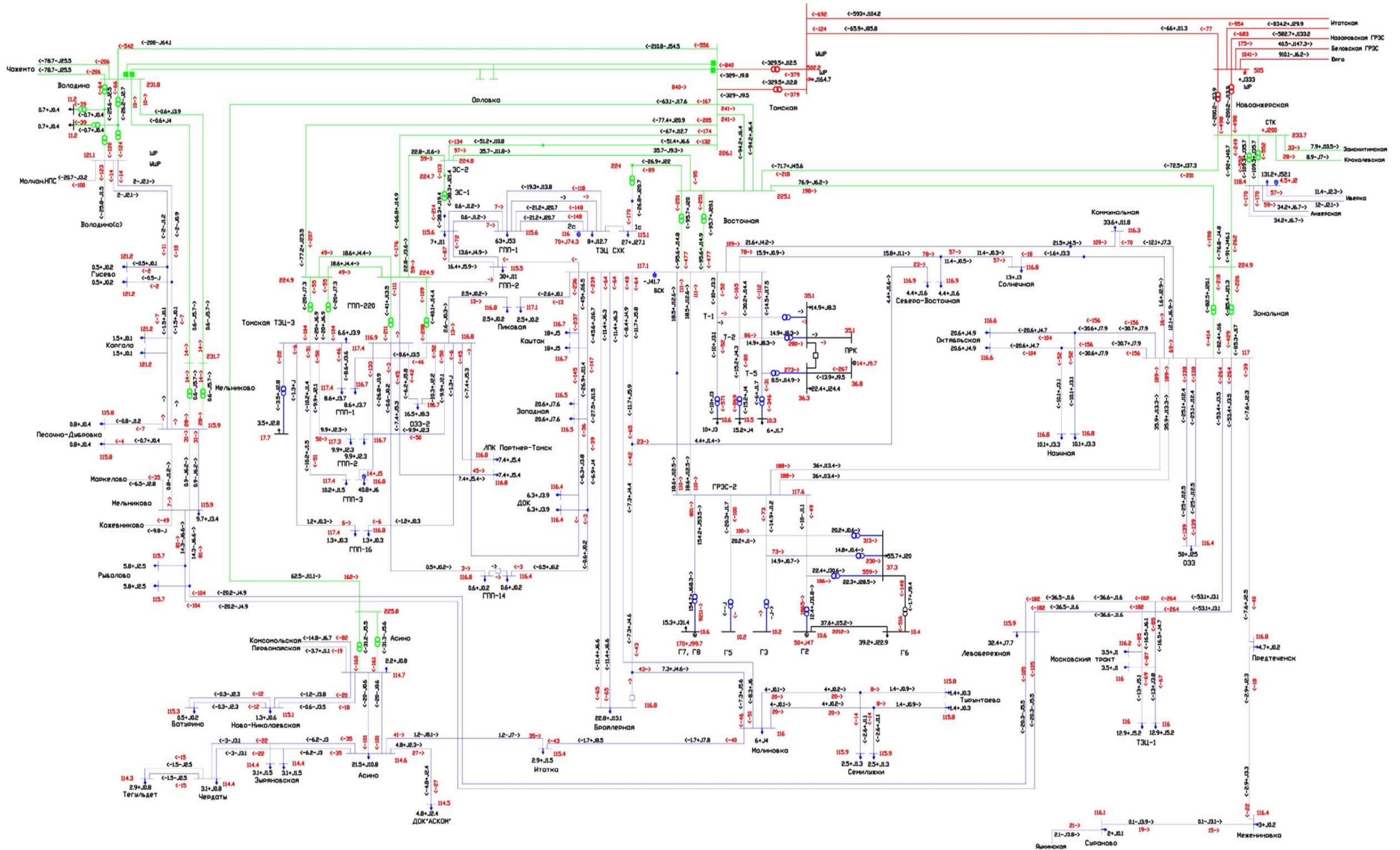


Рисунок 5.33 – Зимний максимум 2020 г. Вывод генерирующего оборудования электростанций. Ввод ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ). Отключение ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-231,ТВ-221)

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таблица 5.25 – Загрузка элементов сети 110-220 кВ Томской энергосистемы в нормальных, ремонтных схемах и послеаварийных режимах 2020 г. с выводом генерирующего оборудования электростанций без учета ввода транзита 500 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум 2020 г.							
Без учета ввода транзита 500 кВ Томская - Парабель - Советско-Соснинская - Нижневартовская ГРЭС							
Нормальная схема							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	336,8	387	578	-	67,0	-
	АТ-2	336,8	387	578	-	67,0	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	96,3	246	503	-	48,9	-
	АТ-4	96,3	247	503	-	49,1	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	83,3	213	502	-	42,4	-
	АТ-2	86,3	221	502	-	44,0	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	117,6	316	890	1000	35,5	31,6
	ТВ-221	117,6	316	890	1000	35,5	31,6
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	107,6	287	<u>780</u>	600	<u>36,8</u>	47,8
	ТВ-221	107,6	287	<u>780</u>	600	<u>36,8</u>	47,8
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	90,7	232	1219	1000	19,0	23,2
	Т-203	90,7	232	1219	630	19,0	36,8
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	72,4	185	<u>1200</u>	1000	<u>15,4</u>	18,5
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Зональная)	АТ-215	91,7	261	<u>1200</u>	1000	<u>21,8</u>	26,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Восточная)	АТ-216	73,2	218	<u>1219</u>	1000	<u>17,9</u>	21,8
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	49,4	245	658	1000	37,2	24,5
	С-82	49,4	245	658	1000	37,2	24,5
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	32,6	162	555	600	29,2	27,0
	С-82	32,6	162	555	600	29,2	27,0
ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалоно I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-15	16,4	82	658	600	12,5	13,7
	С-16	16,4	82	658	600	12,5	13,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	19,9	111	581	600	19,1	18,5
	С-1	19,9	111	581	600	19,1	18,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	34,7	183	658	600	27,8	30,5
	С-3	34,7	183	658	600	27,8	30,5
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново от шин 110 кВ ПС 110 кВ Яшкинская	А-27	1,9	28	<u>484</u>	200	<u>5,8</u>	14,0
Послеаварийные режимы							
Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-2	589,1	680	578	-	117,6	-

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.25

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Зональная)	АТ-215	129,0	347	<u>1200</u>	1000	<u>28,9</u>	34,7
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Восточная)	АТ-216	114,0	309	<u>1219</u>	1000	<u>25,3</u>	30,9
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново от шин 110 кВ ПС 110 кВ Яшкинская	А-27	9,8	63	<u>484</u>	200	<u>13,0</u>	31,5
Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская; выполнение схемно-режимных мероприятий для снижения перетока в КС "Красноярск, Кузбасс - Томск"							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-2	477,9	545	578	-	94,3	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Зональная)	АТ-215	90,9	253	<u>1200</u>	1000	<u>21,1</u>	25,3
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Восточная)	АТ-216	76,4	219	<u>1219</u>	1000	<u>18,0</u>	21,9
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново от шин 110 кВ ПС 110 кВ Яшкинская	А-27	Деление - отключен В-110 С-86 на ПС 220 кВ Зональная					
Отключение АТ-3 (АТ-4) ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	138,3	354	503	-	70,4	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	102,9	265	502	-	52,8	-
	АТ-2	106,9	274	502	-	54,6	-
Отключение АТ-1(2) ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	114,1	293	503	-	58,3	-
	АТ-4	114,1	293	503	-	58,3	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	откл.	-	502	-	-	-
	АТ-2	123,3	316	502	-	62,9	-
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-231(ТВ-221))							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	207,9	541	890	1000	60,8	54,1
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	185,2	498	<u>780</u>	600	<u>63,8</u>	83,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	66,0	330	658	1000	50,2	33,0
	С-82	66,0	330	658	1000	50,2	33,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	48,9	246	555	600	44,3	41,0
	С-82	48,9	246	555	600	44,3	41,0

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.25

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I(II) цепь (С-83(С-82))							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	121,5	321	890	1000	36,1	32,1
	ТВ-221	121,5	321	890	1000	36,1	32,1
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	111,4	294	<u>780</u>	600	<u>37,7</u>	49,0
	ТВ-221	111,4	294	<u>780</u>	600	<u>37,7</u>	49,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	откл.	-	658	1000	-	-
	С-82	92,9	466	658	1000	70,8	46,6
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	откл.	-	555	600	-	-
	С-82	58,7	296	555	600	53,3	49,3
Отключение ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь (С-2,С-1)							
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	95,9	247	502	-	49,2	-
	АТ-2	99,4	256	502	-	51,0	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	90,4	236	<u>1200</u>	1000	<u>19,7</u>	23,6
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	54,6	285	581	600	49,1	47,5
	С-1	54,6	285	581	600	49,1	47,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	откл.	-	658	600	-	-
	С-3	откл.	-	658	600	-	-
Отключение 2(1) секции шин 220 кВ ПС 500 кВ Томская							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	558,7	648	578	-	112,1	-
	АТ-2	откл.	-	578	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	116,5	305	503	-	60,6	-
	АТ-4	116,5	305	503	-	60,6	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	101,3	266	502	-	53,0	-
	АТ-2	105,0	275	502	-	54,8	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	214,1	563	890	1000	63,3	56,3
	ТВ-221	откл.	-	890	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	197,3	537	<u>780</u>	600	<u>68,8</u>	89,5
	ТВ-221	откл.	-	<u>780</u>	600	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	171,4	447	1219	1000	36,7	44,7
	Т-203	откл.	-	1219	630	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	52,2	139	<u>1200</u>	1000	<u>11,6</u>	13,9
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	63,7	323	658	1000	49,1	32,3
	С-82	63,7	323	658	1000	49,1	32,3
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	46,6	238	555	600	42,9	39,7
	С-82	46,6	238	555	600	42,9	39,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	28,3	170	581	600	29,3	28,3
	С-1	28,3	170	581	600	29,3	28,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	26,2	166	658	600	25,2	27,7
	С-3	26,2	166	658	600	25,2	27,7

Продолжение таблицы 5.25

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение 2(1) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	110,7	284	503	-	56,5	-
	АТ-4	110,6	284	503	-	56,5	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	123,2	316	502	-	62,9	-
	АТ-2	откл.	-	502	-	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	125,3	330	890	1000	37,1	33,0
	ТВ-221	125,3	330	890	1000	37,1	33,0
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	115,0	303	<u>780</u>	600	<u>38,8</u>	50,5
	ТВ-221	115,0	303	<u>780</u>	600	<u>38,8</u>	50,5
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	32,3	87	<u>1200</u>	1000	<u>7,3</u>	8,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	85,7	432	658	1000	65,7	43,2
	С-82	откл.	-	658	1000	-	-
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	68,1	347	555	600	62,5	57,8
	С-82	16,5	87	555	600	15,7	14,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	18,2	113	581	600	19,4	18,8
	С-1	18,2	113	581	600	19,4	18,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	72,8	386	658	600	58,7	64,3
	С-3	откл.	-	658	600	-	-
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-221,ТВ-231) с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (ОН в объеме 62 МВт)							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	133,6	347	503	-	69,0	-
	АТ-4	133,6	347	503	-	69,0	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	123,3	321	502	-	63,9	-
	АТ-2	127,8	333	502	-	66,3	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	откл.	-	890	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	143,7	371	1219	1000	30,4	37,1
	Т-203	143,7	371	1219	630	30,4	58,9
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	142,4	370	<u>1200</u>	1000	<u>30,8</u>	37,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	136,3	687	658	1000	104,4	68,7
	С-82	136,3	687	658	1000	104,4	68,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	116,6	602	555	600	108,5	100,3
	С-82	116,6	602	555	600	108,5	100,3
ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-15	100,4	519	658	600	78,9	86,5
	С-16	100,4	519	658	600	78,9	86,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	7,4	94	581	600	16,2	15,7
	С-1	7,4	94	581	600	16,2	15,7
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	61,9	325	658	600	49,4	54,2
	С-3	61,9	325	658	600	49,4	54,2

Продолжение таблицы 5.25

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-221,ТВ-231) с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (ОН в объеме 62 МВт) + действие АОПО ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь (отключение нагрузки в объеме 130 МВт)							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	откл.	-	890	1000	-	-
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	52,4	264	658	1000	40,1	26,4
	С-82	52,4	264	658	1000	40,1	26,4
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	35,5	180	555	600	32,4	30,0
	С-82	35,5	180	555	600	32,4	30,0
ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-15	19,3	97	658	600	14,7	16,2
	С-16	19,3	97	658	600	14,7	16,2
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-221,ТВ-231) с действием АРОДЛ ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка (ОН в объеме 62 МВт). Дополнительно ОН в объеме 17 МВт + перенос точки раздела транзита 110 кВ Чилино - Вороново - Ургам - Кожевниково - Мельниково-110 на ПС 110 кВ Мельниково-110							
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	откл.	-	890	1000	-	-
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	119,3	593	658	1000	90,1	59,3
	С-82	119,3	593	658	1000	90,1	59,3
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	100,5	512	555	600	92,3	85,3
	С-82	100,5	512	555	600	92,3	85,3
ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-15	84,3	434	658	600	66,0	72,3
	С-16	84,3	434	658	600	66,0	72,3
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-221,ТВ-231) с учетом ввода транзита 500 кВ Томская - Парабель на участке Томская - Володино на напряжение 220 кВ в габаритах 500 кВ (I этап строительства)							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	329,7	379	578	-	65,6	-
	АТ-2	329,7	379	578	-	65,6	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	97,8	251	503	-	49,9	-
	АТ-4	97,8	251	503	-	49,9	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	84,9	218	502	-	43,4	-
	АТ-2	88,0	226	502	-	45,0	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	откл.	-	890	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ)	новая	210,8	556	2825	-	19,7	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	94,2	241	1219	1000	19,8	24,1
	Т-203	94,2	241	1219	630	19,8	38,3
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	76,9	198	<u>1200</u>	1000	<u>16,5</u>	19,8

Окончание таблицы 5.25

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	53,4	264	658	1000	40,1	26,4
	С-82	53,4	264	658	1000	40,1	26,4
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	36,5	182	555	600	32,8	30,3
	С-82	36,5	182	555	600	32,8	30,3
Отключение ВЛ 220 кВ Чапаевка - Советско-Соснинская I,II цепь (ЧС-236,ЧС-226)							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	360,8	414	578	-	71,6	-
	АТ-2	360,8	414	578	-	71,6	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	146,2	389	890	1000	43,7	38,9
	ТВ-221	146,2	389	890	1000	43,7	38,9
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	134,7	360	<u>780</u>	600	<u>46,2</u>	60,0
	ТВ-221	134,7	360	<u>780</u>	600	<u>46,2</u>	60,0
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Зональная)	АТ-215	100,7	281	<u>1200</u>	1000	<u>23,4</u>	28,1
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Восточная)	АТ-216	82,3	237	<u>1219</u>	1000	<u>19,4</u>	23,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	55,2	273	658	1000	41,5	27,3
	С-82	55,2	273	658	1000	41,5	27,3
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	38,3	191	555	600	34,4	31,8
	С-82	38,3	191	555	600	34,4	31,8
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново от шин 110 кВ ПС 110 кВ Яшкинская	А-27	4,6	38	<u>484</u>	200	<u>7,9</u>	19,0
Летний максимум 2020 г.							
Без учета ввода транзита 500 кВ Томская - Парабель - Советско-Соснинская - Нижневартовская ГРЭС							
Ремонтные схемы и послеаварийные режимы							
Ремонт АТ-1(АТ-2) ПС 500 кВ Томская и отключение АТ-2(АТ-1) ПС 500 кВ Томская							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	578	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Зональная)	АТ-215	302,8	807	<u>930</u>	1000	<u>86,8</u>	80,7
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Восточная)	АТ-216	308,9	821	<u>945</u>	1000	<u>86,9</u>	82,1
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново от шин 110 кВ ПС 110 кВ Яшкинская	А-27	59,3	303	<u>375</u>	200	<u>80,8</u>	151,5
Ремонт АТ-1(АТ-2) ПС 500 кВ Томская и отключение АТ-2(АТ-1) ПС 500 кВ Томская; выполнение схемно-режимных мероприятий для снижения перетока в КС "Красноярск,Кузбасс - Томск"							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-2	откл.	-	578	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Зональная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Зональная)	АТ-215	169,3	438	<u>930</u>	1000	<u>47,1</u>	43,8
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная (у шин 220 кВ ПС 220 кВ Восточная)	АТ-216	170,7	439	<u>945</u>	1000	<u>46,5</u>	43,9
ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново от шин 110 кВ ПС 110 кВ Яшкинская	А-27	Деление - отключен В-110 С-86 на ПС 220 кВ Зональная					

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Проведенный анализ режимов работы энергосистемы на 2020 г. показал невозможность полного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Томских электростанций до ввода транзита 500 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС.

Так, в случае отставания ввода в 2020 г. транзита 500 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС для недопущения ограничения нагрузки энергорайонов «Юг» и «СХК» Томской энергосистемы требуется включение дополнительного генерирующего оборудования в объеме не менее 50 МВт.

Необходимый объем дополнительной генерирующей мощности (50 МВт) может быть обеспечен за счет следующих вариантов:

- сохранение в работе ТГ-12 (либо ТГ-14) на ТЭЦ СХК;
- сохранение в работе ТГ-1 на Томской ТЭЦ-3;
- сохранение в работе любых двух турбоагрегатов из выводимых на Томской ГРЭС-2 (ТГ-3, ТГ-5, ТГ-6).

Связь энергорайона «СХК» и Томской энергосистемы осуществляется по сечению «СХК – Томская энергосистема», которое состоит из ВЛ 220 кВ Восточная – ТЭЦ СХК (Т-201) и ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК ЭС-2 СХК (Л-3).

В состав энергорайона «СХК» входит ТЭЦ СХК, которая осуществляет электро- и теплоснабжение нагрузок АО «СХК» (ядерно-опасные производства – первая категория надежности и особая категория энергопринимающих устройств) и города Северск. Максимальное прогнозное потребление энергорайона «СХК» - 199 МВт.

В случае вывода из эксплуатации всего генерирующего оборудования ТЭЦ СХК не будут выполняться требования к электроснабжению потребителей АО «СХК» первой и особой категории, т.е. остается только 2 источника питания: ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК – ЭС-2 СХК (Л-3) и ВЛ 220 кВ Восточная – ТЭЦ СХК (Т-201).

При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Восточная – ТЭЦ СХК (Т-201) в ремонтной схеме (отключена ВЛ 220 кВ ЭС-1 СХК – ЭС-2 СХК (Л-3)) произойдет полное прекращение электроснабжения энергорайона «СХК». В этом случае для обеспечения сбалансированного выделения энергорайона «СХК» на изолированную работу необходимо не менее 200 МВт генерации в энергорайоне (2 ТГ по 100 МВт каждый).

Согласно техническим характеристикам технологического оборудования потребителей за-водов АО «СХК» снижение частоты ниже 48,5 Гц приведет к его отключению с полной потерей эксплуатационного ресурса. Для обеспечения сбалансированного выделения энергорайона «СХК» на изолированную работу в случае системных аварий, связанных со снижением частоты, в наличии необходимо не менее 300 МВт генерации в энергорайоне «СХК» (3 ТГ по 100 МВт каждый, с учетом ремонта одного ТГ).

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таким образом, для возможности вывода из эксплуатации всего генерирующего оборудования Томской энергосистемы, предусмотренного к выводу, необходим ввод замещающих мощностей в энергорайоне «СХК» (либо сохранение существующих) в объеме не менее 300 МВт.

Режимы работы с учетом ввода транзита 500 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС

Результаты расчетов для нормальной схемы и послеаварийного режимов зимнего максимума 2020 г. при выводе генерирующего оборудования электростанций с учетом ввода транзита 500 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС показали, что токовая нагрузка элементов сети Томской энергосистемы не превышает допустимые параметры. Перетоки в контролируемых сечениях не превышают значений МДП. Уровни напряжений в контрольных пунктах и узлах электрической сети не выходят за допустимые пределы.

Результаты расчетов для нормальной схемы и послеаварийных режимов зимнего максимума 2020 г. с выводом генерирующего оборудования электростанций приведены в таблице 5.27.

Результат расчета для нормальной схемы зимнего максимума 2020 г. с выводом генерирующего оборудования электростанций с учетом ввода транзита 500 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС приведен на чертеже №329/143-ЭЭС.17.

Таблица 5.27 – Загрузка элементов сети 110-220 кВ Томской энергосистемы в нормальной схеме и послеаварийных режимах зимнего максимума 2020 г. с выводом генерирующего оборудования электростанций с учетом ввода транзита 500 кВ Томская – Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.оборуд., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Зимний максимум 2020 г.							
С учетом ввода транзита 500 кВ Томская - Парабель - Советско-Соснинская - Нижневартовская ГРЭС							
Нормальная схема							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	277,0	314	578	-	54,3	-
	АТ-2	277,0	314	578	-	54,3	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	93,4	216	503	-	42,9	-
	АТ-4	93,4	216	503	-	42,9	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	80,1	204	502	-	40,6	-
	АТ-2	82,9	212	502	-	42,2	-
ВЛ 500 кВ Томская - Парабель со стороны ПС 500 кВ Томская		286,5	371	942	-	39,4	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	66,0	182	890	1000	20,4	18,2
	ТВ-221	66,0	182	890	1000	20,4	18,2

Продолжение таблицы 5.27

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.обору д., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	58,1	152	<u>780</u>	600	<u>19,5</u>	25,3
	ТВ-221	58,1	152	<u>780</u>	600	<u>19,5</u>	25,3
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	82,5	216	1219	1000	17,7	21,6
	Т-203	82,5	216	1219	630	17,7	34,3
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	62,3	160	<u>1200</u>	1000	<u>13,3</u>	16,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	39,9	199	658	1000	30,2	19,9
	С-82	39,9	199	658	1000	30,2	19,9
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	23,2	116	555	600	20,9	19,3
	С-82	23,2	116	555	600	20,9	19,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	22,2	109	581	600	18,8	18,2
	С-1	22,2	109	581	600	18,8	18,2
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	32,4	161	658	600	24,5	26,8
	С-3	32,4	161	658	600	24,5	26,8
Послеаварийные режимы							
Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Томская							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	откл.	-	578	-	-	-
	АТ-2	471,4	534	578	-	92,4	-
Отключение АТ-3 (АТ-4) ПС 220 кВ Восточная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	откл.	-	503	-	-	-
	АТ-4	133,1	338	503	-	67,2	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	98,4	251	502	-	50,0	-
	АТ-2	102,1	260	502	-	51,8	-
Отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	109,9	279	503	-	55,5	-
	АТ-4	109,9	279	503	-	55,5	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	откл.	-	502	-	-	-
	АТ-2	118,0	300	502	-	59,8	-
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I(II) цепь (ТВ-221(ТВ-231))							
ВЛ 500 кВ Томская - Парабель со стороны ПС 500 кВ Томская		300,4	384	942	-	40,8	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	102,0	273	890	1000	30,7	27,3
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	-	890	1000	-	-
	ТВ-221	85,9	228	<u>780</u>	600	<u>29,2</u>	38,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	45,8	227	658	1000	34,5	22,7
	С-82	45,8	227	658	1000	34,5	22,7
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	29,0	144	555	600	25,9	24,0
	С-82	29,0	144	555	600	25,9	24,0
Отключение ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I(II) цепь (С-83(С-82))							
ВЛ 500 кВ Томская - Парабель со стороны ПС 500 кВ Томская		287,4	372	942	-	39,5	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	68,1	186	890	1000	20,9	18,6
	ТВ-221	68,1	186	890	1000	20,9	18,6

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Продолжение таблицы 5.27

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <i>Идоп.ошин.</i> , ИномАТ, А	Ином эл.обору д., А	% загрузки ВЛ, <i>ошин.</i> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	60,1	157	<u>780</u>	600	<u>20,1</u>	26,2
	ТВ-221	60,1	157	<u>780</u>	600	<u>20,1</u>	26,2
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	откл.	-	658	1000	-	-
	С-82	74,7	375	658	1000	57,0	37,5
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	откл.	-	555	600	-	-
	С-82	41,0	205	555	600	36,9	34,2
Отключение ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь (С-2,С-1)							
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	91,9	235	502	-	46,8	-
	АТ-2	95,2	243	502	-	48,4	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	81,2	216	<u>1200</u>	1000	<u>18,0</u>	21,6
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	54,5	267	581	600	46,0	44,5
	С-1	54,5	267	581	600	46,0	44,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	откл.	-	658	600	-	-
	С-3	откл.	-	658	600	-	-
Отключение 2(1) секции шин 220 кВ ПС 500 кВ Томская							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	440,8	499	578	-	86,3	-
	АТ-2	откл.	-	578	-	-	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	88,9	229	503	-	45,5	-
	АТ-4	88,9	229	503	-	45,5	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	81,3	209	502	-	41,6	-
	АТ-2	84,3	217	502	-	43,2	-
ВЛ 500 кВ Томская - Парабель со стороны ПС 500 кВ Томская		316,8	400	942	-	42,5	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	92,3	252	890	1000	28,3	25,2
	ТВ-221	откл.	-	890	1000	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	76,5	207	<u>780</u>	600	<u>26,5</u>	34,5
	ТВ-221	откл.	-	<u>780</u>	600	-	-
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	129,9	343	1219	1000	28,1	34,3
	Т-203	откл.	-	1219	630	-	-
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	32,0	82	<u>1200</u>	1000	<u>6,8</u>	8,2
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	42,5	212	658	1000	32,2	21,2
	С-82	42,5	212	658	1000	32,2	21,2
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	25,8	129	555	600	23,2	21,5
	С-82	25,8	129	555	600	23,2	21,5
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	24,9	126	581	600	21,7	21,0
	С-1	24,9	126	581	600	21,7	21,0
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	29,6	153	658	600	23,3	25,5
	С-3	29,6	153	658	600	23,3	25,5

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 5.27

Элементы сети	Кратк. дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ		Идоп.ВЛ, <u>Идоп.ошин.</u> , ИномАТ, А	Ином эл.обору д., А	% загрузки ВЛ, <u>ошин.</u> , АТ	% загрузки эл.оборуд.
		МВт, МВА	А				
Отключение 2(1) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Зональная							
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	107,4	273	503	-	54,3	-
	АТ-4	107,4	273	503	-	54,3	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	117,9	271	502	-	54,0	-
	АТ-2	откл.	-	502	-	-	-
ВЛ 500 кВ Томская - Парабель со стороны ПС 500 кВ Томская		288,7	373	942	-	39,6	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 500 кВ Томская	ТВ-231	70,8	192	890	1000	21,6	19,2
	ТВ-221	70,8	192	890	1000	21,6	19,2
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	62,8	163	<u>780</u>	600	<u>20,9</u>	27,2
	ТВ-221	62,8	163	<u>780</u>	600	<u>20,9</u>	27,2
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	25,5	65	<u>1200</u>	1000	<u>5,4</u>	6,5
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	67,7	341	658	1000	51,8	34,1
	С-82	откл.	-	658	1000	-	-
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	50,5	256	555	600	46,1	42,7
	С-82	-16,5	86	555	600	15,5	14,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	21,1	104	581	600	17,9	17,3
	С-1	21,1	113	581	600	19,4	18,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	66,9	339	658	600	51,5	56,5
	С-3	откл.	-	658	600	-	-
Отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь (ТВ-221,ТВ-231)							
АТ ПС 500 кВ Томская	АТ-1	240,1	272	578	-	47,1	-
	АТ-2	240,1	272	578	-	47,1	-
АТ ПС 220 кВ Восточная	АТ-3	102,3	261	503	-	51,9	-
	АТ-4	102,4	261	503	-	51,9	-
АТ ПС 220 кВ Зональная	АТ-1	89,6	229	502	-	45,6	-
	АТ-2	92,9	238	502	-	47,4	-
ВЛ 500 кВ Томская - Парабель со стороны ПС 500 кВ Томская		340,9	425	942	-	45,1	-
ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Володино	ТВ-231	откл.	286	<u>780</u>	600	<u>36,7</u>	47,7
	ТВ-221	откл.	286	<u>780</u>	600	<u>36,7</u>	47,7
ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-204	100,7	259	1219	1000	21,2	25,9
	Т-203	100,7	259	1219	630	21,2	41,1
ВЛ 220 кВ Зональная - Восточная	Т-208	86,0	220	<u>1200</u>	1000	<u>18,3</u>	22,0
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 220 кВ Зональная	С-83	63,1	312	658	1000	47,4	31,2
	С-82	63,1	312	658	1000	47,4	31,2
ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь со стороны ПС 110 кВ Левобережная	С-83	46,0	230	555	600	41,4	38,3
	С-82	46,0	230	555	600	41,4	38,3
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-2	14,4	72	581	600	12,4	12,0
	С-1	14,4	113	581	600	19,4	18,8
ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-4	40,1	199	658	600	30,2	33,2
	С-3	40,1	199	658	600	30,2	33,2

6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В данном разделе приведен перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше Томской энергосистемы, рекомендуемых к вводу/реконструкции для устранения «узких мест», обеспечения возможности электроснабжения перспективной нагрузки, обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей.

Обосновывающими материалами для замены трансформаторов на подстанциях являются расчеты нагрузок по подстанциям с учетом выданных технических условий и действующих договоров на технологическое присоединение, для усиления сети – электрические расчеты потокораспределения и уровней напряжения по годам расчетного периода, оценка пропускной способности сети Томской энергосистемы.

Объекты 220 кВ

Новое строительство

2019 г.

В настоящее время выполняется проектирование по титулам:

- «ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с расширением ПС 220 кВ Парабель»;
- «ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская – Парабель»;
- «ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с расширением ПС 220 кВ Советско-Соснинская (сооружение ОРУ 500 кВ)».

При условии отставания ввода транзита 500 кВ Томская – Нижневартовская ГРЭС рекомендуется выполнить строительство и ввод:

- ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) (первый пусковой комплекс строительства ВЛ 500 кВ Томская – Парабель в соответствии с выполняемым проектом по титулу «ВЛ 500 кВ Томская – Парабель с расширением ПС 220 кВ Парабель»);

- ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) (первый пусковой комплекс строительства ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская в соответствии с выполняемым проектом по титулу «ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская с расширением ПС 220 кВ Советско-Соснинская (сооружение ОРУ 500 кВ)»).

Ввод ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ), повысит надежность электроснабжения потребителей Томской области и позволит избежать ограничений нагрузки при следующих послеаварийных режимах:

- аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I, II цепь (НСС-1, НСС-2) в зимний период, приводящее к ограничению 75 МВт нагрузки;

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

– наложение аварийного отключения одной из ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Соснинская I (II) цепь (НСС-1 (НСС-2)) на плановый ремонт второй ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Соснинская II (I) цепь (НСС-2 (НСС-1)) в летний период, приводящее к ограничению 35 МВт нагрузки;

– аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепь (ЧП-233, ЧП-223) в зимний период, приводящее к ограничению 60 МВт нагрузки;

– наложение аварийного отключения одной из ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I (II) цепь (ЧП-233 (ЧП-223)) на плановый ремонт второй ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель II (I) цепь (ЧП-223 (ЧП-233)) в летний период, приводящее к ограничению 20 МВт нагрузки.

Экономический эффект от ввода ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) оценивается в размере 17,1-45,7 млн. руб. в год (в зависимости от удельной стоимости ущерба).

Ввод ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ), повысит надежность электроснабжения потребителей Томской области и позволит избежать отключения нагрузки потребителей в следующих послеаварийных режимах:

– аварийное отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Томская – Володино в зимний период приводит к ограничению 62 МВт нагрузки потребителей;

– наложение аварийного отключения одной из ВЛ 220 кВ Томская – Володино на плановый ремонт второй ВЛ 220 кВ Томская – Володино в летний период приводит к ограничению 25 МВт нагрузки потребителей.

Экономический эффект от ввода ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ) оценивается в размере 43,7-116,4 млн. руб. в год (в зависимости от удельной стоимости ущерба).

В соответствии с СиПР ЕЭС ввод первых пусковых комплексов транзита 500 кВ планируется в 2021 г.

Рекомендуется ввод первых пусковых комплексов транзита 500 кВ выполнить в более ранние сроки.

2016 г.

Реконструкция

- **ПС 220 кВ Советско-Соснинская**

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов:

- в зимний и летний максимум потребления в нормальной схеме при отключении 2 СП-220 кВ ПС 220 кВ Советско-Соснинская (одновременное отключение АТ-4, АТ-5);

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- в летний максимум потребления в схеме ремонта АТ-3 (АТ-4) ПС 220 кВ Советско-Соснинская в послеаварийных режимах при отключении АТ-5 ПС 220 кВ Советско-Соснинская,

имеет место перегрузка АТ-4 (АТ-3) ПС 220 кВ Советско-Соснинская на 147 % в зимний период и на 121 % в летний период.

Ликвидация токовых перегрузок оставшегося в работе АТ-3 осуществляется АОПО АТ ПС 220 кВ Советско-Соснинская в объеме до 62 МВт в зимний период и до 56 МВт в летний период.

Для минимизации рисков отключения нагрузки действием ПА требуется реконструкция ПС 220 кВ Советско – Соснинская с заменой АТ-3, АТ-4 мощностью 63 МВА каждый на два АТ мощностью 125 МВА каждый

- **ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I и II цепи (НСС-1 и НСС-2)**

До ввода в работу ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ) для исключения ввода ограничений нагрузки потребителей при аварийном отключении двухцепной ВЛ 220 кВ Чажемто – Парабель I, II цепи (ЧП-233, ВЧ-223) необходимо выполнить АОПО ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I и II цепь (НСС-1 и НСС-2) на ПС 220 кВ Соснинская. Данная АОПО должна контролировать токовую нагрузку ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I и II цепи (НСС-1 и НСС-2) и действовать при превышении тока выше уставки срабатывания на отключение нагрузки потребителей, запитанных от ПС 220 кВ Советско-Соснинская. Место установки, логика действия и величины управляющих воздействий АОПО должны быть определены отдельным проектом.

- **ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная и ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная**

На ПС 500 кВ Томская установлена автоматика разгрузки при разрыве электропередачи 500 кВ (АРРП-500), предназначенная для снятия токовой перегрузки ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216) и ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215) при отключении АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Томская или ВЛ 500 кВ Итатская – Томская и ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская.

АРРП-500 выполнена на электромеханической базе и включает в себя следующие устройства:

- ФОЛ ВЛ 500 кВ Итатская – Томская;
- ФОЛ ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская;
- ФОТ АТ-1 ПС 500 кВ Томская;

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- ФОТ АТ-2 ПС 500 кВ Томская;
- устройство КПР;
- устройство ОН.

АРРП-500 действует на отключение нагрузки в Томской энергосистеме.

Существующее устройство КПР осуществляет контроль только по ВЛ 500 кВ Итатская – Томская и ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская и не позволяет применять АРРП-500 для увеличения допустимого перетока в контролируемом сечении в двойных ремонтных схемах контролируемого сечения «Красноярск, Кузбасс – Томск», что приводит к необходимости загрузки электрических станций в летний период года.

Для возможности увеличения МДП в двойных ремонтных схемах контролируемого сечения «Красноярск, Кузбасс – Томск» необходимо выполнить установку АОПО ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная (АТ-216) и АОПО ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная (АТ-215). Место установки, логика действия и величины управляющих воздействий АОПО должны быть определены отдельным проектом.

- **2018 г. ПС 220 кВ Парабель**

ПС 220/110/10 кВ Парабель введена в эксплуатацию в 1972 году, осуществляет электроснабжение потребителей села Парабель, а также объектов нефтедобывающей компании ООО «Энергонефть Томск». На подстанции установлены три автотрансформатора АТ-1, АТ-2 и АТ-3 мощность 63 МВА. Оборудование ОРУ 110 кВ выработало нормативный срок эксплуатации. Срок службы на 01.01.2015 АТ-1, АТ-2 (1971 года изготовления) составляет 44 года, АТ-3 (1981 года изготовления) составляет 34 года.

В режиме зимнего максимума 2016 г. при аварийном отключении 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Парабель, перегрузка оставшегося в работе АТ-2 составляет 80,4 %. Рекомендуется реконструкция ПС 220 кВ Парабель с заменой автотрансформаторов мощностью 3х63 МВА на новые автотрансформаторы мощностью 2х125 МВА

Мероприятие не предусмотрено в инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС».

Объекты 110 кВ

2015 г.

Новое строительство

- **ПС 110 кВ ОЭЗ, ВЛ 110 кВ Зональная – ОЭЗ**

Подстанция сооружается для электроснабжения объектов южной площадки Особой экономической зоны технико-внедренческого типа «Томск» (ОЭЗ ТВТ «Томск») г Томска. Максимальная прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ ОЭЗ составит 50 МВт.

На подстанции будут установлены два трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью по 63 МВА. Присоединение подстанции к сети энергосистемы предусмотрено по

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

двум ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Зональная, протяженностью 5,27 км, выполненным проводом АС-240.

Проектная схема РУ-110 кВ ПС 110 кВ ОЭЗ принята «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (типовая схема № 110-9).

- **ПС 110 кВ ОЭЗ-2, ВЛ 110 кВ ГПП-220 – ОЭЗ-2**

Подстанция сооружается для электроснабжения объектов северной площадки Особой экономической зоны технико-внедренческого типа «Томск» (ОЭЗ ТВТ «Томск») г Томска. Максимальная прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ ОЭЗ-2 составит 16,5 МВт.

На подстанции будут установлены два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью по 25 МВА. Присоединение подстанции к сети энергосистемы предусмотрено по двум ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ ГПП-2, протяженностью 4,5 км, выполненным проводом АС-120.

Проектная схема РУ-110 кВ ПС 110 кВ ОЭЗ-2 принята «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 110-4Н).

2016 г.

Реконструкция

- **ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь (С-83, С-82)**

Отключение ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка I, II цепь (ТВ-231, ТВ-221) с действием существующей АРОДЛ ВЛ 220 кВ Томская – Володино с отпайкой на ПС Орловка на отключение нагрузки в объеме 62 МВт приводит к перегрузу следующих элементов сети в зимнем максимуме: ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь (С-83, С-82) – 687 А со стороны ПС 220 кВ Зональная (Идоп=658 А провода ВЛ АС-185 при $t \leq -5^\circ\text{C}$), 602 А со стороны ПС 110 кВ Левобережная (Идоп=555 А провода ВЛ АС-150 при $t \leq -5^\circ\text{C}$, Ином.оборуд=600 А) (рисунок 5.42). Перегруз ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ С-83, С-82 с действием на отключение В-110 ВЛ 110 кВ СВ-1, СВ-2 ПС 110 кВ Мельниково-110, что, в свою очередь, приведет к отключению нагрузки в объеме порядка 130 МВт. При переводе ПС 220 кВ Парабель на питание со стороны ПС 220 кВ Советско-Соснинская (действием АВР) объем отключенной нагрузки составит 25 МВт.

В качестве одного из вариантов ликвидации перегруза ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь в послеаварийном режиме рассмотрено отключение нагрузки в объеме 17 МВт в районе ПС 110 кВ Мельниково-110 и перенос точки раздела транзита 110 кВ Чилино – Вороново – Уртам – Кожевниково – Мельниково-110 на ПС 110 кВ Мельниково-110. Загрузка ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I, II цепь при этом не превышает допустимые параметры (рисунок 5.43). Уровни напряжения в сети 110 кВ не выходят за допустимые пределы.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Таким образом, для уменьшения объема отключаемой нагрузки действием существующей АОПО ВЛ 110 кВ С-83,С-82 рекомендуется выполнить модернизацию АОПО ВЛ 110 кВ Зональная – Левобережная с отпайками I,II цепь с организацией разгрузки ВЛ с действием на отключение нагрузки. Место установки, логика действия и величины управляющих воздействий АОПО должны быть определены отдельным проектом.

- **ПС 110 кВ Вахская**

На ПС 110 кВ Вахская в ячейках ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I,II цепь (СС-3,4) и ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5) установлено оборудование с номинальным током 300 А (трансформаторы тока).

В послеаварийном режиме отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I,II цепь (СС-3,4) для зимнего максимума 2016 г. токовая загрузка ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5) составляет 306 А, перегрузка трансформаторов тока на ПС 110 кВ Вахская составит 2%.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская №3 (СВ-5) при ремонте одной цепи ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I цепь (СС-3) для летнего максимума 2016 г. токовая загрузка ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками I(II) цепь (СС-3(СС-4)) со стороны ПС 110 кВ Вахская составляет 315 А, перегруз оборудования с номинальным током 300 А на ПС 110 кВ Вахская составит 5%.

Для ликвидации существующих ограничений пропускной способности ВЛ, накладываемых электрооборудованием ПС 110 кВ Вахская, необходимо предусмотреть замену электрооборудования подстанции с номинальным током 300 А на электрооборудование с номинальным током не менее 400 А.

- **ПС 110 кВ Стрежевская**

Аварийное отключение 1СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Советско-Соснинская приводит к снижению напряжения на 2 секции шин 110 кВ ПС 110 кВ Стрежевская. Режим неустойчив (напряжения ниже аварийно допустимого значения 86 кВ).

Для предотвращения снижения напряжения рекомендуется выполнить модернизацию существующего устройства автоматического ввода резерва (АВР), установленного на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Стрежевская. Данное устройство должно контролировать состояние выключателя 2 секции шин 110 кВ и действовать при снижении напряжения ниже уставки на включение секционного выключателя. С учетом действия АВР нагрузка ПС 110 кВ Стрежевская переключается на питание от ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь (СС-4). Уровни напряжения в сети 110 кВ с учетом действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская не выходят за допустимые пределы.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Логика действия АВР на ПС 110 кВ Стрежевская необходимо определить отдельным проектом.

- **ПС 110 кВ Колпашево**

Реконструкция ЗРУ-10 кВ с заменой маломасляных выключателей на вакуумные. Мероприятие включено в Перечень инвестиционных проектов ОАО «ТРК» на период 2015-2017 гг. со сроком реализации в 2016 г.

В режиме зимнего максимума 2016 г. при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево с отпайкой на ПС Новоильинская (С-40) действием АВР на выключателе В-110 С-57К ПС 110 кВ Колпашево переключается на питание от ПС 220 кВ Асино по транзиту 110 кВ. Режим неустойчив (напряжения ниже аварийно допустимого значения 86 кВ), при этом мощности существующей БСК-26 Мвар недостаточно для повышения уровня напряжения выше аварийно-допустимого.

Для повышения уровня напряжения на ПС 110 кВ Колпашево рекомендуется замена существующей БСК-26 Мвар на БСК-37,5 Мвар и выполнить АОСН с действием на включение БСК. Напряжение на ПС 110 кВ Колпашево при этом составляет 107,8 кВ.

Логика действия и уставки срабатывания АОСН на ПС 110 кВ Колпашево должны быть определены отдельным проектом.

- **ПС 110 кВ Сураново**

В режиме летнего максимума 2016 г. при аварийном отключении АТ-2(1) ПС 500 кВ Томская при ремонте АТ-1(2) ПС 500 кВ Томская загрузка ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново (А-27) составляет 238 А (44,6 МВт), ВЛ 110 кВ Межениновка – Сураново (С-12)– 231 А (42,9 МВт), при этом перегруз оборудование 200 А (трансформаторы тока), установленного на ПС 110 кВ Сураново, составляет 19 % и 15,5 % соответственно. Для снятия ограничений пропускной способности транзита 110 кВ Зональная – Предтеченск – Межениновка – Сураново – Яшкинская требуется замена ТТ с номинальным током 200 А на ПС 110 кВ Сураново на ТТ с номинальным током 400 А и более.

- **ПС 110 кВ Предтеченск, ПС 110 кВ Межениновка, ПС 110 кВ Сураново**

Реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели и заменой схемы на «мостик с выключателями в цепи линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (схема №110-5Н) в связи с высокой вероятностью отказа короткозамыкателя и отсутствием резервирования защит трансформаторов ПС 110 кВ Предтеченск, ПС 110 кВ Межениновка, ПС 110 кВ Сураново защитами ВЛ 110 кВ Зональная – Предтеченск (С-86), ВЛ 110 кВ Предтеченск – Межениновка (С-11), ВЛ 110 кВ Межениновка – Сураново (С-12), ВЛ 110 кВ Яшкинская – Сураново.

Выполнение ближнего резервирования защит (установка двух независимых комплектов защит) на ВЛ 110 кВ Предтеченск – Межениновка (С-11) со стороны ПС 110 кВ Предтеченск и

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

ПС 110 кВ Межениновка, ВЛ 110 кВ Межениновка – Сураново (С-12) со стороны ПС 110 кВ Межениновка и ПС 110 кВ Сураново для исключения риска повреждения оборудования при отказе защит линии (или выключателя линии) в режимах вывода в ремонт линейного (секционного) выключателя и включении ремонтной перемычки 110 кВ на ПС 110 кВ Предтеченск, ПС 110 кВ Межениновка, ПС 110 кВ Сураново.

Установка регистратора аварийных событий ПС 110 кВ Предтеченск, ПС 110 кВ Межениновка, ПС 110 кВ Сураново для возможности полноценного анализа функционирования защит ВЛ и электрооборудования 110 кВ при возникновении технологических нарушений.

- **Томская ГРЭС-2**

Аварийное отключение II СШ-110 кВ Томской ГРЭС-2 в ремонтной схеме (вывод в ремонт ТГ-2 Томской ГРЭС-2) в период максимальных нагрузок весна-осень приводит к перегрузке Т-25 Томской ГРЭС-2 на 25,9 %. Для ликвидации перегрузки необходимо вводить ограничение нагрузки потребителей энергорайона Томской ГРЭС-2 в объеме 15 МВт.

Для исключения перегрузки Т-25 Томской ГРЭС-2 и ввода ограничений нагрузки потребителей необходимо выполнить реконструкцию ДЗШ и УРОВ 110 кВ Томской ГРЭС-2 для возможности перефиксации присоединений 110 кВ без перевода ДЗШ в режим «без фиксации».

2017 г.

Реконструкция

- **ПС 110 кВ Крапивинская**

Замена существующих трансформаторов мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА. Замена выполняется в связи с выявленной перегрузкой до 25,8% (отчетная нагрузка 31,44 МВА) существующих трансформаторов в послеаварийных режимах.

2019 г.

Реконструкция

- **ПС 110 кВ Западная**

ПС 110 кВ Западная введена в эксплуатацию в 1969 году. На подстанции установлены два трансформатора мощность 40 и 40,5 МВА, года изготовления - 1971 и 1967 соответственно. Оборудование выработало нормативный срок эксплуатации.

В послеаварийных режимах загрузка существующих трансформаторов за отчетный период 2010-2012 гг. составила 119,2% (47,69 МВА), за 2013 г. – 98,1% (39,23 МВА). С учетом ТУ на технологическое присоединение, загрузка к 2016 году составит 109,8 %.

Для обеспечения прогнозного роста нагрузки подстанции, а также учитывая срок службы трансформаторов, требуется замена существующих трансформаторов мощностью 1х40,5, 1х40 МВА на трансформаторы мощностью 2х63 МВА.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

В таблице 6.1 приведен перечень подстанций 110 кВ и выше Томской ЭС, силовое оборудование и коммутационная аппаратура которых отработали нормативный срок службы. В таблице 6.2 приведен перечень ВЛ 110 кВ и выше Томской ЭС, которые отработали нормативный срок службы. Данные представлены по сетевым предприятиям на основе возрастных характеристик объектов. На указанных ПС и ВЛ 110 кВ и выше рекомендуется периодическое проведение обследований состояния парка оборудования подстанций, состояния линий, на основании результатов которых должно приниматься решение о необходимости и сроках реконструкции/замены оборудования подстанций и линий электропередачи, разрабатываться программы замены морально и физически устаревшего оборудования

Таблица 6.1 - Перечень подстанций, силовое оборудование и коммутационная аппаратура которых эксплуатируются свыше 35 лет

№	Перечень объектов	АТ, Т			КА		
		Год изготовления	Мощность, МВА	Величина мощности, подлежащая замене, МВА	Год установки	Кол-во выключателей (с указанием Уном, кВ), подлежащее замене	Кол-во отделителей/короткозамыкателей (с указанием Уном, кВ), подлежащее замене
Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС							
500 кВ							
1	ПС 500 кВ Томская	1980 1983	4x167 3x167	4x164 3x167	1983/ 1984 1981	4 (500) 2 (10)	-
220 кВ							
2	ПС 220 кВ Вертикос	1980	2x63	126	1982	2 (220) 2 (10)	-
3	ПС 220 кВ Володино	1973	2x63	126	1976	2 (220) 2 (110) 2 (10)	-
4	ПС 220 кВ Восточная	1978 1975 1983 1981 2011	200 200 63 63 63	200 200 63 63 -	1965 1983 1975 1978 1963	2 (220) 2 (110) 1 (110) 1 (110) 2 (35), 2(10)	-
5	ПС 220 кВ ГПП-220	1978 1980	125 125	125 125	1980	2 (220) 2 (110)	-
6	ПС 220 кВ Завьялово	1979	2x32	64	1980 1983	2 (220) 2 (10)	-
7	ПС 220 кВ Каргасок	1977 1980	25 25	25 25	1978	2 (220) 2 (10)	-
8	ПС 220 кВ Орловка	1978	2x25	50	1980 1981 1979 1980	2 (220) 2 (35) 1 (10) 1 (10)	-

Продолжение таблицы 6.1

№	Перечень объектов	АТ, Т			КА		
		Год изготовления	Мощность, МВА	Величина мощности, подлежащая замене, МВА	Год установки	Кол-во выключателей (с указанием Уном, кВ), подлежащее замене	Кол-во отделителей/короткозамыкателей (с указанием Уном, кВ), подлежащее замене
9	ПС 220 кВ Парабель	1971 1981	2х63 63	126 63	1975 1983 1982 1981 1972	2 (220) 1 (220) 2 (110) 1 (110) 2 (10)	-
10	ПС 220 кВ Раскино	1973	2х32	64	1975 1976 1976	1 (220) 1 (220) 2 (10)	-
11	ПС 220 кВ Чажемто	1980	2х63	126	1981 1981 1982 1981	2 (220) 2 (110) 1 (10) 1 (10)	-
12	ПС 220 кВ Чапаевка	1978 1976 1983	63 63 63	63 63 63	1978 1978 1984 1978	2 (220) 2 (110) 1 (110) 2 (10)	-
ОАО «ТРК»							
110 кВ							
13	ПС 110 кВ Бройлерная	1977 1978	25 25	25 25	1979	8 (110) 10 (35) 23 (10)	-
14	ПС 110 кВ Западная	1971 1967	40,5 40	40,5 40	1969	1 (110) 5 (35) 19 (10)	-
15	ПС 110 кВ Кандинка	1979	2х16	32	1980	7 (35) 9 (10)	-
16	ПС 110 кВ Каштак	1980 1961	40 40,5	40 40,5	1969	3 (110) 24 (10)	-
17	ПС 110 кВ Коммунальная	1982 1965	40 40	40 40	1982	3 (110) 5 (35) 23 (10)	2 (110)
18	ПС 110 кВ Левобережная	1973	2х25	50	1964	9 (110) 7 (35) 13 (10)	-
19	ПС 110 кВ Октябрьская	1966 1966	40 40,5	40 40,5	1964	3 (110) 7 (35) 18 (10)	-
20	ПС 110 кВ Семилужки	1984	2х16	32	1985	-	2 (110)
21	ПС 110 кВ Рыбалово	1982 1986	16 16	16 -	1986	-	-
22	ПС 110 кВ Мельниково-110	1973 1975	10 16	10 16	1966	10 (110) 5 (35) 14(10)	-

Продолжение таблицы 6.1

№	Перечень объектов	АТ, Т			КА		
		Год изготовления	Мощность, МВА	Величина мощности, подлежащая замене, МВА	Год установки	Кол-во выключателей (с указанием Уном, кВ), подлежащее замене	Кол-во отделителей/короткозамыкателей (с указанием Уном, кВ), подлежащее замене
23	ПС 110 кВ Гусево	1970 1989	6,3 6,3	6,3 -	1976	5 (35) 10 (10)	2 (110)
24	ПС 110 кВ Маркелово	1992 1986	6,3 6,3	-	1971	3 (110) 9 (10)	-
25	ПС 110 кВ Кожевниково	1978 1966	10 10	10 10	1966	2 (110) 4 (35) 14 (10)	1 (110)
26	ПС 110 кВ Вороново	1974 1967	10 6,3	10 6,3	1968	2 (110) 12 (10)	1 (110)
27	ПС 110 кВ П.Дубровка	1972 1971	16 16	16 16	1975	2 (110) 7 (35) 8 (10)	-
28	ПС 110 кВ Чилино	1976	2x10	20	1968	2 (110) 10 (10)	1 (110)
29	ПС 110 кВ Бакчар	1973 1964	6,3 6,3	6,3 6,3	1973	3 (110) 5 (35) 14 (10)	1 (110)
30	ПС 110 кВ Высокий Яр	1974 1982	10 10	10 10	1983	7 (35) 10 (10)	2 (110)
31	ПС 110 кВ Плотниково	1971 1971	2,5 6,3	2,5 6,3	1971	1 (110) 10 (10)	1 (110)
32	ПС 110 кВ Поротниково	1975	2x10	20	1975	1 (110) 11 (10)	2 (110)
33	ПС 110 кВ Молчаново	1970	6,3	6,3	1970	1 (110) 8 (10)	1 (110)
34	ПС 110 кВ Молчановская НПС	1974	2x25	50	1974	3 (110) 10 (10)	2 (110)
35	ПС 110 кВ Тунгусово	1982 1965	6,3 6,3	6,3 6,3	1972	5 (35) 10 (10)	2 (110)
36	ПС 110 кВ Володино-110	1966	6,3	6,3	1967	7 (10)	1 (110)
37	ПС 110 кВ Малиновка	1963 1962	10 15	10 15	1966	10 (110) 7 (35) 14 (10)	-
38	ПС 110 кВ Итатка	1964 1964	6,3 10	6,3 10	1966	1 (110) 2 (35) 6 (10)	2 (110)
39	ПС 110 кВ Турунтаево	1981 1962	25 20	25 20	1983	3 (110) 7 (35) 10 (10)	-
40	ПС 110 кВ Асино-110	1977 1978	40 40	40 40	1964	11 (110) 10 (35) 5 (10)	-

Продолжение таблицы 6.1

№	Перечень объектов	АТ, Т			КА		
		Год изготовления	Мощность, МВА	Величина мощности, подлежащая замене, МВА	Год установки	Кол-во выключателей (с указанием Uном, кВ), подлежащее замене	Кол-во отделителей/короткозамыкателей (с указанием Uном, кВ), подлежащее замене
41	ПС 110 кВ Зырянская	1970 1966	10 20	10 20	1967	6 (35) 14 (10)	2 (110)
42	ПС 110 кВ Первомайская	1974 1973	10 10	10 10	1975	7 (35) 15 (10)	2 (110)
43	ПС 110 кВ Комсомольск	1969	10	10	1971	2 (35) 10 (10)	1 (110)
44	ПС 110 кВ Улу-Юл	1972	6,3	6,3	-	-	1 (110)
45	ПС 110 кВ Тегульдет	1980 1972	10 10	10 10	1979	8 (10)	2 (110)
46	ПС 110 кВ Чердаты	1976 1983	6,3 6,3	6,3 6,3	1977	5 (110) 3 (35) 14 (10)	2 (110)
47	ПС 110 кВ Белый Яр	1976 1982	10 10	10 10	1977	5 (110) 29 (10)	2 (110)
48	ПС 110 кВ Ягодное	1971	2,5	2,5	1979	1 (10)	1 (110)
49	ПС 110 кВ Сайга	1976 1968	2,5 2,5	2,5 2,5	1977	3 (110) 12 (10)	2 (110)
50	ПС 110 кВ Ново-Николаевка	1978 1979	6,3 6,3	6,3 6,3	1979	6 (110) 12 (10)	2 (110)
51	ПС 110 кВ Батурино	1991 1966	6,3 2,5	2,5	1993	-	-
52	ПС 110 кВ Александрово	1984	2x16	32	1982	3 (110) 10 (10)	-
53	ПС 110 кВ Раздольное	1979 1980	25 25	25 25	1981	7 (110) 14 (10)	-
54	ПС 110 кВ Первомайская МР	1976 1988	16 16	16 -	1984	3 (110) 7 (35) 15 (10)	-
55	ПС 110 кВ Малореченская	1979 1977	25 25	25 25	1988	-	-
56	ПС 110 кВ Вахская	1979 1977	25 25	25 25	1979	5 (110) 20 (10)	-
57	ПС 110 кВ Стрежевская	1971	2x25	50	1972	3 (110) 7 (35) 6 (10)	-
58	ПС 110 кВ Коломинские Гривы	1991 1987	6,3 6,3	-	1970	7 (110)	-
59	ПС 110 кВ Подгорное	1969 1982	6,3 10	6,3 10	1971	3 (110) 18 (10)	-
60	ПС 110 кВ Усть-Бакчар	1991 1989	6,3 6,3	-	1976	3 (110) 13 (10)	-

Окончание таблицы 6.1

№	Перечень объектов	АТ, Т			КА		
		Год изготовления	Мощность, МВА	Величина мощности, подлежащая замене, МВА	Год установки	Кол-во выключателей (с указанием Уном, кВ), подлежащее замене	Кол-во отделителей/ короткозамыкателей (с указанием Уном, кВ), подлежащее замене
61	ПС 110 кВ Новоильинская	1983	6,3	6,3	1984	1 (110) 5 (10)	-
62	ПС 110 кВ Колпашево	1988 1987	40 40	-	1972	3 (110) 6 (35) 29 (10)	-
63	ПС 110 кВ Лугинецкая	1979	2x25	50	1984	10 (110) 5 (35) 12 (10)	-
64	ПС 110 кВ Останинская	1984	2x16	32	1987	-	-
65	ПС 110 кВ Тарская	1982 1983	6,3 6,3	6,3 6,3	1984	2 (110) 6 (10)	-
66	ПС 110 кВ Парабель КС	1976	2x25	50	1980	2 (110)	-
67	ПС 110 кВ Чажемто	1976	6,3	6,3	1972	9 (10)	1 (110)
68	ПС 110 кВ ДОК	1980	25	25	1980	-	-
ОАО «РЖД»							
110 кВ							
69	ЭЧЭ-319 Межениновка	1970 1968	10 10	10 10	1969	1 (110)	2 (110)
70	ЭЧЭ-320 Предтеченск	1978 1977	16 16	16 16	1969	1 (110)	2 (110)
ООО «Томскнефтехим»							
110 кВ							
71	ПС 110 кВ ГПП-1	1979	2x63	126	-	-	-
72	ПС 110 кВ ГПП-2	1981	2x63	126	-	-	-
73	ПС 110 кВ ГПП-14	1979	2x6,3	12,6	1981	3(110)	-
74	ПС 110 кВ ГПП-16	1979	2x16	32	1981	3(110)	-

Как видно из таблицы 6.1, на 74 подстанциях 110 кВ и выше оборудование отработало свой нормативный срок. Из них 12 ПС находятся в ведении филиала ОАО «ФСК ЕЭС», Томское ПМЭС, 56 ПС принадлежат ОАО «ТРК», 2 ПС – ОАО «РЖД», 4 ПС – ООО «Томскнефтехим». На 28 ПС 110 кВ рекомендуется замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели. Из общего количества подстанций, оборудование которых подлежит замене, на 7-ми ПС требуется замена только силового оборудования.

Таблица 6.2 - Перечень линий электропередачи Томской энергосистемы, отработавших свыше 40 лет

№	Перечень объектов	Краткое диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Марка провода	Количество цепей	Длина по трассе, км
Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС						
1	ВЛ 220 кВ Томская - Восточная I,II цепь	Т-203/204	1975	АСО-500	2	28,35
2	ВЛ 220 кВ Томская ТЭЦ-3 - Томская	Т-210	1974	АСО-300	1	14,2
3	ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская - Восточная - Зональная	АТ-216/АТ-215/Т-208	1962	АСО-500	2	48,05
4	ВЛ 220 кВ Томская - Асино	Т-218	1975	АСО-300	1	66,6
5	ВЛ 220 кВ Томская - Володино с отпайкой на ПС Орловка I,II цепь	ТВ-231/ТВ-221	1975	АС-240, АСО-300, АСУС-500	2	113,3
6	ВЛ 220 кВ Володино - Чажемто I,II цепь	ВЧ-232/222	1972	АСО-300	2	146,2
7	ВЛ 220 кВ Чажемто - Парабель I,II цепь	ЧП-233/223	1972	АСО-300	2	123,3
8	ВЛ 220 кВ Парабель - Вертикос с отпайками I,II цепь	ПВ-234/224	1975	АСО-300	2	147,4
9	ВЛ 220 кВ Вертикос - Раскино I,II цепь	ВР-237/227	1975	АСО-300	2	45,7
10	ВЛ 220 кВ Раскино - Чапаевка I,II цепь	РЧ-235/225	1979	АСО-240, АС-240/32	2	88
11	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская I,II цепь	НСС-1/2	1971	АС-240	2	21,6
ОАО «ТРК»						
12	ВЛ 110 кВ Плотниково - Поротниково	С-43	1973	АС-150	1	54,8
13	ВЛ 110 кВ Поротниково - Бакчар	С-44	1973	АС-150	1	18,5
14	ВЛ 110 кВ Бакчар - Высокий Яр	С-45	1974	АС-120	1	34,8
15	ВЛ 110 кВ Высокий Яр - Усть-Бакчар	С-46	1975	АС-95	1	19
16	ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Кожевниково, опоры (№№103-207)	С-18	1974	АС-95	1	23,8
17	ВЛ 110 кВ Чилино - Кандаурово	С-21	1972	АС-70	1	33
18	ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №2	С-22	1967	АС-185	1	15
19	ВЛ 110 кВ Володино - Володино-110	С-23	1967	АС-185	1	5,1
20	ВЛ 110 кВ Володино-110 - Кривошеино	С-24	1968	АС-185	1	28,8
21	ВЛ 110 кВ Кривошеино - Молчаново	С-25	1967	АС-185	1	27,55
22	ВЛ 110 кВ Молчаново - Коломинские Гривы	С-26	1969	АС-185	1	32
23	ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №1	С-32	1972	АС-185	1	16
24	ВЛ 110 кВ Володино - Молчановская НПС	С-33	1967	АС-185	1	61,3
25	ВЛ 110 кВ Молчановская НПС - Тунгусово	С-34	1968	АС-185	1	13,7
26	ВЛ 110 кВ Тунгусово - Коломинские Гривы	С-35	1969	АС-185	1	14
27	ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I,II цепь	С-1/2	1964	АС-150	2	6,1
28	ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Зональная I,II цепь	С-3/4	1965	АС-185	2	7,5
29	ВЛ 110 кВ Восточная - Западная с отпайками I,II цепь	С-5/6	1969	АС-185	2	5,85
30	ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная с отпайкой на ПС Северо-Восточная	С-7	1964	АС-185	1	8,7

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Окончание таблицы 6.2

№	Перечень объектов	Краткое диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Марка провода	Количество цепей	Длина по трассе, км
31	ВЛ 110 кВ Восточная - Малиновка	С-8	1974	АС-185	1	34
32	ВЛ 110 кВ Восточная - Коммунальная	С-9	1970	АС-150	2	14,3
33	ВЛ 110 кВ Восточная - Солнечная с отпайкой на ПС Северо-Восточная	С-10	1970	АС-150	2	11,7
34	ВЛ 110 кВ Предтеченск - Межениновка	С-11	1970	АС-150	1	27,7
35	ВЛ 110 кВ Межениновка - Сураново	С-12	1970	АС-150	1	21
36	ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15/16	1971	АС-185	2	45,37
37	отп. на ПС Рыбалово	С-15/16 отп	1971	АС-95	2	1,6
38	ВЛ 110 кВ Зональная - Левобережная с отпайками I,II цепь	С-82/83	1965	АС-185, Б-150	2	18,81
39	ВЛ 110 кВ Зональная - Коммунальная	С-84	1970	АС-150	2	13,2
40	ВЛ 110 кВ Зональная - Солнечная	С-85	1970	АС-150	2	10,6
41	ВЛ 110 кВ Зональная - Предтеченск	С-86	1970	АС-150	1	6,4
42	ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная I,II цепь	С-107/108	1975	АС-185	2	6,4
43	ВЛ 110 кВ Восточная - Пиковая	Т-4	1964	АС-185	1	2,5
44	ВЛ 110 кВ ГПП-220 - Пиковая	Т-4А	1964	АС-185	1	13,6
45	ВЛ 110 кВ Левобережная - Мельниково-110 с отпайкой на ПС Рыбалово I,II цепь	С-15/16	1972	АС-185	2	5,94
46	ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Кожевниково	С-18	1974	АС-95	1	22
47	ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №2	С-22	1967	АС-185	1	59
48	отп. на ПС Гусево	С-22	1976	АС-70	1	3,6
49	ВЛ 110 кВ Мельниково - Володино с отпайками №1	С-32	1972	АС-185	1	58
50	отп. на ПС Гусево	С-32	1976	АС-70	1	6
51	ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Маркелово	С-41	1970	АС-150	1	39,5
52	ВЛ 110 кВ Маркелово - Плотниково	С-42	1971	АС-150	1	39
53	ВЛ 110 кВ Мельниково-110 - Песочно-Дубровка	С-71/72	1976	АС-70	2	48,2
54	ВЛ 110 кВ Асино - Ново-Николаевская	С-60	1973	АС-70	1	60,1
55	ВЛ 110 кВ Асино-110 - Чердаты	С-61/62	1976	АС-95, АС-120	2	71,5
56	ВЛ 110 кВ Асино - Комсомольская с отпайкой на ПС Первомайская	С-52	1972	АС-185, АС-70	1	58,6
57	ВЛ 110 кВ Комсомольская - Улу-Юл	С-53	1973	АС-150	1	45
58	ВЛ 110 кВ Асино - Асино-110 I,II цепь	С-68/69	1972	АС-185	2	5
59	ВЛ 110 кВ Улу-Юл - Сайга	С-54	1974	АС-150	1	43,8
60	ВЛ 110 кВ Чердаты - Тегульдэт	С-63/64	1978	АС-70	2	87,3
61	ВЛ 110 кВ Сайга - Ягодное	С-55	1976	АС-120	1	28,2
62	ВЛ 110 кВ Ягодное - Белый Яр	С-56	1976	АС-120	1	30
63	ВЛ 110 кВ Подгорное - Усть-Бакчар	С-27,С-47, С-46	1970	АС-95	1	92,4
64	ВЛ 110 кВ Советская-Соснинская - Вахская с отпайкой на ПС Григорьевская I,II цепь	СС-3,СС-4	1971	АС-150	2	28,3
65	ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Вахская с отпайкой на ПС Стрежевская	СВ-5	1978	АС-150	1	113,1
66	ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катильгинская с отпайкой на ПС Ломовая I,II цепь	С-91,С-92	1979	АС-120	2	183,63

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

Как видно из таблицы 6.2, ВЛ 220 кВ, находящиеся в ведении филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС, суммарной протяженностью 1604,6 км в одноцепном исчислении, отработали свой нормативный срок эксплуатации. ВЛ 110 кВ, находящиеся в ведении ОАО «ТРК», суммарной протяженностью 2352,2 км в одноцепном исчислении, отработали свой нормативный срок службы.

7 РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

г. Томск

Приказом Министерства энергетики РФ от 01.8.2014 №490 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Томска до 2030 года» была утверждена «Схема теплоснабжения города Томска до 2030 года». Предложения по развитию системы теплоснабжения в части источников тепловой энергии приведены в Книге 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Томска до 2030 года.

В «Схеме теплоснабжения города Томска до 2030 года» предлагаются различные варианты развития системы теплоснабжения города. В связи с высокой тарифной нагрузкой и отсутствием необходимых финансовых средств со стороны бюджетов различных уровней и энергоснабжающей организации, а также прочих финансовых источников при внедрении предложенных вариантов был выбран Вариант 4, который позволяет достичь необходимого объема выработки при минимальных финансовых вложениях. Для мероприятий, предусмотренных в рамках 4 Варианта развития, определены источники финансирования, согласованные с энергоснабжающей организацией и Администрацией города Томска.

В соответствии с выбранным вариантом предполагается продление ресурса турбинного и котельного оборудования Томской ГРЭС-2:

- Т-43-90-2М (ТГ-5) до 2031 г.;
- ПТ-60-90/13 (ТГ-7) до 2031 г.;
- ПТ-25-90/10 (ТГ-6) до 2031 г.

Для обеспечения резерва и надежного теплоснабжения потребителей теплом предлагается строительство пикового водогрейного котла типа КВ-ГМ-140-150 на площадке Томской ГРЭС-2 к 2021 г. и пикового водогрейного котла типа КВ-ГМ-140-150 на площадке Томской ТЭЦ-1 к 2027 г.

Основные технические характеристики и параметры водогрейных котлов типа КВГМ-140-150 приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Технические характеристики и параметры котла КВ-ГМ-140-150Н (П-112)

Наименование характеристики/параметра	Значение
Расчетные виды топлива	Природный газ/мазут
Растопочное топливо	Природный газ
Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	2,5 (25)
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	1,2 (12)
Расчетная температура воды на выходе из котла, °С	150
Теплопроизводительность, МДж/ч (ккал/ч)	50,24·104 (120·106)
Тепловая мощность, МВт	140
Площадь поверхности нагрева котла, м ²	10469
Объем (водяной) котла, м ³	20,8

Данные по срокам и затратам на реализацию проектов по строительству котлов приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Данные по установке нового оборудования энергоисточников

Наименование проекта	Реализация проекта		Капитальные затраты, млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет
	Начало	Завершение	
Строительство водогрейного котла КВГМ-150 на площадке Томской ГРЭС-2	2020 г.	2021 г.	754,84
Строительство водогрейного котла КВГМ-150 на площадке Томской ТЭЦ-1	2026 г.	2027 г.	930,36

ЗАТО Северск

Постановлением Администрации ЗАТО Северск №403 от 14.02.2013 г. «Об утверждении схемы теплоснабжения ЗАТО Северск на 2013 год и на перспективу до 2035 года» была утверждена схема теплоснабжения ЗАТО Северск.

В «Схеме теплоснабжения ЗАТО Северск на 2013 год и на перспективу до 2035 года» рассматривается развитие источников тепловой энергии с учетом ввода в эксплуатацию АЭС (в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.02.2008 № 215-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года»). Ввод в эксплуатацию АЭС позволит обеспечить теплоснабжение потребителей г. Северска в необходимом количестве. В случае организации теплоснабжения г. Северска от АЭС тепловая

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

энергия от ТЭЦ СХК будет использоваться в периоды пиковых нагрузок. В случае организации теплоснабжения г. Северска от ТЭЦ СХК как единственного теплоисточника, тепловая мощность оборудования ТЭЦ должна быть увеличена не менее чем на 272,8 Гкал/ч.

В 2012 году компанией СХК было направлено уведомление в Администрацию ЗАТО Северск о намерении вывода из эксплуатации части турбоагрегатов ТЭЦ СХК, выработавших свой эксплуатационный срок (вывод мощностей ТЭЦ СХК был приостановлен на основании писем Мэра ЗАТО Северск от 25.05.2012 № 01-18/480 и от 01.11.2012 № 01-18/848 Генеральному директору СХК). Также, согласно Схеме территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.11.2013 №2084-р, ввод в эксплуатацию Северской АЭС, способной заместить выбывающие тепловые мощности ТЭЦ СХК, предусмотрен после 2025 года. Вследствие этого 16.04.2014 г. постановлением Администрации ЗАТО Северск №864 «О внесении изменений в Постановление Администрации ЗАТО Северск от 14.02.2013г. №403» были внесены изменения в схему теплоснабжения ЗАТО Северск, касающиеся изменения планов по развитию тепловых мощностей территориального образования.

В соответствии со «Схемой теплоснабжения ЗАТО Северск на 2013 год и на перспективу до 2035 года» (утверждена постановлением Администрации ЗАТО Северск №403 от 14.02.2013 г. «Об утверждении схемы теплоснабжения ЗАТО Северск на 2013 год и на перспективу до 2035 года») с учетом изменений, внесенных постановлением Администрации ЗАТО Северск №864 от 16.04.2014 г. «О внесении изменений в Постановление Администрации ЗАТО Северск от 14.02.2013г. №403» вывод турбоагрегатов ТЭЦ СХК из эксплуатации создаст дефицит тепловой мощности, необходимой для снабжения потребителей г. Северска, в связи с чем необходима реализация проекта по строительству замещающей тепловой мощности для снабжения потребителей города Северска на основе котельной в период 2015-2017 гг. Проект рекомендуется реализовывать на основе концессионного соглашения.

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии ЗАТО Северск

№ п/п	Инвестиционные проекты	Цели реализации проекта	Проектный срок реализации
1	Строительство блочно-модульной котельной по ул. Камышке	Обеспечение надежности и повышение качества теплоснабжения жилищного фонда по ул. Камышке	2014 г.
2	Внедрение электронного преобразователя солей жесткости на котельной РММ пос. Самусь	Повышение надежности теплоснабжения в пос. Самусь	2013 г.
3	Установка дополнительного котла производительностью 14 Гкал/ч на центральной отопительной котельной	Обеспечение надежности теплоснабжения вновь подключаемых потребителей	2018 - 2035 гг.
4	Реконструкция котельной в пос. Орловка мощностью 1,85 Гкал (перевод с нефти на иные виды топлива)	Обеспечение надежности и повышение качества теплоснабжения жилищного фонда пос. Орловка	2013 г.
5	Внедрение электронного преобразователя солей жесткости на котельной пос. Орловка	Повышение надежности теплоснабжения в пос. Орловка	2013 г.
6	Строительство тепловой мощности в г. Северске	Замещение выводимой из эксплуатации теплогенерации ТЭЦ СХК	2015-2017 гг.

Планы по выводу с начала 2015 года энергетического оборудования на ТЭЦ СХК и отсутствие планов по вводу новых объектов генерации на территории Томской области в период до 2020 года подтверждаются письмом ГК «Росатом» №1-13.3/37755 от 07.10.2014 г.

ГО Стрежевой

Постановлением администрации ГО Стрежевой №200 от 03.04.2012 г. «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа Стрежевой» была утверждена «Схема теплоснабжения городского округа Стрежевой на период до 2030 года».

В «Схеме теплоснабжения городского округа Стрежевой на период до 2030 года» содержатся решения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, в том числе для решения первоочередной задачи реконструкции коммунальных котельных – покрытия электрической нагрузки собственных нужд. Привлекательным с экономической и экологической точек зрения выглядит вариант схемы когенерации (одновременной выработки тепловой и электрической энергии). В данном случае рассматривается вариант использования паровой мощности на выработку электроэнергии в объеме собственных нужд котельной. Установка нового технологического

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

оборудования — турбогенераторной установки типа ТГ-3,5АСМ/10,5Р1,3/0,15У4. Основным аргументом в пользу внедрения технологии когенерации служит то, что не используются полностью установленные мощности котельной №4. Реализация проекта по «Реконструкции котельной №4, с установкой Мини-ТЭЦ», описанного в «Схеме теплоснабжения городского округа Стрежевой на период до 2030 года» была окончена в 2012 году, что позволяет получать дополнительно тепловую энергию порядка 30 Гкал/час и выработку собственной электроэнергии порядка 15 000 тыс. кВтч в год.

Помимо установки когенерационного оборудования, с целью повышения эффективности и надежности системы теплоснабжения рекомендуется выполнить комплекс мероприятий:

- модернизация котлов ПТВМ-30М с целью снижения гидравлического сопротивления в трубной системе котлов и улучшения гидравлического режима работы тепловых сетей;
- приведение газового оборудования котлов ПТВМ-50 в соответствие с Правилами: покотловой учет газа; установка дублирующих предохранительно-запорных устройств; монтаж трубопроводов безопасности с автоматическими отключающими устройствами;
- модернизация кирпичной дымовой трубы котельной №3 (год строительства - 1976), с установкой внутреннего самонесущего ствола с наружной тепловой изоляцией;
- замена горелок ПТВМ-50 на струйно-нишевые, применение новых технологий при замене физически изношенного оборудования;
- установка пароперегревателей на котлы ДЕ-25/14 (2 шт.) на котельной №4, сокращение затрат электроэнергии на собственные нужды (увеличение выработки эл-энергии турбогенератором);
- в связи со 100% загрузкой паровых котлов, с вводом в эксплуатацию турбогенератора, а также с большим сроком эксплуатации: котельной №3 - 35 лет, котельной №4- 25 лет, необходимо заменить существующие атмосферные деаэраторы на вакуумные.

С вводом в эксплуатацию турбогенератора, производительность котельной №4 по водогрейной части увеличилась на 30 Гкал/час и составляет 150 Гкал/час. В связи с тем, что перспективная нагрузка в зоне действия котельной №4 к 2019 году составит 59,42 Гкал/час, необходимо разработать мероприятия по консервации водогрейного котла ПТВМ-30М.

г. Асино

Решением Совета Асинского городского поселения Томской области №31 от 06.03.2013 г. «Об утверждении Схемы теплоснабжения муниципального образования «Асинское городское

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

поселение» на период до 2028 года» была утверждена схема теплоснабжения Асинского городского поселения.

В разделе 3 «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Асинское городское поселение» на период до 2028 года» говорится, что в 2006-2010 гг. в рамках реализации программы «Модернизация и развитие системы теплоснабжения г. Асино на 2011-2016 гг.» была проведена оптимизация схемы теплоснабжения городского поселения. За счет повышения степени централизации теплоснабжения число коммунальных котельных сократилось с 25 до 16 единиц, установленная мощность с 101,7 Гкал/ч до 72,91 Гкал/ч, протяжённость сетей в двухтрубном исполнении - с 98 до 60,8 км. Реализация проекта межтопливного замещения позволила вывести из употребления дорогостоящее жидкое топливо (нефть). Централизация теплоснабжения обеспечила в значительной степени сокращение производственных издержек.

Вместе с тем, необходимо признать, что потенциальные возможности этого этапа модернизации в основном исчерпаны.

В настоящий момент основными проблемами эксплуатации системы теплоснабжения являются:

- износ основного и вспомогательного оборудования котельных «Автомобилист», «ДРСУ», МПМК»;
- низкая ресурсная эффективность;
- значительный уровень износа сетей;
- высокие непроизводительные потери в тепловых сетях;
- необходимость подключения в перспективе дополнительной тепловой нагрузки (0,191 Гкал/ч) в районе ул. Толстого - ул. Сельская.

За период 2016-2020 гг. схемой теплоснабжения Асинского городского поселения прогнозируется рост тепловой нагрузки потребителей на уровне 5%, к 01.01.2021 г. тепловая нагрузка абонентов составит 49,58 Гкал/ч. Предложения по совершенствованию существующей системы теплоснабжения направлены на повышение надежности, качества и экономичности теплоснабжения, снижение непроизводительных потерь энергии, минимизацию капитальных и эксплуатационных затрат по системе, создание условий для дальнейшего развития жилищного и инфраструктурного строительства на территории города.

В «Схеме теплоснабжения муниципального образования «Асинское городское поселение» на период до 2028 года» представлены следующие предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения:

- закрытие котельной «Автомобилист» и подключение абонентов котельной к сетям «РТП» со строительством двухтрубных транзитных сетей до сетей «Автомобилист», а также заменой участка теплотрассы;

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- монтаж блочно-модульных газовых котельных «РТП», «МПК», «Ленина 91»;
- переключение абонентов «Ж/д Ленина 89», домов ул. Сельская 42, 31а, 31б, 31в, Рабочая 161а, пром. зданий Ленина 130 и Ленина 130/1 на котельную «МПК» с подключением к новой трассе «МПК»- ул. Ленина и отключение участков ветхой сети;
- отключение базы ДРСУ и перевод зданий базы на автономные источники теплоснабжения (газовые индивидуальные котлы в зданиях, газовые излучатели), что приведёт к значительной экономии по тепловой энергии для ДРСУ;
- ряд мероприятий по ликвидации, замене и строительству новых участков тепловых сетей.

8 ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Общие вопросы

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – это источники на основе постоянно действующих или периодически возникающих процессов в природе, а также жизненном цикле растительного и животного мира и жизнедеятельности человека (солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия, геотермальная энергия, энергия приливов, биомасса, низкопотенциальное тепло различных сред: воды, воздуха, грунта и др.).

В отличие от истощаемого органического топлива, возобновляемые источники энергии неисчерпаемы и безопаснее с точки зрения экологии по сравнению с электростанциями на органическом топливе.

Предпосылками к развитию возобновляемых источников энергии в Томской области являются:

- необходимость энергообеспечения локализованного потребителя, удаленного от централизованных энергомагистралей. Из-за обширной территории области часть потребителей не охвачена централизованным теплоснабжением и централизованным электроснабжением. При низкой плотности населения и слабой производственной освоенности, включение этих территорий в централизованную систему энергообеспечения нецелесообразно. Электрификация отдаленных районов осуществляется с помощью локальных дизельных электростанций. Агрегаты большинства дизельных электростанций давно выработали свой ресурс и требуют замены. Частые аварии в электроснабжении приводят к значительным материальным потерям. При этом наносится социальный ущерб населению. Кроме того стоимость вырабатываемой на них энергии очень высока за счет низкой эффективности работы станций и дороговизны дизельного топлива и его доставки;
- суровый климат Томской области, слабое развитие транспортной и энергообеспечивающей инфраструктуры территории;
- рост тарифов на централизованную энергию и рост цен на энергоресурсы;
- необходимость утилизации твердых бытовых и промышленных отходов.

Однако применение ВИЭ в Томской области мало развито. Эффективность применения ВИЭ определяется:

- денежными и материальными затратами на создание, установку и эксплуатацию устройств, использующих эти виды энергии;
- сокращением ущерба от загрязнения окружающей среды;

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- учетом социальных факторов использования ВИЭ (улучшение здоровья людей и их жизненных условий).

В настоящее время можно говорить в основном о концептуальной и технической проработке вопросов использования ВИЭ в Томской области, потенциал которых может быть приведен в действие при благоприятствующих условиях.

Таким условием может являться Постановление правительства Российской Федерации №449 от 28 мая 2013 г., в рамках которого проекты возобновляемой энергетики получают поддержку за счет оптового энергорынка.

В рамках единого отбора проектов ВИЭ в 2013 г. состоялось 12 отдельных отборов: на каждый из 2014–2017 годов в отношении каждого из видов объектов ВИЭ (гидро-, ветро- и солнечные станции). В отношении отобранных проектов будут заключены договоры, обеспечивающие инвесторам гарантированное возмещение затрат в течение 15 лет с базовой доходностью 14% годовых. В июне 2014 года состоялся следующий отбор проектов, по итогам которого определены проекты по строительству объектов ВИЭ, вводимых в 2015–2018 годах.

На территории Томской энергосистемы отобранных проектов ВИЭ в 2013 и 2014 гг. в рамках Постановления правительства Российской Федерации №449 нет. В 2015 году состоится следующий отбор проектов, в котором будут определены проекты по строительству объектов ВИЭ, вводимые в 2016–2019 годах.

Тема использования в Томской области ВИЭ затронута в «Стратегии социально-экономического развития Томской области до 2020 года (с прогнозом до 2025 года)». В стратегии ставится цель увеличить долю энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии до 0,07% в 2018 году.

В «Энергетической стратегии Томской области на период до 2020 года» и монографии «Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении», написанной учеными Томского политехнического университета в 2008 году, проанализированы потенциальные возможности развития энергетики на основе ВИЭ на территории Томской области. На территории региона возможно использование следующих источников энергии:

Солнечная энергия

Распределение потенциальных гелиоресурсов в Томской области носит зональный характер. Наблюдается рост гелиоэнергетических ресурсов с северо-востока на юго-запад, что согласуется с уменьшением широты местности, уменьшением облачности, осадков и другими связанными с ними климатическими факторами.

По потенциальным возможностям поступления солнечной радиации в пределах Томской области можно выделить следующие зоны:

I - юго-западная часть Томской области. Средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность составляют 1100-1200 кВт.ч/м² при средних значениях

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

облачности, прозрачности атмосферы и открытости горизонта. Эти условия обеспечивают стабильную эксплуатацию гелиосистем;

II - центральная часть Томской области. Фоновое значение гелиоэнергетических ресурсов за год составляет 1000-1100 кВт.ч/м². При таких условиях, в целом удовлетворяются требования, необходимые для использования гелиосистем среднего и малого размера;

III - северо-восточная часть Томской области. Потенциальные гелиоресурсы составляют 900-1000 кВт.ч/м². В этом районе условия неблагоприятны для эксплуатации крупных и средних гелиосистем.

Результаты климатических испытаний солнечной батареи в г. Томске, проведённые с 1 ноября 1996 г. по 31 октября 1997 г., показали надёжность и эффективность их использования в условиях Томской области. За исследуемый период на квадратный метр земной поверхности в районе г. Томска пришлось в среднем 4,5 кВт. ч солнечного излучения в день или 1643 кВт.ч/м² за год. Проведённый эксперимент убедительно показал возможность и целесообразность использования солнечных батарей для выработки электрической энергии для маломощных потребителей в пределах Томской области.

Ветроэнергетика

В Томской области ветровой режим регламентирует применение ветро-энергетических установок (ВЭУ) малой мощности, а также автономных ВЭУ с дублированным источником энергии (малые ГЭС, гелиоустановки, дизельные генераторы). Ориентировочное сопоставление децентрализованных зон и распределение средней скорости ветра показало соответствие ветропотенциальной зоны и части потребителей районов области с децентрализованным электроснабжением. Характеристики ветрового режима Томской области подтверждают возможность участия энергетики воздушных потоков в энергобалансе децентрализованных зон. ВЭУ конкурентоспособны по сравнению с дизельными при средней скорости ветра более 3,4 м/с (такие скорости характерны для значительного количества населенных пунктов). Их использование позволяет уменьшить выработку электроэнергии на дизельных электростанциях и экономить дорогое дизельное топливо.

Малая гидроэнергетика

Плоский рельеф, характерный для значительной части территории Томской области, неблагоприятен для строительства плотин и водохранилищ на реках. Междуречные пространства очень слабо возвышаются над уровнями воды в малых реках, долины которых слабо врезаны и не разработаны. Такое же заключение можно сделать и относительно рек, протекающих в древних выположенных ложбинах стока и имеющих неразработанные русла. Несколько благоприятнее условия на территориях с более контрастным рельефом, отличающимся более значительными перепадами высот. Сюда относится, например, юго-восточная часть области в предгорьях Кузнецкого Алатау. В других районах тоже имеются

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

возвышенные элементы рельефа и большие перепады высот вдоль таких рек, как Обь, Васюган и др. Здесь малые реки могут иметь глубокий врез русел и значительные уклоны; поэтому на многих из них вполне возможно сооружение плотин и небольших водохранилищ. Такие территории легко обнаруживаются с помощью составленных для Томской области карт вертикальной расчлененности рельефа.

Энергетический потенциал отдельных малых и средних рек Томской области, на которых проводятся гидрологические наблюдения, составляет 4,1 млрд. кВт.ч, что со всей определенностью свидетельствует о том, что этот потенциал достаточно высок. Таким образом, Томская область обладает определенным потенциалом для малой и микрогидроэнергетики. Имеется и ограниченный опыт использования этого потенциала. Строительство плотин в целях энергетики возможно и на малых равнинных реках, более того, равнинные малые ГЭС уже эксплуатировались в регионе. Опыт использования деривационных установок и погружных гидроагрегатов в регионе практически отсутствует.

Отдельные попытки восстановить мини-ГЭС на малых реках предпринимались до недавних пор. В 2011 году «Западно-Сибирская гидрогенерирующая компания» планировала восстановить и реконструировать гидроэлектростанцию на реке Икса в Чаинском районе Томской области. В 2012 году должна была появиться проектно-сметная документация, а в начале 2013 года — сама ГЭС, мощностью около 4 МВт, которые предполагалось направить на обеспечение электроэнергией населенных пунктов Чаинского района. К сожалению, проект не был реализован.

Биоэнергетика

Томская область богата лесными ресурсами. В период наибольшего развития лесопромышленной деятельности отходы отрасли составляли 260 тыс.т. Даже во время наибольшего развития лесозаготовок лесная промышленность использовала лишь около четвертой части древесного запаса, подлежащего рубке, что привело к накоплению спелых и перестойных насаждений.

В целом потенциальная возможность дров по производству энергии в Томской области оценивается величиной, эквивалентной 3,5 млн. т угля Кузнецкого бассейна. Важно отметить, что дровяное топливо более экологично, в частности, не содержит серы.

Электростанции на древесном топливе эффективны в районах децентрализованного электроснабжения. В случае конкуренции с дизельными электростанциями они вырабатывают существенно (в несколько раз) более дешевую электроэнергию и являются наиболее предпочтительными источниками электрической энергии для изолированных потребителей.

Другим видом ценного биоэнергетического ресурса, распространенного на территории области, является торф. Томская область занимает второе место по запасам торфа после Тюменской области. На ее территории по состоянию на 1994 год выявлено и учтено 1340

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

торфяных месторождений с запасами торфа 29 345 577 тыс. тонн торфа (40% влажности), что составляет 18,07% от запасов Российской Федерации. Практически все районы области имеют запасы торфяного сырья. В ряде районов имеются осушенные торфяники. В настоящее время, несмотря на дороговизну доставки угля, имеются лишь отдельные попытки использовать торф как альтернативное местное топливо. Большие запасы торфа позволяют (в случае наращивания его добычи и производства топливных брикетов) значительно снизить зависимость Томской области от привозного угля, потребляемого котельными.

Геотермальная энергия

Томская область располагает 40-50 % геотермальных ресурсов Западной Сибири, на долю которой в общем российском геотермальном балансе приходится около 70%. По набору типов лечебных и техноценных вод и ярусности их расположения в разрезе ей нет равных в Западной Сибири. В недрах Томской области на доступной глубине (1-4 км) сосредоточено колоссальное (превосходящее все остальные регионы Российской Федерации) количество возобновляемых, наиболее безопасных, дешёвых и стабильных по мощности геотермальных энергоресурсов.

Геотермальное теплоснабжение конкурентоспособно с котельными на всей территории области. Пункты, в которых выявлены термальные месторождения, имеются потребности в тепловой энергии, и целесообразно строительство соответствующих систем: в Асино, Тегульдете, Зырянском, Первомайском, Белом Яре, Бакчаре, Подгорном, Степановке, Назино, Колпашево, Катайге, Нарыме, Парабели, Каргаске и других населенных пунктах.

Примером для использования низкопотенциальных геотермальных вод для производства электрической энергии является эскизный проект строительства на территории Томской области 12 геотермальных электростанций общей мощностью 12 МВт. Проект был инициирован Региональным центром энергосбережения Томской области в 2002 году, прошел экспертизу в Министерстве Природы и Энергетики Российской Федерации и получил поддержку United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) и Global Environment Facility (GEF). Основной целью проекта является обеспечение сельскохозяйственных потребителей Томской области электроэнергией и теплом путем использования запасов геотермальных вод, залегающих практически по всей территории Томской области на глубине 2-4 км. Проведенные исследования потенциала геотермальных вод области позволили оценить его величину в 500-1000 МВт.

В настоящий момент International Finance Corporation (IFC, Международная финансовая корпорация, входит в структуру Всемирного банка) занимается изучением возможности производства альтернативных источников энергии Томской области — леса, ветра, воды, торфа и других, и, возможно, выступит инвестором строительства энергообъектов. Соглашение о сотрудничестве IFC с администрацией Томской области для развития возобновляемой

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

энергетики в регионе было заключено в августе 2012 года. Соглашение предусматривает три проекта, которые проведет IFC: анализ имеющегося в регионе потенциала возобновляемых энергетических ресурсов, определение потребности в технологиях и инвестиционных возможностей, помощь в разработке региональной законодательной базы. После окончания данного исследования возможно более подробное представление потенциала использования ВИЭ в энергетике Томской области.

Реализованные проекты

На сегодняшний день в Томской области уже реализовано несколько проектов по использованию ВИЭ, а также имеются планы по реализации подобных проектов в будущем. Приведем примеры таких проектов.

10 сентября 2014 года в пригороде Томска запустили утилизационную энергетическую установку мощностью 1 МВт, использующую сточные воды очистных сооружений. Электростанция расположена на территории ЗАТО Северск, на городском канализационном коллекторе — месте сброса сточных вод с очистных сооружений Томска и Северска. После очистки вода сбрасывается по водоводу на расстояние 30 км в реку Томь, рядом с поселком Орловка. Именно в районе сброса и построена утилизационная энергетическая установка. Перепад высот от верхней точки до места сброса — 96 метров, это дает необходимое для работы станции давление атмосфер. Электроэнергия, вырабатываемая мини-ГЭС, выдается в общую электрическую сеть и покупается ОАО «Томскэнергосбыт».

Детский сад на 100 мест в микрорайоне г. Томска Зеленые Горки отапливается при помощи геотермального теплового насоса. Для обогрева помещений детского сада используется низкотемпературное геотермальное тепло подземных вод и воздуха. Таким образом, объект работает автономно, обеспечивая себя теплом и горячей водой.

Согласно данным «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Асиновское городское поселение» на период до 2028 года», на момент разработки схемы у ЗАО «Роскитинвест» были планы по расширению производства по выпуску фанеры, ДСП, пиломатериала, для чего предполагается реконструкция существующей котельной с её переводом в когенерационный цикл. Необходимая электрическая мощность — 38 821 кВт. Предполагаемая мощность реконструируемой ТЭЦ 36 МВт электрической мощности. В соответствии с планом развития производства, к 2015-2017 году объём древесных отходов производства составит около 300 тыс.т в год, что позволит обеспечить собственную выработку 16 МВт электроэнергии. Дополнительно 20 МВт мощности предполагается получать при сжигании природного газа.

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

9 ОЦЕНКА ОБЪЕМОВ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПЛЕКС. СВОДНЫЕ ДАННЫЕ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Предложения по развитию электросетевого комплекса энергосистемы Томской области напряжением 110 кВ и выше на период 2016-2020 гг. приведены в разделе 6.

В настоящем разделе приведены капиталовложения по электросетевым объектам с разбивкой на линии электропередачи и подстанции.

Капитальные затраты на строительство электросетевых объектов энергосистемы Томской области на 2016-2020 гг. определены по «Укрупненным стоимостным показателям линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» (324 тм-т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», Москва 2012 г., сборник утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 г. № 385).

За базисный уровень цен принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2000 г., без учета НДС.

Для пересчета капитальных затрат в текущие цены (IV квартал 2014 года), согласно письму Министерства строительства и ЖКХ РФ № 25374-ЮР/08 от 13.11.2014г., применяются следующие индексы изменения сметной стоимости:

- строительно-монтажных работ – 6,62;
- проектных работ – 3,7 к ценам 2001г., для пересчета стоимости ПИР из цен на 01.01.2000 г. в цены 2001г. Кпроект. = 1,19 (Письмо Госстроя РФ от 16.07.2003 г. № НЗ-4316/10);
- прочих работ и затрат – 7,9;
- оборудования – 4,02.

Капиталовложения с разбивкой по энергетическим объектам и их элементам помимо основной стоимости силового оборудования и строительно-монтажных работ учитывают:

- затраты на проектно-изыскательские работы, проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор;
- содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- затраты на благоустройство и временные здания и сооружения;
- прочие работы и затраты.

При реконструкции электросетевых объектов учитывалась стоимость демонтажа.

В расчетах не учтены затраты связанные с оформлением земельных участков и компенсационные выплаты при отводе земель под строительство.

Суммарный объем капвложений пообъектно показан на год ввода объекта в эксплуатацию.

Планируется к вводу в период 2016-2020 гг.:

329/143-ЭЭС.01 Кн.2.1

- ввод электросетевых объектов первых пусковых комплексов транзита 500 кВ Томск – Нижневартовская ГРЭС:
 - 2 новых ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ в одноцепном исполнении: ВЛ 220 кВ Томская – Володино, ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская.

Наряду с этим планируются работы по реконструкции и техническому перевооружению существующих сетей с заменой отдельных элементов основного оборудования.

В таблицах 9.1 и 9.2 представлены вводы и реконструкция электросетевых объектов Томской энергосистемы и объемы капиталовложений в соответствующее сетевое строительство по подстанциям и линиям 110-500 кВ на 2016-2020 гг.

Капиталовложения приведены для электросетевых объектов (существующих), техническое перевооружение и реконструкция которых технически обоснованы необходимостью повышения пропускной способности сети, обеспечения надежного питания узлов нагрузки. Капиталовложения на строительство и реконструкцию устройств противоаварийной автоматики, необходимость которых обоснована в главе 5.4, не приведены. Капиталовложения на данные устройства (после определения их мест установки, принципов действия и состава) должны быть приведены в отдельных проектах.

Суммарный объем капиталовложений по этапам 2016-2020 гг. с разбивкой на подстанции и линии электропередачи на новое строительство, реконструкцию и техперевооружение приведен в таблице 9.3.

По объектам 35 кВ и выше ОАО «ТРК» и объектам 0,4 кВ и выше ООО «Горсети» объемы вводов мощностей и потребность в инвестициях приведены в таблице 9.4 на основании утвержденных инвестиционных программ собственников.

Таблица 9.1 - Рекомендуемые вводы и реконструкция подстанций 110-220-500 кВ Томской энергосистемы на 2016-2020 гг

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Напряжение, кВ	Отчетные показатели на 01.01.2015 г.				Проектные показатели			2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2016-2020 гг.		Примечания
				Год ввода в работу ПС	Год изготовления оборудования	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Дата начала-окончания проекта	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.									
Реконструкция, расширение и техперевооружение																							
500 кВ																							
1	ПС 500 кВ Томская (реконструкция ОРУ 220 кВ с расширением на одну линейную ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ))	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС	500/220/10	1979						2019								101			0	101	Мероприятие предусмотрено СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы с вводом в 2021 г. Рекомендуется приблизить ввод ЛЭП
Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению ПС 500 кВ																							
Кап.вложения, млн. руб.																							
220 кВ																							
1	ПС 220 кВ Советско-Соснинская (замена существующего АТ-4) *	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС	220/110/35/6	1972	1980, 1981, 2013	АТ	2x63, 1x125	АТ	3x125	2011-2016	125	290									125	290	Мероприятие предусмотрено инвестиционной программой ОАО "ФСК ЕЭС" на 2015-2019 годы
2	ПС 220 кВ Советско-Соснинская (реконструкция ОРУ 220 кВ с расширением на одну линейную ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ))	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС	220/110/35/6	1972						2019								101			0	101	Мероприятие предусмотрено инвестиционной программой ОАО "ФСК ЕЭС" на 2015-2019 годы
3	ПС 220 кВ Володино (реконструкция ОРУ 220 кВ с расширением на одну линейную ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ), замена ШР)	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС	220/110/10	1975	1988	ШР	100	ШР	25	2019						25,0	286			25	286	Предусмотрено проектом ВЛ 500 кВ Томская - Парабель	
								УШР	25	2019						25,0				25			
4	ПС 220 кВ Парабель	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Томское ПМЭС	220/110/10	1972	1971, 1981	АТ	3x63	АТ	2x125	2020								250	567	250	567	Для ликвидации перегруза электрооборудования в послеаварийном режиме	
Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению ПС 220 кВ																							
Вводы АТ, МВА																							
Вводы ШР, Мвар																							
Вводы УШР, Мвар																							
Демонтаж АТ, МВА																							
Демонтаж ШР, Мвар																							
Кап.вложения, млн. руб.																							
											125		0		0			250		375			
											0		0		0			25		25			
											0		0		0			25		25			
											-63		0		0			0		-189		-252	
											0		0		0			0		-100		-100	
												290		0		0		387		567		1 244	

Окончание таблицы 9.1

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Напряжение, кВ	Отчетные показатели на 01.01.2015 г.				Проектные показатели			2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2016-2020 гг.		Примечания	
				Год ввода в работу ПС	Год изготовления оборудования	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Дата начала-окончания проекта	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.		МВА, Мвар								
110 кВ																								
1	ПС 110 кВ Колпашево (замена БСК)	ОАО «ТРК»	110/35/10	1972	1988	БСК	26	БСК	37,5	2016	37,5	82									37,5	82	Для нормализации уровней напряжения на подстанциях транзита Асино-Колпашево - Чажемто	
2	ПС 110 кВ Вахская (замена ТТ 110 кВ)	ОАО «ТРК»	110/10	1979		ТТ	3х300	ТТ	3х400	2020									2		0	2	Для ликвидации перегруза электрооборудования в послеаварийных режимах	
3	ПС 110 кВ Сураново (замена ТТ 110 кВ)	ОАО «РЖД»	110/10	1969		ТТ	2х200	ТТ	2х400	2016		1,4									0	1,4	Для ликвидации перегруза электрооборудования в послеаварийных режимах	
Всего по реконструкции, расширению и техпервооружению ПС 110 кВ																								
Вводы БСК, Мвар											37,5		0		0		0		0		37,5			
Демонтаж БСК, Мвар											-26		0		1		2		3		-20			
Кап.вложения, млн. руб.												83,2		0		0		0		2		85,2		
Замена перегруженных трансформаторов 110 кВ																								
1	ПС 110 кВ Западная	ОАО «ТРК»	110/35/10	1969	1971 1967	ТР	40,5 40	ТР	2х63	2019											126	157	Для ликвидации перегруза оставшегося в работе трансформатора в послеаварийном режиме, превышающего 105%	
2	ПС 110 кВ Крапивинская	ОАО «Томскнефть» ВНК	110/35/6	2002	2001	ТР	2х25	ТР	2х40	2017			80	119								80	119	Для ликвидации перегруза оставшегося в работе трансформатора в послеаварийном режиме, превышающего 105%
Всего по реконструкции, расширению и техпервооружению ПС 110 кВ																								
Вводы ТР, МВА											0		80		0		126		0		206			
Демонтаж ТР, МВА											0		-50		0		-80,5		0		-130,5			
Кап.вложения, млн. руб.												0		119		0		157		0		276		

* - Объекты, входящие в Инвестиционные программы

Таблица 9.2 - Рекомендуемые вводы и реконструкция линий электропередачи 220-500 кВ нагрузки Томской энергосистемы на 2016-2020 гг.

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели на 01.01.2015 г.			Проектные показатели			2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2016-2020 гг.		Примечания
			Год ввода в работу ВЛ	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм ²	Протяженность в одноцепном исполнении, км	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм ²	Протяженность в одноцепном исполнении, км	Дата начала-окончания проекта	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.											
Новое строительство																					
220 кВ																					
1	ВЛ 220 кВ Томская – Володино (в габаритах 500 кВ)	МЭС				3хАС-330	106	2019							106	3284			106	3284	Мероприятие предусмотрено проектом СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы с вводом в 2021 г. Рекомендуется приблизить ввод ЛЭП
2	ВЛ 220 кВ Нижнеартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (в габаритах 500 кВ)	МЭС				3хАС-330	30,1	2019							30	932			30	932	Мероприятие предусмотрено проектом СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы с вводом в 2021 г. Рекомендуется приблизить ввод ЛЭП
Всего по новому строительству линий 220 кВ																					
									0		0		0		136,1		0		136,1		
Вводы ВЛ, км																					
Кап.вложения, млн. руб.										0		0		0		4 216		0		4 216	

Таблица 9.3 - Объемы электросетевого строительства и капиталовложений по объектам, рекомендуемым к вводу и реконструкции, схемы развития электрической сети Томской энергосистемы

№ п/п	Наименование объектов и видов работ	2016-2020 гг.	
		Протяженность, км мощность, МВА	Кап.вл., млн. руб. (в ценах 2015 г.)
ПОДСТАНЦИИ			
<i>Реконструкция и расширение ПС</i>			
1	Подстанции 500 кВ	Вводы	101
2	Подстанции 220 кВ	Вводы	375
		Демонтаж	-252
3	Подстанции 110 кВ	Вводы	0
		Демонтаж	0
<i>Замена перегруженных трансформаторов ПС</i>			
1	Подстанции 110 кВ	Вводы	206
		Демонтаж	-130,5
Итого по годам по 500 кВ		Вводы	0
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	1 244
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	361,2
Всего по ПС 110-220-500 кВ			1 706,2
ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ОДНОЦЕПНОМ ИСЧИСЛЕНИИ			
<i>Новое строительство</i>			
2	Линии электропередачи 220 кВ	Вводы	136,1
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	4 216
Всего по ВЛ 220 кВ			4 216
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 500 кВ			101
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 220 кВ			5 460
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 110 кВ			361,2
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 110-220-500 кВ			5 922,2



Закрытое акционерное общество
«Сибирский энергетический научно-технический центр»

Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы

Перспектива развития электроэнергетики Томской области
на период 2016-2020 годы

329/143-ЭЭС

Книга 2.2

Графическая часть



Закрытое акционерное общество
«Сибирский энергетический научно-технический центр»
Департамент электрических сетей
Сибирский институт проектирования энергосистем

Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы

Перспектива развития электроэнергетики Томской области
на период 2016-2020 годы

329/143-ЭЭС

Книга 2.2

Графическая часть

Директор департамента

Д.В. Гладких

Директор института

Е.С. Котиков

Главный инженер проекта

М.В. Кашурников

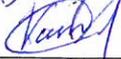
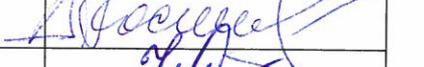
329/143-ЭЭС.01 Кн.2.2

Состав проекта		3
Состав исполнителей		4
Чертежи		5
1 Карта-схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше Томской энергосистемы на 01.01.2015 г. с перспективой развития сетей до 2020 г.	329/143-ЭЭС.05	6
2 Карта-схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше г.Томска на 01.01.2015 г. с перспективой развития сетей до 2020 г.	329/143-ЭЭС.06	7
3 Схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше Томской энергосистемы на 01.01.2015 г. с перспективой развития сетей до 2020 г	329/143-ЭЭС.07	8
4 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Зимний максимум 2016 г. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.08	9
5 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Зимний минимум 2016 г. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.09	10
4 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Летний максимум 2016 г. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.10	11
5 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Летний минимум 2016 г. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.11	12
6 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Зимний максимум 2020 г. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.12	13
7 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Зимний минимум 2020 г. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.13	14
8 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Летний максимум 2020 г. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.14	15
9 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Летний минимум 2020 г. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.15	16
10 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Зимний максимум 2020 г. с учетом вывода генерирующего оборудования без ввода транзита 500 кВ Томская-Нижневартовская ГРЭС. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.16	17
11 Режим потокораспределения и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Зимний максимум 2020 г. с учетом вывода генерирующего оборудования с вводом транзита 500 кВ Томская-Нижневартовская ГРЭС. Нормальный режим	329/143-ЭЭС.17	18

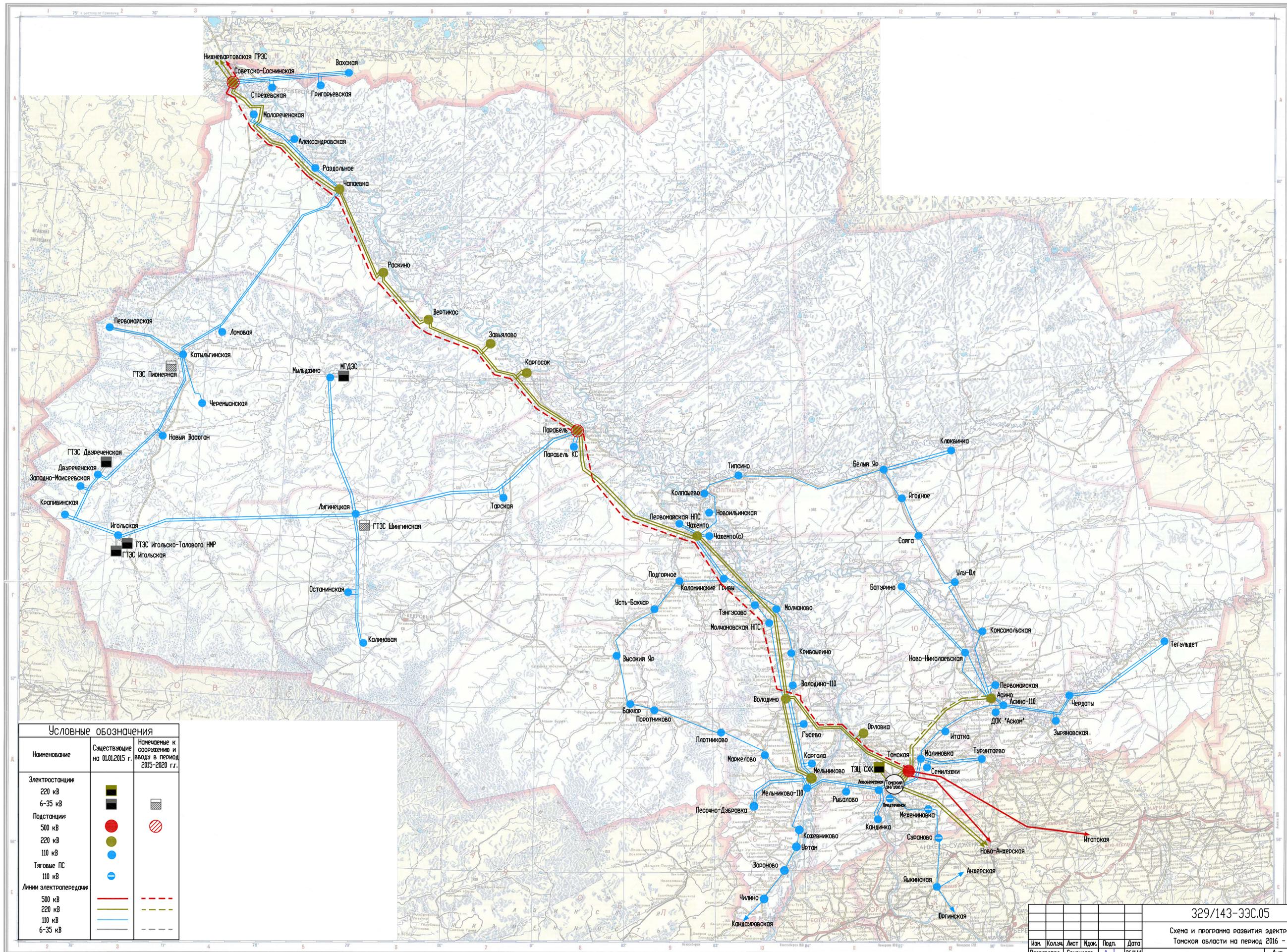
СОСТАВ ПРОЕКТА

Обозначение	Наименование	Примечание
329/143-ЭЭС Книга 1	Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики Томской области в 2010-2014 гг.	
329/143-ЭЭС Книга 2.1	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Пояснительная записка	
329/143-ЭЭС Книга 2.2	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 гг. Графическая часть	

СОСТАВ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	ФИО	Подпись
Главный инженер	Жидков А.А	
Главный инженер проекта	Кашурников М.В.	
Начальник отдела	Деева Т.В.	
Зам. начальника отдела	Бондарева Н.С.	
Главный специалист	Волощук Л.А.	
Ведущий инженер	Авсиевич Г.Я.	
Ведущий инженер	Глазырина О.А.	
Ведущий инженер	Костырев А.В.	
Инженер 1 категории	Чигвинцев И.С.	
Инженер 1 категории	Паршина Н.П.	
Инженер	Семендяев Р.Ю.	

ЧЕРТЕЖИ



Условные обозначения

Наименование	Существующие на 01.01.2015 г.	Намечаемые к сооружению и вводу в период 2015-2020 гг.
Электростанции:		
220 кВ	■	■
6-35 кВ	■	■
Подстанции:		
500 кВ	●	●
220 кВ	●	●
110 кВ	●	●
Тяговые ПС	●	●
110 кВ	●	●
Линии электропередачи:		
500 кВ	—	—
220 кВ	—	—
110 кВ	—	—
6-35 кВ	—	—

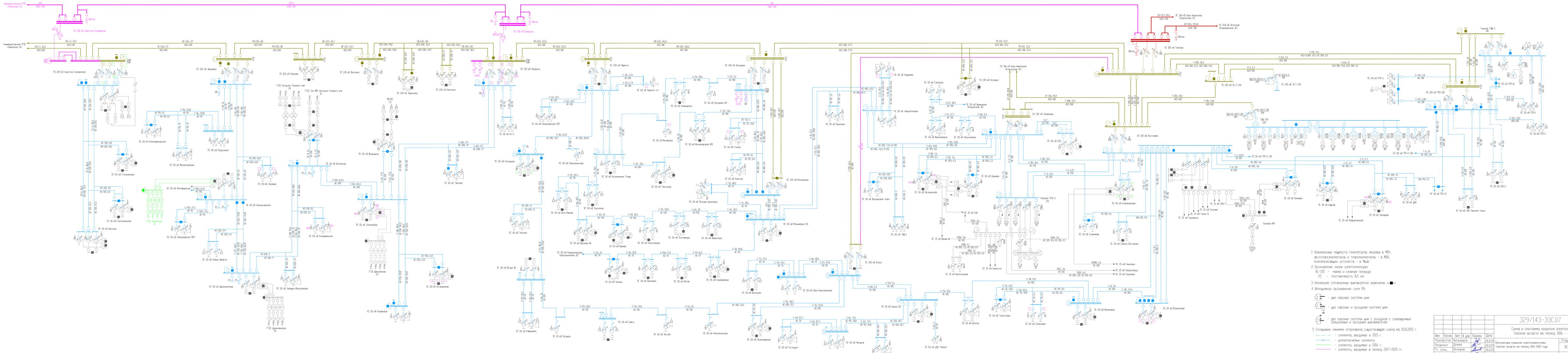
						329/143-330.05			
						Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы			
Изм.	Колыч	Лист	Дата	Подп.	Дата	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы	Лит.	Лист	Листов
Разработал	Семенов	Лист	26.11.14	В.С.	26.11.14		ВС		1
Проверил	Гладышев	Лист	26.11.14		26.11.14				
Гл. спец.	Воложж	Лист	26.11.14		26.11.14				
Нач. отд.	Деева	Лист	26.11.14		26.11.14				
ГИП	Кашеников	Лист	26.11.14		26.11.14	Карта-схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше Томской энергосистемы на 01.01.2015 с перспективой развития сетей до 2020 г.			
Нормоконтр.	Мерзляков	Лист	26.11.14		26.11.14				ЗАО "Сибирский ЭНЦ" СИПЭС



Условные обозначения

Наименование	Существующие на 01.01.2015 г.	Намеченные к сооружению и вводу в период 2015-2020 г.г.
Электростанции:		
220 кВ		
110 кВ		
Подстанции:		
220 кВ		
110 кВ		
Тяговые ПС		
110 кВ		
Линии электропередач:		
220 кВ		
110 кВ		

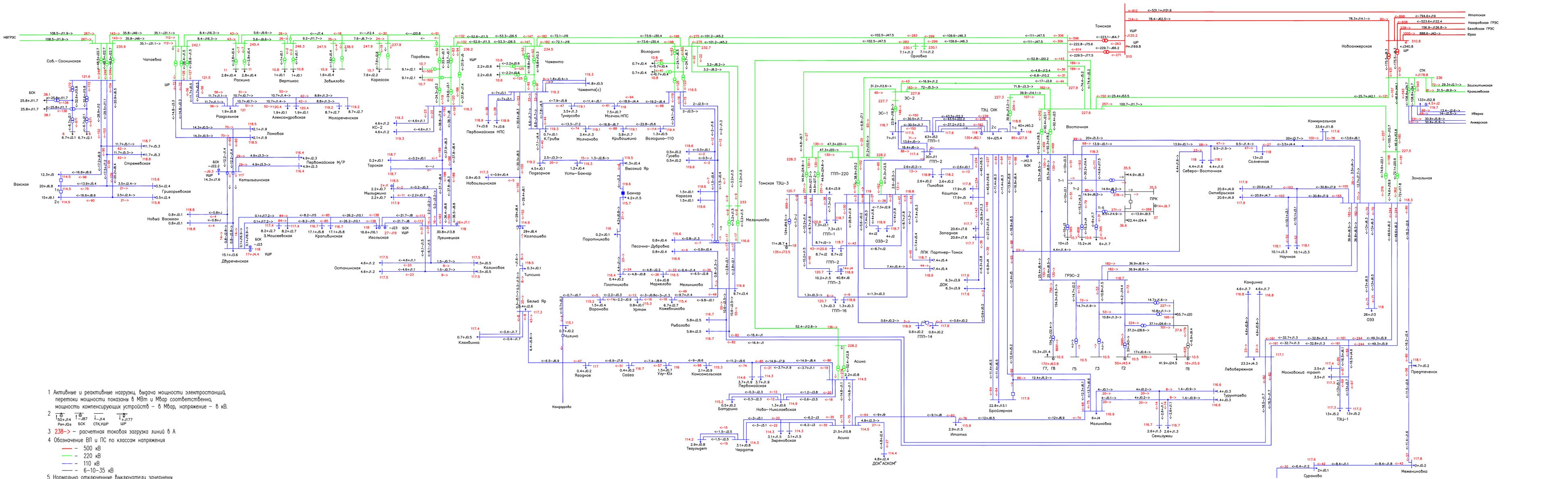
						329/143-ЗЭС.06			
						Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы			
Изм.	Кол-во	Лист	Иск.	Подп.	Дата	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы	Лит.	Лист	Листов
							ВС		1
Разработал	Семедьяев				26.11.14				
Проверил	Глазырина				26.11.14				
Гл. спец.	Волощук				26.11.14				
Нач. отд.	Деева				26.11.14	Карта-схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше г. Томска на 01.01.2015 с перспективой развития сетей до 2020 г.	ЗАО "Сибирский ЗНЦ" СИПЭС		
ГИП	Кашерников				26.11.14				
Нормоконтр.	Мерляков				26.11.14				



1. Номинальные мощности генераторов указаны в МВт, автотрансформаторов и трансформаторов - в МВА, компенсирующих устройств - в Мвар
2. Обозначение линий электропередачи: AC-150 - марка и сечение провода, 25 - протяженность ВЛ, км
3. Нормально отключаемые выключатели обозначены
4. Упрощенное обозначение схем РУ
5. Шпильными линиями отобрана суммарная схема на 01.01.2015 г.
 - элементы, вводимые в 2015 г.
 - элементные элементы
 - элементы, вводимые в 2016 г.
 - элементы, вводимые в период 2017-2020 гг.

329/143-ЗЭС.07				
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы				
Имя	Колуч	Лист IV	Лист	Дата
Григорьев	Чувапцев			26.11.14
Павлов	Девял			26.11.14
Гл. спец.	Волоцкий			26.11.14
Нач. отд.	Девял			26.11.14
Гл.Инж.	Корытников			26.11.14
Нормоконтроль	Мерлякова			26.11.14

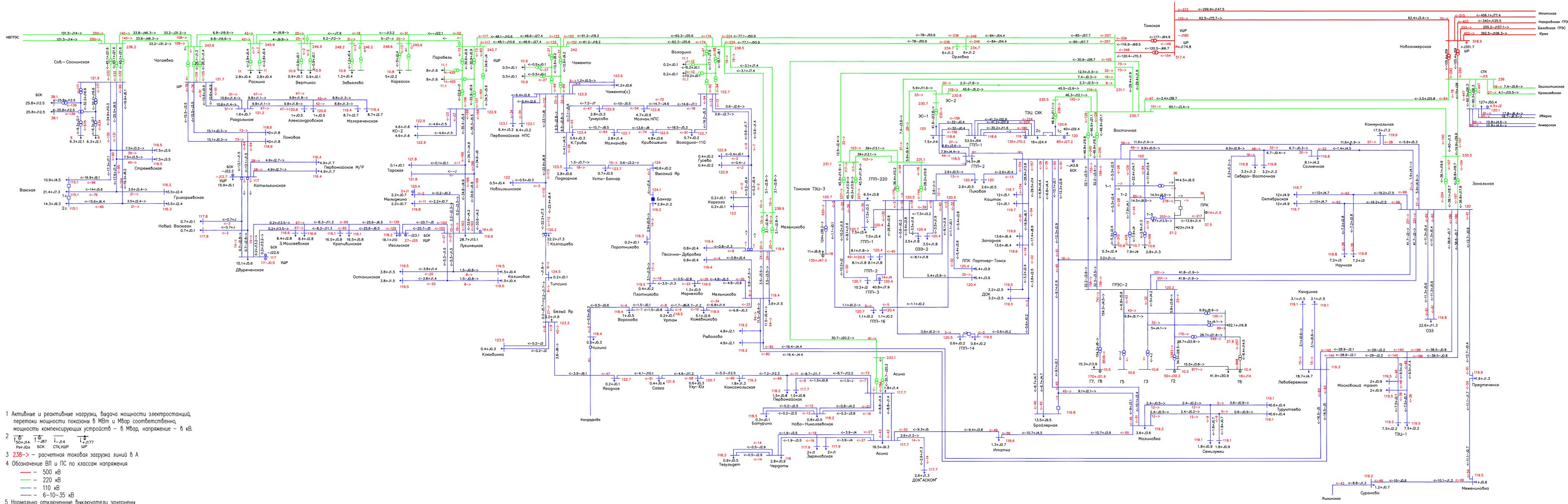
329/143-ЗЭС.07		
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы		
Страница	Лист	Листов
ВС		1
ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"		
СИПЭС		



- Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, перетоки мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 500 кВ
 - 220 кВ
 - 110 кВ
 - 6-10-35 кВ
- 238 - расчетная токовая загрузка линий в А
- Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
- Нормально отключенные выключатели зачернены
- схематично показаны линий, нормально отключенные
 - схематично показаны линий, нормально отключенные с одной стороны

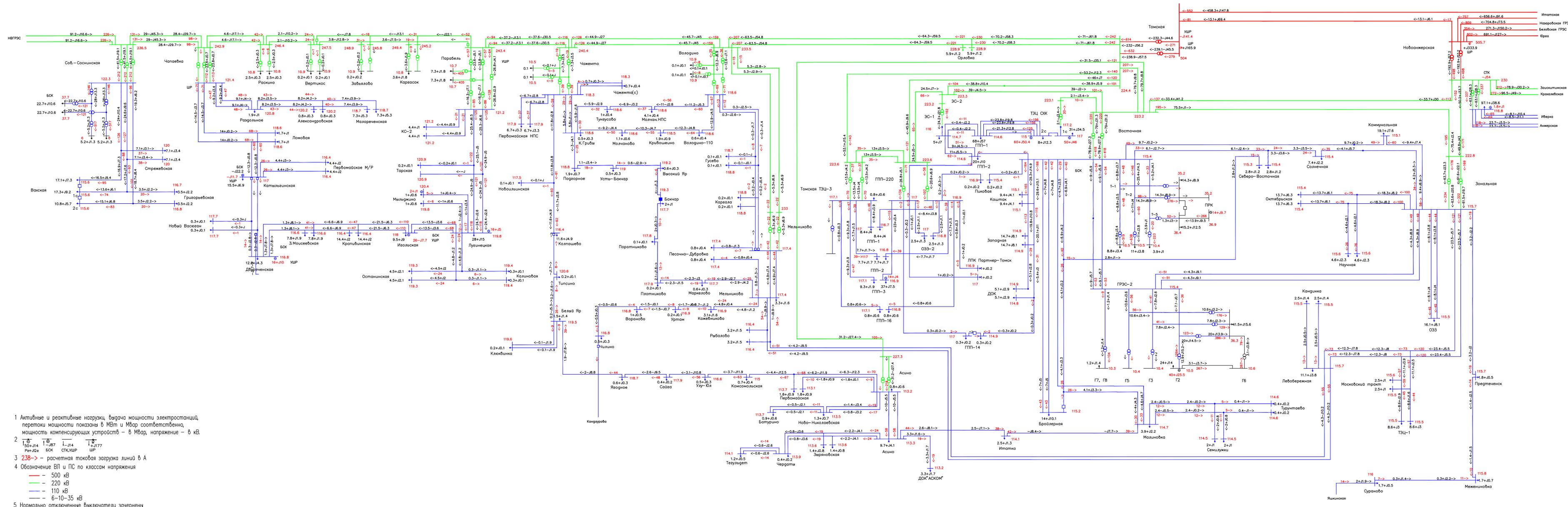
329/143-ЭЭС.08						
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы						
Имя	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Студия Лист Листов ВС 1
Разработал	Костырев	26.11.14			26.11.14	
Проверил	Бондарева	26.11.14			26.11.14	
Гл. спец.	Волощук	26.11.14			26.11.14	
Нач. отд.	Деева	26.11.14			26.11.14	
ГИП	Кауричилов	26.11.14			26.11.14	Регион потакоисапределения и уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Экономический режим 2016 г. Нормальный режим
Нормоконтр	Мераляков	26.11.14			26.11.14	

Перспектива развития электроэнергетики
Томской области на период 2016-2020 годы



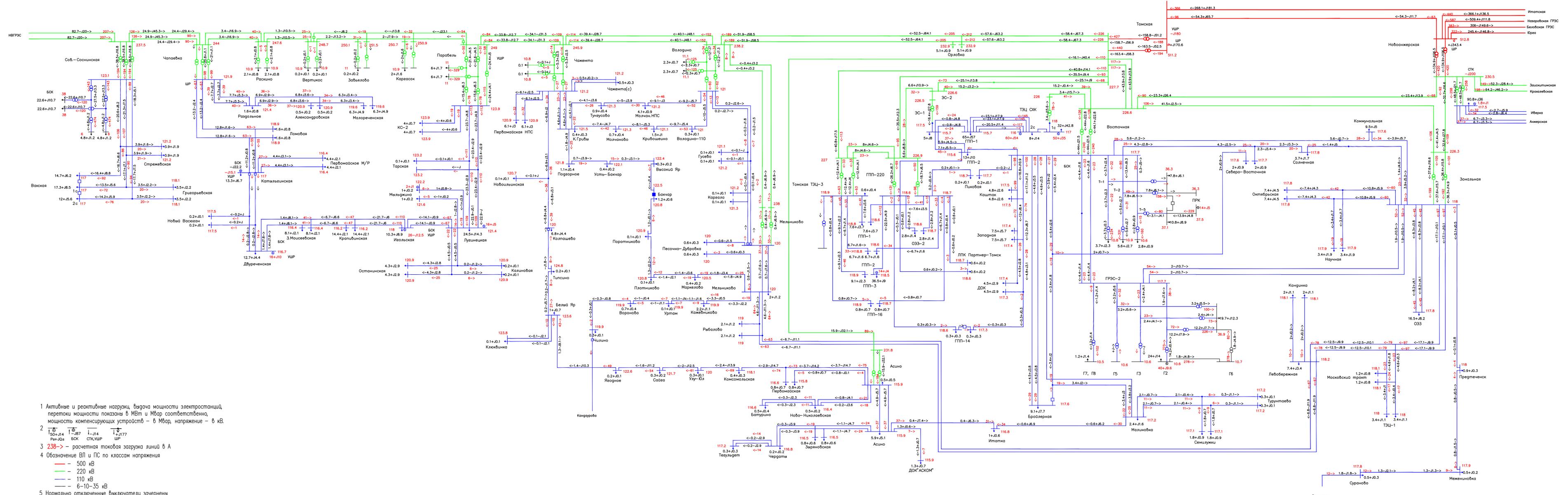
- Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, потоки мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 500 кВ
 - 220 кВ
 - 110 кВ
 - 6-10-35 кВ
- 238 - расчетная токовая загрузка линий в А
- Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
- Нормально отключенные выключатели зачернены
- схематично показаны линии, нормально отключенные
 - схематично показаны линии, нормально отключенные с одной стороны

										329/143-ЭЭС.09	
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы											
Имя	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы		Стадия	Лист	Листов	
Разработал	Костырев				26.11.14			ВС		1	
Проверил	Бондарева				26.11.14						
Гл. спец.	Воложук				26.11.14						
Нач. отд.	Деева				26.11.14	Режим потокоагрегирования и уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Экономический анализ 2016 г. Национальный режим					ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"
ГИП	Кашурников				26.11.14						
Нормоконтр	Меравяков				26.11.14						



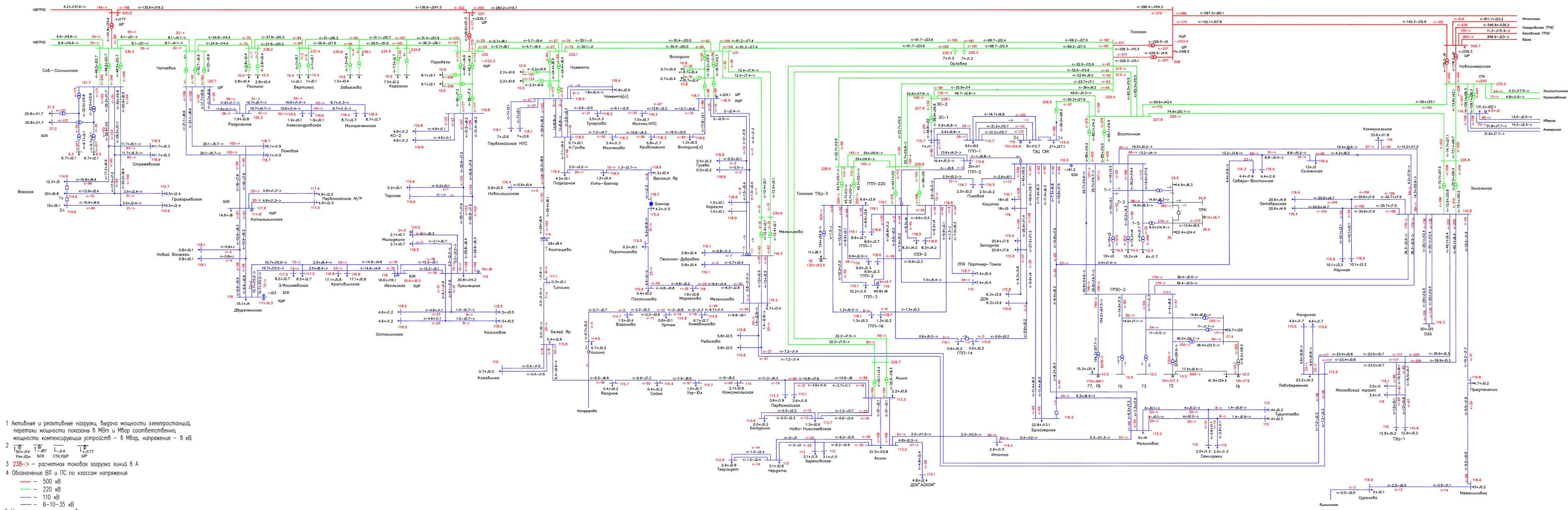
- Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, перетоки мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- | | | | |
|----------|-----|--------|-----|
| 50+114 | 107 | 114 | 117 |
| Рез-10кВ | БСК | сткУШР | Ш |
- 238-> – расчетная токовая загрузка линий в А
- Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
 - 500 кВ
 - 220 кВ
 - 110 кВ
 - 6-10-35 кВ
- Нормально отключенные выключатели зачернены
- схематично показаны линий, нормально отключенные
 - схематично показаны линий, нормально отключенные с одной стороны

329/143-ЭЭС.10									
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 – 2020 годы									
Имя	Код	Лист	№ док	Подпись	Дата	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Костырев				26.11.14				
Проверил	Бондарева				26.11.14				
Гл. спец.	Воложук				26.11.14				
Нач. отд.	Деева				26.11.14				
ГИП	Кашурников				26.11.14	Режим потокораспределения и уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергоистемы. Летний максимум 2016 г. Нормальный режим	3АО "Сибирский ЭНТЦ"		
Нормоконтр	Меравяков				26.11.14				



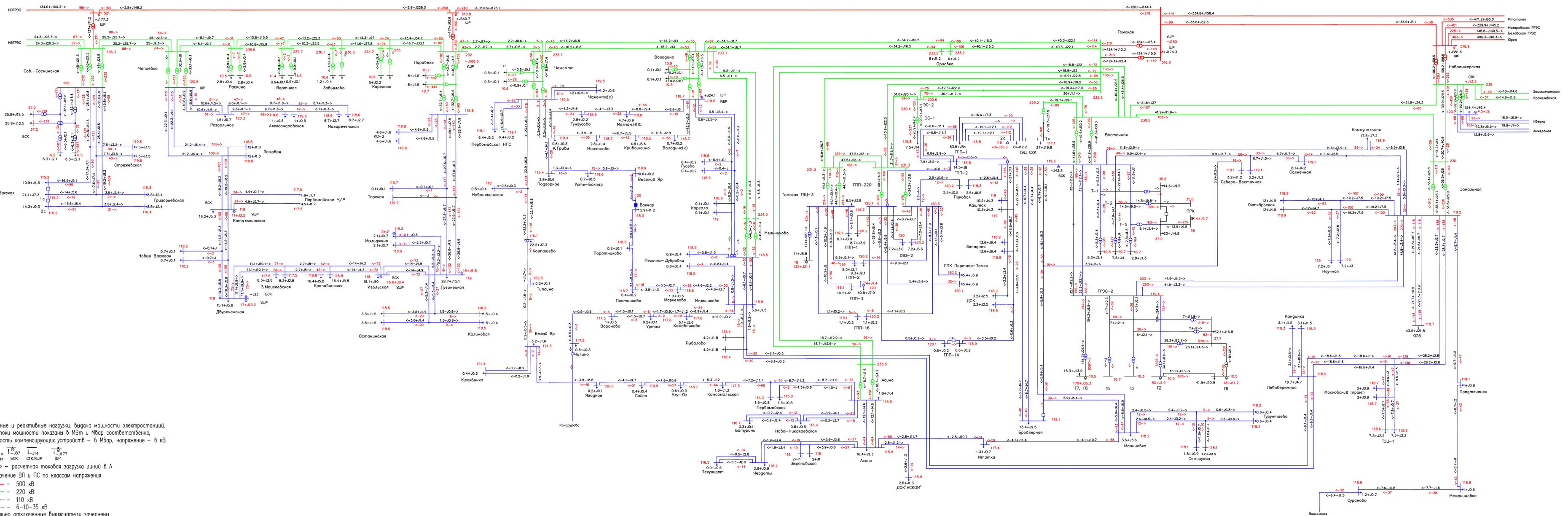
- Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, передачи мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 500 кВ
 - 220 кВ
 - 110 кВ
 - 6-10-35 кВ
- 238 - расчетная токовая загрузка линий в А
- Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
- Нормально отключенные выключатели зачернены
- схематично показаны линий, нормально отключенные
 - схематично показаны линий, нормально отключенные с одной стороны

					329/143-ЭЭС.11			
					Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы			
Имя	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Статус	Лист	Листов
Разработал	Костырев				26.11.14	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы	ВС	1
Проверил	Бондарев				26.11.14			
Гл. спец.	Воложук				26.11.14			
Нач. отд.	Деева				26.11.14			
ГИП	Каурничков				26.11.14			
Нормоконтр	Меравяков				26.11.14	Режим потокоаперации и уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергосистемы. Летний режим 2016 г. Нормальный режим		
						ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"		



- Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, перетоки мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 500 кВ – ШП
 - 220 кВ – БСК
 - 110 кВ – СТКУШ
 - 6-10-35 кВ – Ш
- 238 -> – расчетная токовая загрузка линий в А
- Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
- Нормально отключенные выключатели зачернены
- схематично показаны линий, нормально отключенные
 - схематично показаны линий, нормально отключенные с одной стороны

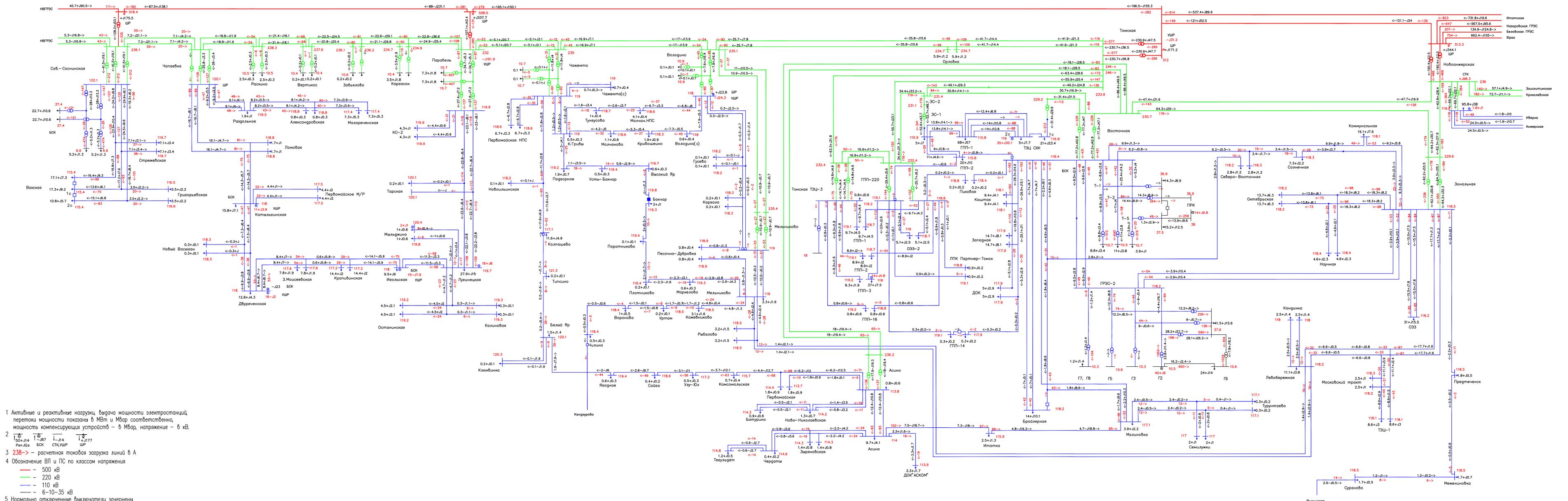
329/143-ЭЭС.12											
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 – 2020 годы											
Имя	Код	Лист	№ док	Подпись	Дата	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы	Стадия	Лист	Листов		
Разработал	Абсеевич				26.11.14					ВС	1
Проверил	Бондарева				26.11.14						
Гл. спец.	Воложук				26.11.14						
Нач. отд.	Деева				26.11.14						
ГИП	Каурунчиков				26.11.14						
Нормоконтр	Мерзляков				26.11.14	Режим потокоагрегирования и уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергоистемы Энергия максимум 2020 г. Нормальный режим	ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"				



- Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, перетоки мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 500 кВ – линия
 - 220 кВ – линия
 - 110 кВ – линия
 - 6-10-35 кВ – линия
- 238 -> – расчетная токовая загрузка линий в А
- Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
- Нормально отключенные выключатели зачернены
- схематично показаны линий, нормально отключенные
 - схематично показаны линий, нормально отключенные с одной стороны

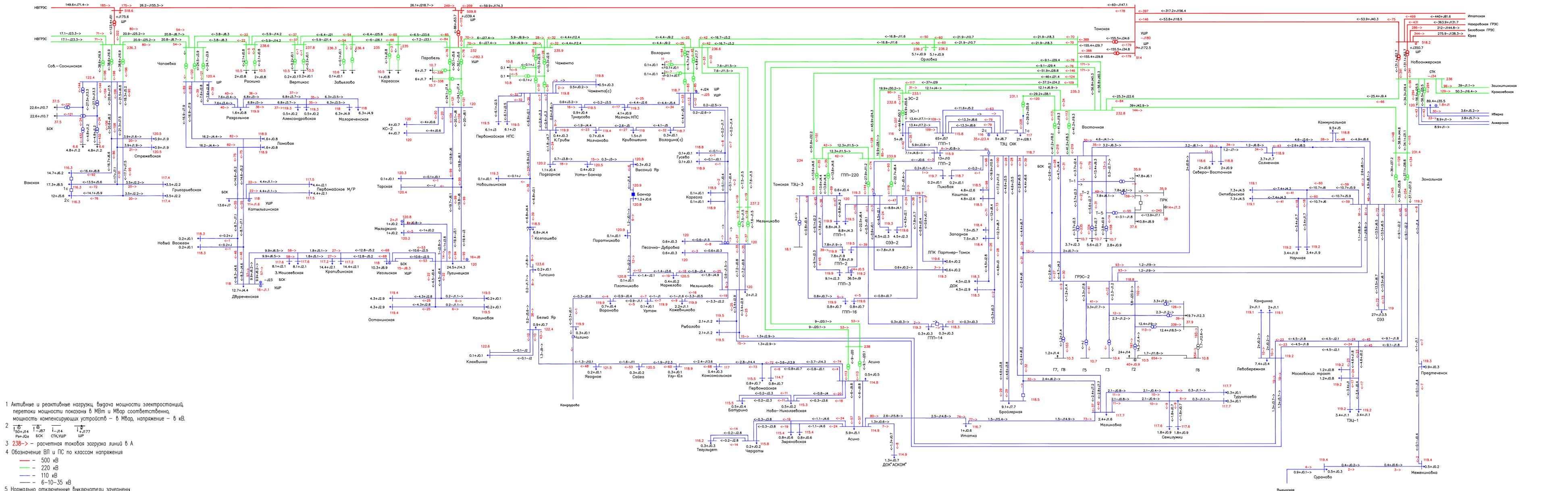
329/143-ЭЭС.13													
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 – 2020 годы													
Имя	Колуч	Лист	№рек	Подпись	Дата	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы	Стадия	Лист	Листов				
Разработал	Абсеевич				26.11.14					Режим потокоадресаделения и уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергоистемы. Экономический анализ 2020 г. Нормативный режим	ВС		1
Проверил	Бондарева				26.11.14								
Гл. спец.	Воложук				26.11.14								
Нач. отд.	Деева				26.11.14								
Нормоконтр.	Кашурников				26.11.14								
	Мераваков				26.11.14								

ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"



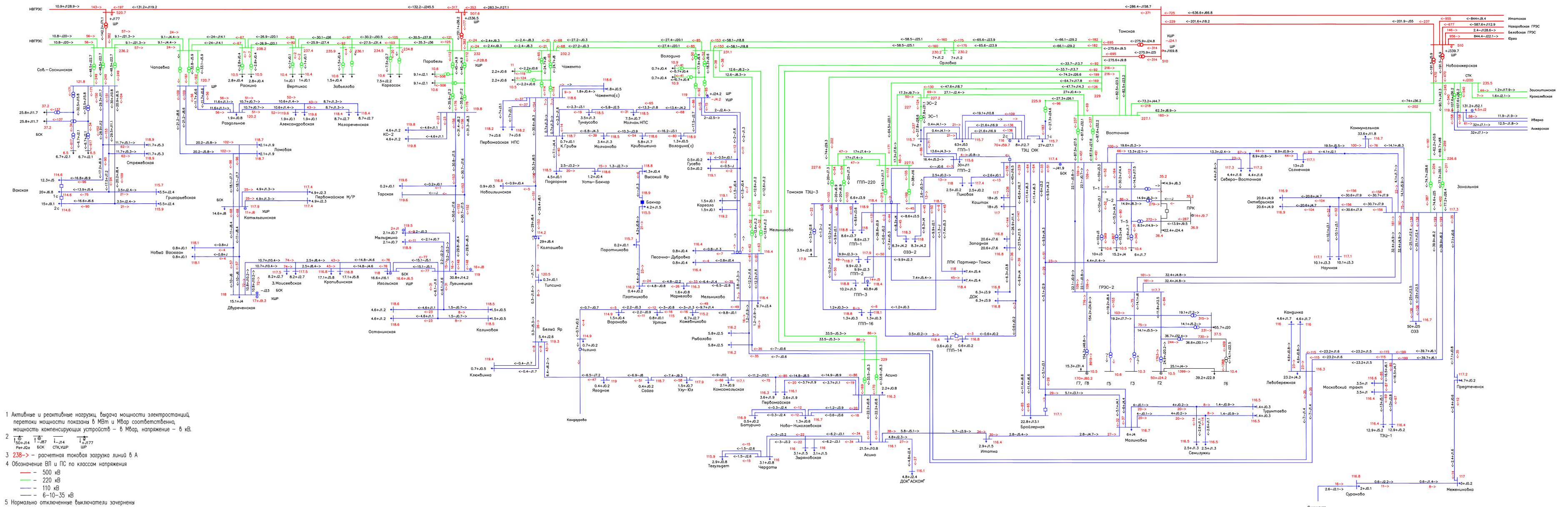
- Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, перетоки мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 500 кВ
 - 220 кВ
 - 110 кВ
 - 6-10-35 кВ
- 238 -> - расчетная токовая загрузка линий в А
- Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
- Нормально отключенные выключатели зачернены
- схематично показаны линий, нормально отключенные
 - схематично показаны линий, нормально отключенные с одной стороны

					329/143-ЭЭС.14			
					Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы			
Имя	Колуч	Лист	N ок	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Абсеевич				26.11.14	Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы	ВС	1
Проверил	Бондарева				26.11.14			
Гл. спец.	Воложук				26.11.14			
Нач. отд.	Деева				26.11.14			
ГИП	Кауричио				26.11.14			
Нормоконтр	Меравяков				26.11.14	Режим потокораспределения и уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергоистемы. Летний максимум 2020 г. Нормальный режим		ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"



- Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, переключатели мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 500 кВ
 - 220 кВ
 - 110 кВ
 - 6-10-35 кВ
- 238 -> - расчетная токовая загрузка линий в А
- Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
- Нормально отключенные выключатели зачернены
- схематично показаны линий, нормально отключенные
 - схематично показаны линий, нормально отключенные с одной стороны

329/143-ЭЭС.15				
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы				
Имя	Колуч	Лист	№рек	Подпись
Разработал	Абсеевич	26.11.14		
Проверил	Бондарева	26.11.14		
Гл. спец.	Воложук	26.11.14		
Нач. отд.	Деева	26.11.14		
ГИП	Кашурников	26.11.14		
Нормоконтр	Меразюков	26.11.14		
Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы				
Стадия	Лист	Листов		
ВС		1		
Режим потокоапрделения и уровня напряжения в сетях 110 кВ и выше Томской энергоистемы. Летний режим 2020 г. Нормальный режим				
ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"				



- 1 Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанций, переотки мощности показаны в МВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 2
 - 500 кВ БСК сткУШР ШР
 - 220 кВ БСК сткУШР ШР
 - 110 кВ БСК сткУШР ШР
 - 6-10-35 кВ БСК сткУШР ШР
- 3 238--> – расчетная токовая загрузка линий в А
- 4 Обозначение ВЛ и ПС по классом напряжения
- 5 Нормально отключенные выключатели зачернены
- 6
 - схематично показаны линий, нормально отключенные
 - схематично показаны линий, нормально отключенные с одной стороны

329/143–ЭЭС.17				
Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 – 2020 годы				
Имя	Колуч	Лист	№рек	Подпись
Разработал	Абсеевич	26.11.14		
Проверил	Бандарев	26.11.14		
Гл. спец.	Воложук	26.11.14		
Нач. отд.	Деева	26.11.14		
ГИП	Кауринович	26.11.14		
Нормоконтр	Мерзляков	26.11.14		
Перспектива развития электроэнергетики Томской области на период 2016-2020 годы				
Стадия	Лист	Листов		
ВС		1		
ЗАО "Сибирский ЭНТЦ"				