

Утверждаю:
Первый заместитель
Губернатора Челябинской
области
_____ С.Л. Комяков

**Схема и направления перспективного
развития электроэнергетики
Челябинской области на 2011-2016 годы**

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
СП	Состав проектной документации	
ТЧ	Текстовая часть Содержание	
	Графическая часть	
лист 1	Карта-схема. Существующие и сооружаемые по 2015 г. электрические сети 110 кВ и выше Челябинской энергосистемы	
лист 2	Карта-схема. Существующие и сооружаемые по 2015 г. электрические сети 110 кВ и выше Центрального энергорайона	
лист 3	Карта-схема. Существующие и сооружаемые по 2015 г. электрические сети 110 кВ и выше г. Челябинска	
лист 4	Карта-схема. Существующие и сооружаемые по 2015 г. электрические сети 110 кВ и выше Кропачево – Златоустовского энергорайона	
лист 5	Карта-схема. Существующие и сооружаемые по 2015 г. электрические сети 110 кВ и выше энергорайона Южноуральск – Троицк – Карталы	
лист 6	Карта-схема. Существующие и сооружаемые по 2015 г. электрические сети 110 кВ и выше Магнитогорского энергорайона	

Обозначение	Наименование	Примечание
лист 7	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше. Челябинская энергосистема в отчетный зимний максимум 2010 г. Нормальный режим	
лист 8	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше. Челябинская энергосистема в отчетный летний максимум 2010 г. Нормальный режим	
лист 9	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше. Челябинская энергосистема в зимний максимум 2015 г. Нормальный режим	
лист 10	Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше. Челябинская энергосистема в летний максимум 2015 г. Нормальный режим	


Состав проектной документации

Но- мер тома	Обозначение	Наименование	Приме- чание
1	т1	Общее направление развития электроэнергетического комплекса Челябинской области на период 2011-2016 годы	
2	т2	Существующие и перспективные уровни электропотребления и электрических нагрузок. Распределение нагрузок по подстанциям 110 кВ и выше	
3	т3	Развитие электрических сетей 110 кВ и выше на период до 2016 г. Челябинский энергорайон	
4	т4	Развитие электрических сетей 110 кВ и выше на период до 2016 г. Северный энергорайон	
5	т5	Раздел «Теплоснабжение»	
6	т6	Развитие электрических сетей 110 кВ и выше на период до 2016 г. Кропачево – Златоустовский энергорайон	
7	т7	Развитие электрических сетей 110 кВ и выше на период до 2016 г. Южноуральск – Троицк – Карталы	
8	т8	Развитие электрических сетей 110 кВ и выше на период до 2016 г. Магнитогорский энергорайон	
9	т9	Расчеты статической устойчивости сетей 110 кВ и выше	

Список исполнителей

РАЗРАБОТАЛ


Руководитель сектора развития энергетики


Подпись, дата

А. П. Янович

ПРОВЕРИЛ


Начальник отдела организации производства


Подпись, дата

Р. X. Харизов

СОГЛАСОВАНО

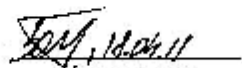
Начальник Челябинского отделения
комплексного проектирования


Подпись, дата

Г. Ю. Ермилина

НОРМОКОНТРОЛЬ

Инженер I категории


Подпись, дата

Е. В. Занчев

Оглавление

1. Введение.....	7
2. Текущая ситуация в электроэнергетике Челябинской области.....	8
2.1. Общая характеристика региона.....	8
2.2. Характеристика энергосистемы.....	9
2.3. Динамика и структура электропотребления.....	10
2.4. Динамика максимальных нагрузок.....	12
2.5. Основные характеристики генерирующих мощностей.....	13
2.5.1. Характеристика генерирующих мощностей сектора централизованного энергоснабжения.....	13
2.5.2. Характеристика распределенной генерации и ВИЭ.....	15
2.6. Отчетные балансы электроэнергии и мощности за 2009 год.....	16
2.7. Ключевые факторы, оказывающие существенное влияние на текущее состояние энергосистемы.....	17
3. Прогнозы электропотребления по Челябинской области на период 2011 – 2020 гг.....	18
3.1. Сценарные условия, определяющие потребление и выработку электроэнергии в прогнозном периоде.....	18
3.2. Прогноз электропотребления по энергосистеме.....	22
4. Прогноз максимумов нагрузки по Челябинской области на период 2011-2020 гг.....	34
5. Прогноз развития генерирующих мощностей Челябинской области на период 2011 – 2020 гг.....	38
5.1. Прогнозные объемы вводов новых генерирующих мощностей.....	38
5.2. Прогнозные объемы демонтажа и модернизации генерирующего оборудования... ..	41
5.3. Прогноз динамики установленной мощности электростанций.....	42
6. Прогнозный баланс мощности по Челябинской области на период 2011 - 2020гг.....	43
7. Прогнозные балансы электроэнергии по Челябинской области на период 2011 – 2020 гг. 50	
8. Электрические сети.....	56
8.1. Центральный энергорайон.....	57
8.2. Златоустовский энергорайон.....	61
8.3. Троицкий энергорайон.....	62
8.4. Магнитогорский энергорайон.....	64
9. Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше.....	67
10. Список использованных источников.....	67
11. Перечень принятых сокращений.....	68
Приложения.....	69

1. Введение

Настоящая работа выполнена по договору №6.1337.11 от 01.04.2011 с филиалом ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго».

Задачей работы является:

- определение электропотребления, максимальных электрических нагрузок, развития электрических станций, балансов мощности и электроэнергии на период 2011 – 2016 годы;
- разработка развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2011 – 2016 годы;
- определение динамики потребления основных потребителей тепловой энергии и источников покрытия тепловой энергии на период 2011 – 2016 годы.

В настоящем томе, в связи с сжатыми сроками выполнения работы, рассмотрены общие уровни электропотребления и максимальных электрических нагрузок, развитие станций, балансы мощности и электроэнергии и концепция развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше. В последующих томах вышеперечисленные направления развития электроэнергетики будут уточняться. В основном это относится к развитию сетей 110 кВ и выше.

При выполнении работы использовались:

- Прогнозы электропотребления, максимумов нагрузки, балансов электроэнергии и мощности по Челябинской области до 2020 года (АПБЭ, 2010)
- «Схема развития электроэнергетического комплекса Челябинской области на период до 2015 г. с перспективой до 2020 г.» (институт «Уралэнергосетьпроект», 2008-2010 гг.)

2. Текущая ситуация в электроэнергетике Челябинской области

2.1. Общая характеристика региона

Челябинская энергосистема входит в Объединенную энергосистему Урала и обслуживает территорию Челябинской области площадью 88,5 тыс. кв. км с населением 3509,8 тыс. человек. Крупные города – Челябинск, Магнитогорск, Златоуст, Миасс, Копейск.

Промышленность Челябинской области представлена преимущественно обрабатывающим производством, которое составляет 91% объема промышленного производства на территории области и 40,9% объема производства в обрабатывающем производстве УрФО. Профилирующие производства – металлургическое (черная и цветная металлургия), производство машин и оборудования – обладают высокой фондо- и материалоемкостью с сильной зависимостью от конъюнктуры сырьевых рынков. Добыча полезных ископаемых представлена добычей железных и медных руд, угля.

Экономический спад, определяемый высокой зависимостью от мировых сырьевых рынков, в Челябинской области наиболее существенно проявился в промышленном производстве. В 2009 году индекс производства составил 80,5% к уровню 2008 года. По добыче полезных ископаемых индекс производства составил 70,1% к уровню 2008 года; в обрабатывающих производствах – 78,1% к уровню 2008 года; в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды – 92,0% к уровню 2008 года.

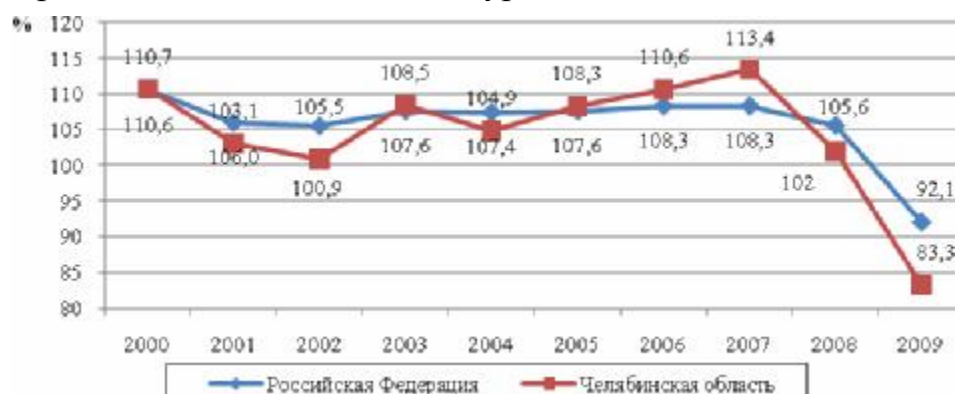


Рисунок 1. Сравнение темпов роста ВРП Челябинской области и ВВП РФ

В 2009 году ВРП Челябинской области снизился в сопоставимых измерениях на 8,8% и составил 571 млрд. руб. Динамика темпов роста ВРП Челябинской области по сравнению с ВВП Российской Федерации представлена на рисунке 1.

2.2. Характеристика энергосистемы

Челябинская энергосистема граничит со Свердловской, Курганской, Оренбургской, Башкирской энергосистемами и с ЕЭС Казахстана.

Генерирующие источники энергосистемы Челябинской области представлены преимущественно объектами централизованного энергоснабжения (99%) и в незначительной степени объектами распределенной генерации. В диспетчерском отношении генерирующие источники на территории энергосистемы подчиняются ОДУ Урала.

На территории Челябинской области действуют электростанции, принадлежащие следующим компаниям: ОАО «Фортум», ОАО «ОГК-2», ОАО «ОГК-3», а также блок-станции промышленных предприятий. Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы на 01.01.2010 г. составила 4999 МВт.

Наиболее крупные электростанции, расположенные на территории области: Троицкая ГРЭС, Южно-Уральская ГРЭС, Челябинская ТЭЦ-1, Челябинская ТЭЦ-2, Челябинская ТЭЦ-3, Аргаяшская ТЭЦ, Челябинская ГРЭС.

Эксплуатацию электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше осуществляет филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала (Южно-Уральский ПМЭС), а 110 кВ и ниже – филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго».

На территории энергосистемы действуют электрические сети напряжением 500, 220, 110 кВ и ниже. Челябинская энергосистема имеет развитые электрические связи с Курганской, Свердловской, Оренбургской, Башкирской энергосистемами ОЭС Урала, а также с ЕЭС Казахстана, по которым осуществляются балансовые перетоки мощности и электроэнергии. На рисунке 2 представлена блок-схема внешних электрических связей Челябинской энергосистемы.

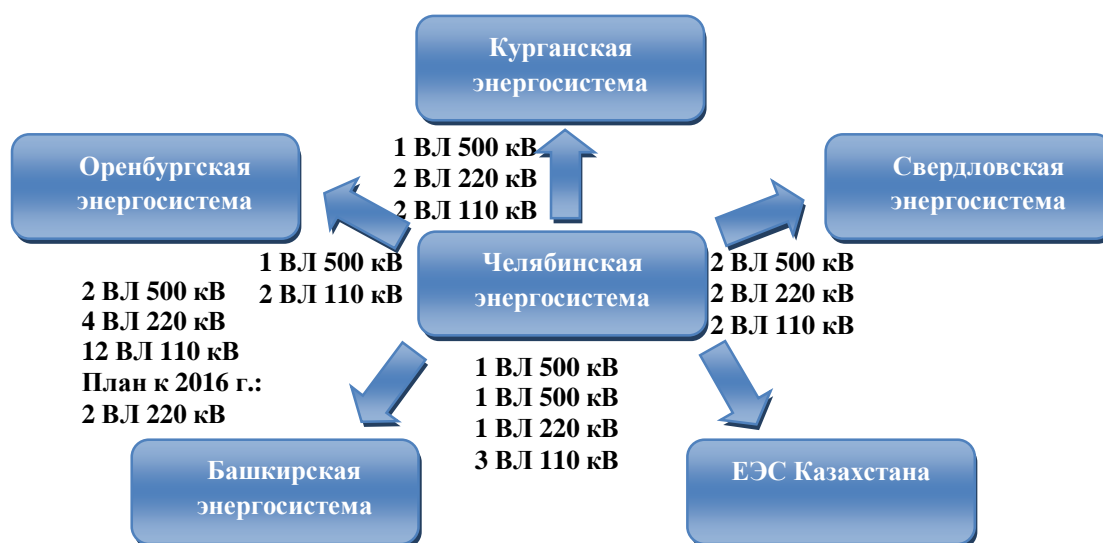


Рисунок 2. Связи Челябинской энергосистемы с энергосистемами соседних регионов

2.3. Динамика и структура электропотребления

Динамика потребления электроэнергии в Челябинской энергосистеме, начиная с 2005 года, представлена в таблице 1¹.

Таблица 1. Динамика потребления электроэнергии в Челябинской энергосистеме

Наименование показателя	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Электропотребление, млрд.кВт.ч	33064,8	35383,8	36424,1	35872,3	32317,0	35156,8
Абсолютный прирост электропотребления, млрд.кВт.ч.	-	2319,0	1040,3	-551,8	-3555,3	2839,8
Среднегодовые темпы прироста, %	-	7,0	2,9	-1,5	-9,9	8,1

За период 2005-2009 г.г. электропотребление в энергосистеме уменьшилось на 2,3% (747,8 млн.кВт.ч) при сокращении за данный период электропотребления по ОЭС Урала в целом на 3,4% и в среднем по России на 3,8%. В 2009 году электропотребление области составило 32317,0 млн.кВт.ч (на 9,9% ниже, чем в 2008 году).

Наибольшее влияние на уровень электропотребления в Челябинской области оказывает промышленное производство, что обуславливается его значительной долей в структуре электропотребления(57,8%) (рисунок 3). В связи с этим снижение электропотребления в области в 2009 году вызвано, в первую очередь, падением объемов производства вследствие развития кризисной ситуации в мировой экономике. Суммарное снижение электропотребления в промышленности, представленной крупными предприятиями, составило в 2009 году – 2,1 млрд.кВт.ч. (снижение на 11,8% по отношению к 2008 году).

При этом наибольшее снижение² электропотребления по итогам 2009 года (по данным предприятий) приходится на ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (на 15%), ОАО «Челябинский металлургический комбинат» (на 24%), ОАО «Златоустовский металлургический завод» (на 26%), ООО «ЧТЗ-УРАЛТРАК» (на 41%).

Существенную долю в структуре электропотребления области занимает также потребление населения, услуг и прочих видов деятельности (16,3%).

¹ По данным ОДУ Урала

² Ожидаемые данные

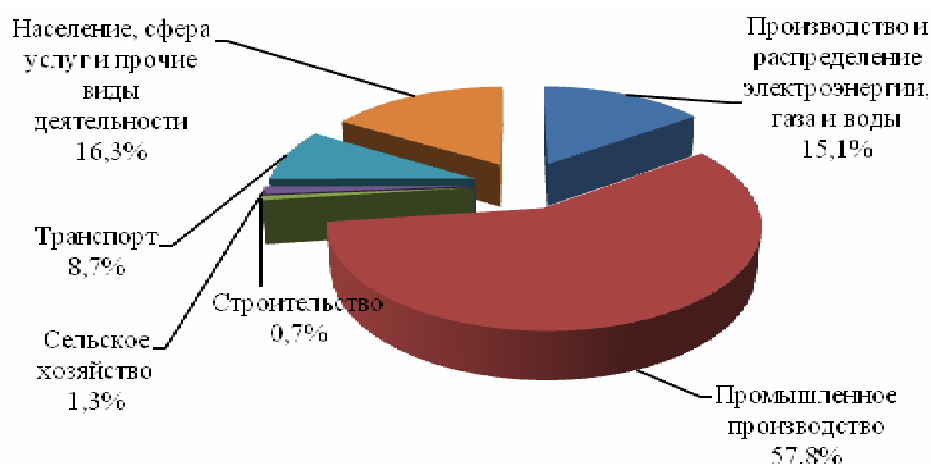
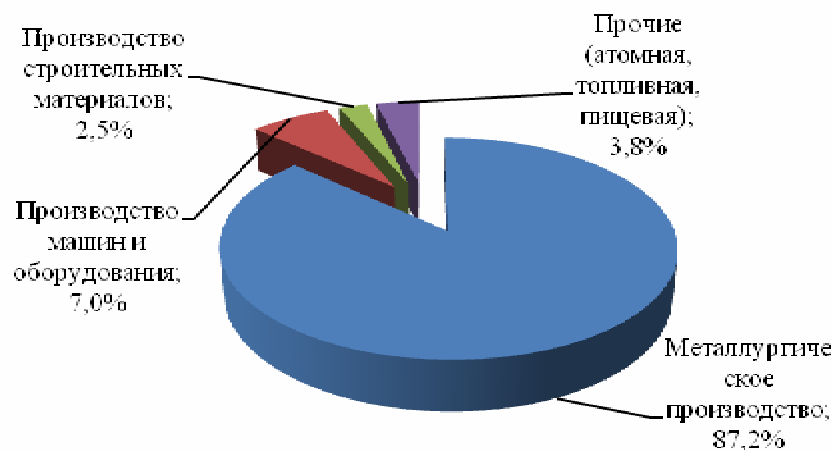


Рисунок 3. Структура электропотребления Челябинской области в 2009 году (по данным Росстата)

На рисунке 4 представлена структура электропотребления в разрезе основных отраслей промышленности Челябинской области, сформированная на основе опросных данных крупных предприятий и энергосбытовых организаций.



Суммарное электропотребление крупными потребителями: 15,7 млрд. кВт.ч.

Рисунок 4. Структура электропотребления по основным отраслям промышленности в 2009 году (без учета производства и распределения электроэнергии, газа и воды)

В промышленности Челябинской области масштабы электропотребления определяет металлургическое производство, в первую очередь, черная металлургия. По итогам 2009 года снижение электропотребления по цветной металлургии составило 22%, по чёрной – 10% от уровня 2008 года.

Крупные промышленные потребители электроэнергии в Челябинской энергосистеме представлены в таблице 2.

Таблица 2. Крупные промышленные потребители электроэнергии в Челябинской области

<p>Производство продукции черной металлургии</p>	<ul style="list-style-type: none"> •ОАО «Челябинский электрометаллургический комбинат» •ОАО «Челябинский металлургический комбинат» •ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» •ОАО «Златоустовский металлургический завод» •ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» •ОАО «Ашинский металлургический завод» •ОАО «Комбинат Магнезит» •ОАО «Уральская кузница» (Чебаркульский металлургический завод в составе холдинга «Мечел») •ЗАО «Челябинский завод металлоконструкций»
<p>Производство цветных металлов</p>	<ul style="list-style-type: none"> •ОАО «Челябинский цинковый завод» •ЗАО «Кыштымский медьэлектролитный завод» •ЗАО «Карабашмедь» •ОАО «Уфалейникель» •ОАО «Вишневогорский ГОК» •ЗАО «Русская медная компания» •ЗАО «Михеевский ГОК»
<p>Машиностроение</p>	<ul style="list-style-type: none"> •ООО «ЧТЗ-УРАЛТРАК» •ОАО «Автомобильный завод «Урал»

2.4. Динамика максимальных нагрузок

Динамика изменения собственного максимума нагрузки Челябинской энергосистемы представлена в таблице 3.

Таблица 3. Динамика изменения максимума нагрузки Челябинской энергосистемы

Наименование показателя	2006	2007	2008	2009
Собственный максимум нагрузки, МВт	5317	5407	5488	5099
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	90	81	-389
Темп прироста, %	-	1,69	1,50	-7,1
Совмещенный с ЕЭС максимум нагрузки, МВт	5044	5202	5095	5013
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	158	-107	-82
Темпы прироста, %	-	3,13	-2,06	-1,6

В 2009 году собственный максимум нагрузки энергосистемы составил 5099 МВт (снижение максимума нагрузки по отношению к 2008 году на 7,1%). В целом за период 2006–2009 гг. снижение собственного максимума нагрузки энергосистемы составило 218 МВт (среднегодовой темп прироста - 1,4%).

Совмещенный с ЕЭС максимум нагрузки Челябинской энергосистемы в 2009 году по сравнению с предыдущим годом снизился на 82 МВт (1,6%), в целом за период 2006-2009 гг. снижение составило 31 МВт (среднегодовой

темпы прироста -0,2%).

2.5. Основные характеристики генерирующих мощностей

2.5.1. Характеристика генерирующих мощностей сектора централизованного энергоснабжения

Централизованное энергоснабжение потребителей на территории Челябинской области осуществляется от электростанций ОАО «Фортум», филиала ОАО «ОГК-2» – «Троицкая ГРЭС», филиала ОАО «ОГК-3» – «Южно-Уральская ГРЭС», и от блокстанций (электростанций различных ведомств и форм собственности) (таблица 4).

Таблица 4. Состав электростанций Челябинской энергосистемы

Наименование	Установленная мощность на 01.01.10, МВт	Место расположения
Электростанции ОГК, в т.ч.:	2941	
ОАО «ОГК-2»	2059	
Троицкая ГРЭС	2059	г. Троицк
ОАО «ОГК-3»	882	
Южно-Уральская ГРЭС	882	г. Южноуральск
Электростанции ТГК, в т.ч.:	1106	
ОАО «Фортум»	1106	
Челябинская ТЭЦ-3	360	г. Челябинск
Челябинская ТЭЦ-2	320	г. Челябинск
Аргаяшская ТЭЦ	195	пос. Новогорный
Челябинская ТЭЦ-1	149	г. Челябинск
Челябинская ГРЭС	82	г. Челябинск
Блок-станции, в т.ч.:	952	
Магнитогорская ТЭЦ	300	г. Магнитогорск
ТЭЦ ОАО «Челябинский металлургический комбинат»	229	г. Челябинск
Магнитогорская ЦЭС	191	г. Магнитогорск
Магнитогорская ПВС-2	87	г. Магнитогорск
Тургоякская ТЭЦ	50	г. Миасс
ТЭЦ Магнезит	36	г. Сатка
ТЭЦ ОАО «Автомобильный завод Урал»	36	г. Миасс
Магнитогорская ПВС-1	14	г. Магнитогорск
ТЭЦ ЗМЗ	6	г. Златоуст
Саткинская ЦЭС	3	г. Сатка
Итого по Челябинской энергосистеме, МВт:	4999	

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы на 01.01.2010 г. составила 4999 МВт. Крупнейшая электростанция в энергосистеме – Троицкая ГРЭС с установленной мощностью 2059 МВт (41% от мощности энергосистемы) принадлежит ОАО «ОГК-2». Вводов мощности в 2009 году на территории Челябинской области не осуществлялось.

Структура установленной мощности Челябинской области представлена на рисунке 5.

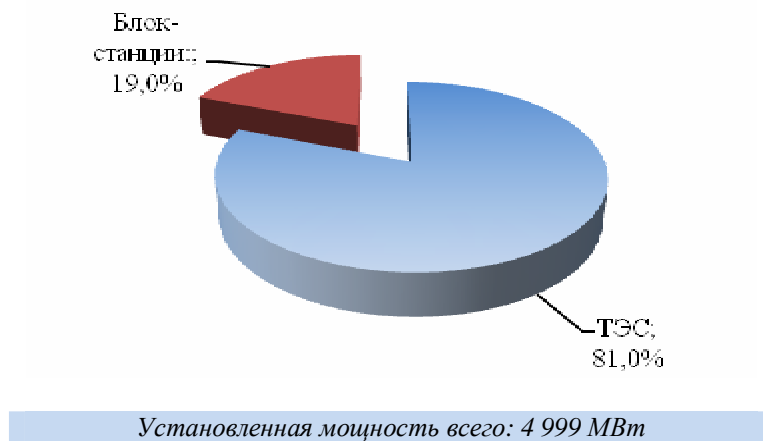


Рисунок 5. Структура установленной мощности генерирующих мощностей Челябинской энергосистемы в 2009 году

На электростанциях Челябинской энергосистемы основная доля оборудования (около 40% или 1983 МВт) была введена в период 1961-1970 гг. (рисунок 6). Порядка 25% турбинного оборудования ТЭС введено более 50-ти лет назад (до 1960 года)³.

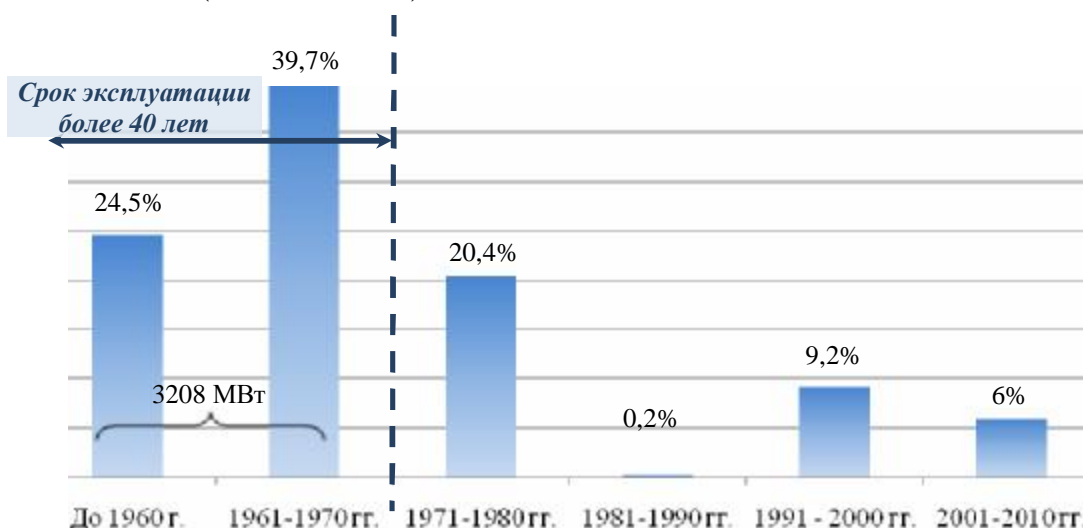
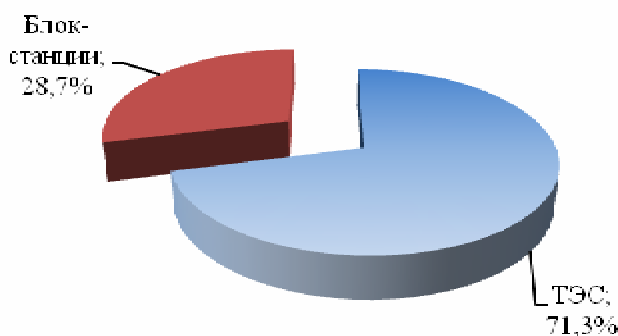


Рисунок 6. Возрастная структура турбинного оборудования электростанций Челябинской энергосистемы

³ Необходимо также учитывать, что наряду с физическим износом значительная часть оборудования станций характеризуется высоким уровнем морального износа

Собственное производство электроэнергии в энергосистеме в 2009 году составило 25183,6 млн.кВт.ч (88,1% от уровня 2008 года), что связано с последствиями экономического кризиса. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности представлена на рисунке 7.

В 2009 году доля ТЭС энергокомпаний в суммарной выработке электроэнергии уменьшилась по сравнению с предыдущим годом и составила 71,3% (17966 млн.кВт.ч), в т.ч.: электростанций ОГК – 46,8%, ТГК – 24,5%. Доля блок-станций – 28,7% (7217,6 млн.кВт.ч).



Производство электроэнергии всего: 25183,6 млн.кВт.ч.

Рисунок 7. Структура выработки электроэнергии в Челябинской энергосистеме в 2009 году

2.5.2. Характеристика распределенной генерации и ВИЭ

Сектор децентрализованного энергоснабжения в Челябинской области составляет 1%.

На территории Челябинской области наряду с электростанциями, находящимися под управлением ОДУ Урала (таблица 4), расположены также 8 блок-станций суммарной установленной мощностью 51,4 МВт, функционирующие вне зоны оперативного управления ОДУ Урала и не учитываемые в отраслевых отчетах.

По данным государственной статистической отчетности суммарная выработка электроэнергии данных блок-станций в 2008 году составила 330,1 млн.кВт.ч. Расход электроэнергии на собственные нужды составил 27,5 млн.кВт.ч (8,3% от выработки).

В связи с выполнением прогнозов по сектору централизованного энергоснабжения, данные электропотребления, выработки электроэнергии и мощности по объектам, функционирующим вне зоны оперативного управления ОДУ Урала, при прогнозировании не учитывались.

2.6. Отчетные балансы электроэнергии и мощности за 2009 год

В 2009 году межсистемные перетоки в Челябинскую энергосистему для покрытия недостатка электроэнергии составили 7133,4 млн.кВт.ч и для покрытия недостатка мощности - 1051,0 МВт (таблица 5).

Таблица 5. Балансы мощности и электроэнергии Челябинской энергосистемы в 2009 году

БАЛАНС МОЩНОСТИ		БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	
Показатель	2009	Показатель	2009
Собственный максимум нагрузки, МВт	5099,0	Электропотребление, млн.кВт.ч	32317,0
Расчетный резерв мощности, МВт	133,0	Выработка электроэнергии на электростанциях, млн.кВт.ч	25183,6
ИТОГО потребность, МВт	5232,0	в том числе:	
Установленная мощность, МВт	4999,0	ТЭС	17966,0
Располагаемая мощность, МВт	4918,0	Блок-станции	7217,6
Выводы мощностей в ремонт, МВт	737,0	ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-), млн.кВт.ч	-7133,4
ИТОГО покрытие, МВт	4181,0		
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-), МВт	-1051,0		

Челябинская энергосистема является дефицитной по мощности и электроэнергии. Покрытие дефицита электроэнергии осуществляется, в основном, за счет поставок из Свердловской, Башкирской и Оренбургской энергосистем ОЭС Урала. Также имеют место транзитные передачи электроэнергии в соседнюю Курганскую энергосистему и на экспорт в Казахстан.

Структура топливоиспользования генерирующими объектами Челябинской энергосистемы представлена в таблице 6.

Таблица 6. Структура топливоиспользования за 2009 год (без блок-станций)

Наименование показателя	Всего	в том числе							
		газ		уголь		нефтетопливо		прочее топливо	
		абс. вел.	%	абс. вел.	%	абс. вел.	%	абс. вел.	%
Годовой расход топлива тыс.т у.т., в т.ч.:	7952,0	4458,4	56,1	3441,6	43,3	52,0	0,6	0,0	0,0
ОГК	4482,5	1144,8	25,5	3286,3	73,3	51,4	1,1	0,0	0,0
ТГК	3469,5	3313,6	95,5	155,3	4,5	0,6	0,0	0,0	0,0

На отпуск электроэнергии (без учета блок-станций) израсходовано 76,8% (6107,8 тыс.т. у.т), на отпуск тепла – 23,2% (1844,1 тыс.т. у.т.) от общего объема топлива.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на

электростанциях составил 372,5 гут/кВт.ч (с учетом блок-станций – 368 гут/кВт.ч), на отпуск тепла – 143,7 кгут/Гкал.

Основными видами топлива на электростанциях ОГК и ТГК является газ и уголь. Доля газа составляет 56,1%, доля угля – 43,3%, доля нефтетоплива – 0,6%.

В топливном балансе ТЭС энергосистемы значительную долю (более 50%) составляет привозной уголь.

2.7. Ключевые факторы, оказывающие существенное влияние на текущее состояние энергосистемы

Анализ текущего состояния энергосистемы Челябинской области показал, что основными особенностями, определяющими состояние электроэнергетики области, являются:

1) Значительное влияние на уровень электропотребления в энергосистеме тенденций изменения цен на первичные металлы на мировых рынках, определяющих характер развития металлургического производства, и, как следствие, инвестиционной активности крупных металлургических предприятий Челябинской области.

2) Высокий уровень изношенности генерирующих фондов (64,2% генерирующего оборудования находятся в эксплуатации более 40 лет), низкие темпы ввода новых мощностей.

3) В энергосистеме выделяются два энергорайона, характеризующиеся недостаточной надежностью электроснабжения при проведении ремонтных работ на электросетевых объектах. В Златоустовско-Кропачёвском энергоузле при ремонте ВЛ 500 кВ Уфимская - Кропачёво и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Златоуст - Челябинск (и наоборот) загрузка питающих район ВЛ 110 кВ Челябинской и Башкирской энергосистем превысит значения, допустимые по нагреву проводов, что может привести к каскадному развитию аварии с погашением Кропачёво-Миасского узла Челябинской энергосистемы и выделением Центрального энергоузла Башкирской энергосистемы на изолированную работу. Также в Северном энергоузле (Центральный энергорайон) Челябинской энергосистемы при отключении единственной питающей ВЛ 220 кВ БАЭС - Мраморная возникает угроза недопустимого снижения напряжения.

3. Прогнозы электропотребления по Челябинской области на период 2011 – 2020 гг.

3.1. Сценарные условия, определяющие потребление и выработку электроэнергии в прогнозном периоде

Изменение спроса на электроэнергию в Челябинской области складывается под влиянием факторов социально-экономического развития региона. При формировании прогноза электропотребления учтены следующие факторы, определяющие основной рост потребления электроэнергии:

- экономические показатели: ВРП, индекс производства, индекс обрабатывающего производства, индекс сельского хозяйства, объем транспортной работы различных видов транспорта, объемы продукции энергоемких производств (в первую очередь, металлургических) в натуральном выражении;
- демографические показатели: численность населения;
- показатели уровня жизни: ввод площадей жилых и общественных зданий (рисунок 9).

В качестве источников информации при формировании прогнозов были использованы:

- отчетные данные Росстата, филиала ОАО «СО - ЦДУ ЕЭС» - ОДУ Урала, опросные данные о фактическом электропотреблении и электрических нагрузках крупных потребителей и энергосбытовых компаний Челябинской области;
- данные социально-экономического развития Челябинской области на период 2010-2012 гг. – из формы 2П, разрабатываемой правительством области; показатели социально-экономического развития РФ на 2013-2020 гг., рассчитанные ГУ-ВШЭ РФ по заказу ЗАО «АПБЭ» для корректировки Генеральной схемы. Для получения показателей Челябинской области были использованы коэффициенты пересчета соответствующих показателей, полученные на базе ретроспективного периода 2000-2008 гг.;
- данные администрации Челябинской области по крупным инвестиционным проектам;
- ответы крупных потребителей о прогнозируемом уровне прироста электропотребления за счет реализации планируемых инвестиционных проектов и прогнозируемых объемах наиболее энергоемких видов продукции в натуральном выражении;
- материалы Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России на период до 2020 года с перспективой до 2030 года.

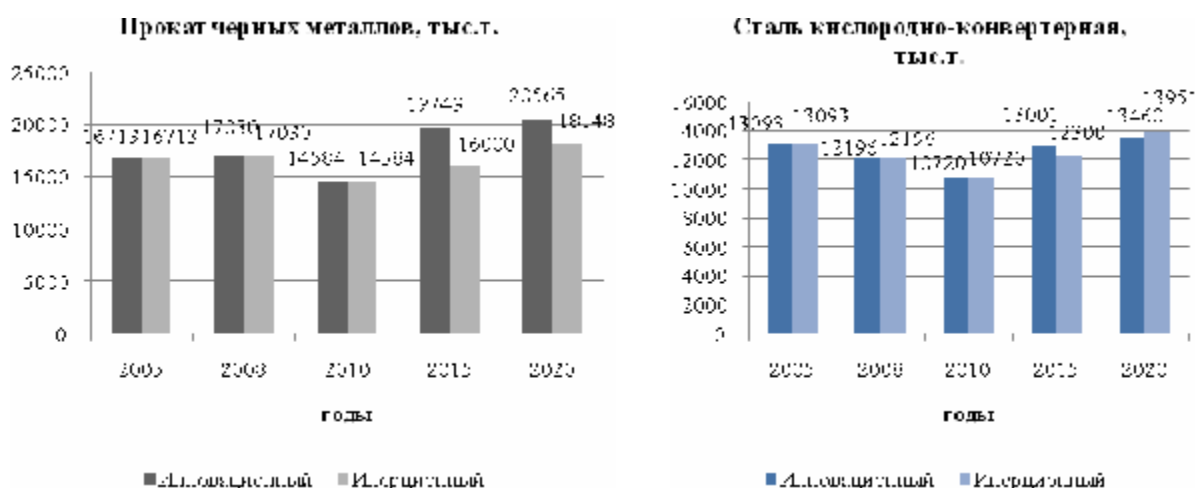
Все прогнозы в настоящем Отчете представлены в двух сценариях: инерционном и инновационном. Инерционный сценарий предполагает

консервацию экспортно-сырьевой модели развития при сужении ее потенциала в связи с замедлением роста экспорта углеводородов, стагнации нефтедобычи, сохранении дисбалансов в развитии газового комплекса и электроэнергетики (среднегодовой темп роста ВВП 3,3%). Инновационный сценарий предусматривает модернизацию инфраструктурных отраслей экономики – транспорта, электроэнергетики, связи и информационно-коммуникационных технологий при повышении энергоэффективности (среднегодовой темп роста ВВП 6,6%).

Основные факторы сценарных условий представлены на рисунках 8-10. На рисунке 8 приведена прогнозная динамика объемов производства основных энергоемких видов продукции металлургической отрасли Челябинской области.

Прогнозы натуральных объемов наиболее энергоемких видов промышленной продукции сформированы на основании данных формы 2П и скорректированы с учетом данных, полученных от крупных промышленных предприятий области в ответ на запросы.

Объем проката черных металлов к 2020 году оценивается в объеме 18148 тыс.т. (прирост к уровню 2009 года – 42%) в соответствии с инерционным сценарием и 20565 тыс.т. (прирост к уровню 2009 года – 60,9%) в соответствии с инновационным сценарием. Положительная динамика изменения объема проката черных металлов обуславливается такими тенденциями в металлургическом производстве как: строительство цеха холодной прокатки, укомплектованного современным технологическим оборудованием, на ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат»; строительство универсального рельсобалочного стана на ОАО «Челябинский металлургический комбинат»; строительство трубоэлектросварочного цеха на ОАО «Челябинский трубопрокатный завод».



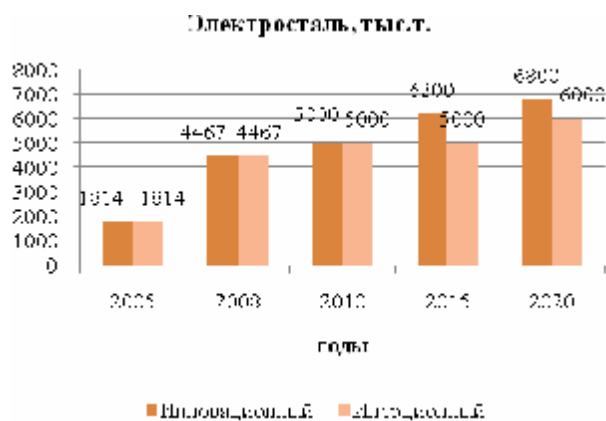


Рисунок 8. Прогнозы объемов промышленного производства Челябинской области по отраслям

Объем производства электростали к 2020 году оценивается в объеме 6000 тыс.т. (прирост к уровню 2009 года – 50%) в соответствии с инерционным сценарием и 6800 тыс.т. (прирост к уровню 2009 года – 70%) в соответствии с инновационным сценарием. Положительная динамика изменения объема производства электростали обуславливается проводимой в отрасли реконструкцией основных средств, а также планами ввода новых мощностей крупными производителями электростали на территории Челябинской области (реконструкция первого электросталеплавильного цеха и строительство до 2012 г. второго электросталеплавильного цеха - ОАО «Ашинский металлургический завод»; строительство нового электросталеплавильного производства и мелкосортно-проволочного стана - ОАО «Златоустовский металлургический завод»).

Объем производства стали кислородно-конвертерной к 2020 году оценивается в объеме 13951 тыс.т. (прирост к уровню 2009 года – 45%) в соответствии с инерционным сценарием и 13460 тыс.т. (прирост к уровню 2009 года – 39,9%) в соответствии с инновационным сценарием. Рост объема выпуска продукции связан с увеличением загрузки существующих производственных мощностей основных производителей отрасли.

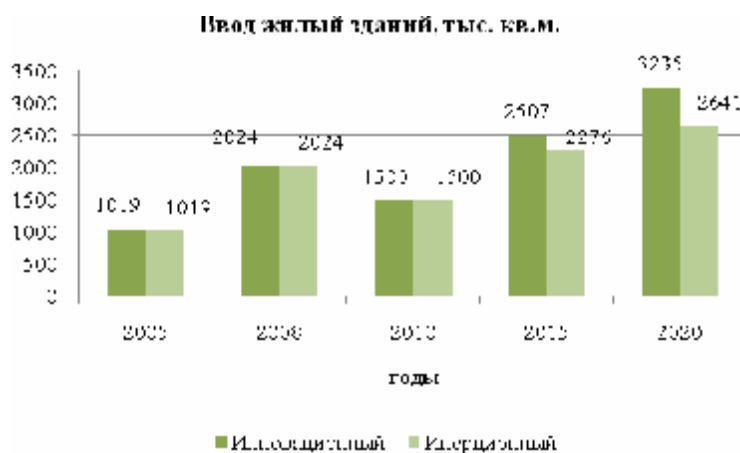


Рисунок 9. Прогнозы объема ввода жилых зданий Челябинской области

Годовой объем ввода жилых зданий в эксплуатацию к 2020 году оценивается в объеме 2641 тыс.кв.м. (прирост к уровню 2009 года – 76%) в соответствии с инерционным сценарием и 3235,1 тыс.кв.м. (прирост к уровню 2009 года – 115,7%) в соответствии с инновационным сценарием.

Положительная динамика изменения объема ввода жилых зданий обуславливается реализацией национального проекта «Доступное и комфортное жилье - гражданам России», в рамках которого, в частности, планируется строительство города-спутника «Город-сад» (ООО «Юго-Запад Жилстрой»), инвестиционной программой по жилищному строительству ОАО «РЕНОВА-СтройГруп - Южный Урал», увеличением общего числа ипотечных жилищных кредитов.

Рост жилищного строительства, в свою очередь, обуславливает развитие строительной индустрии и промышленности строительных материалов.

Прогноз динамики основных индексов по Челябинской области представлен на рисунке 10.

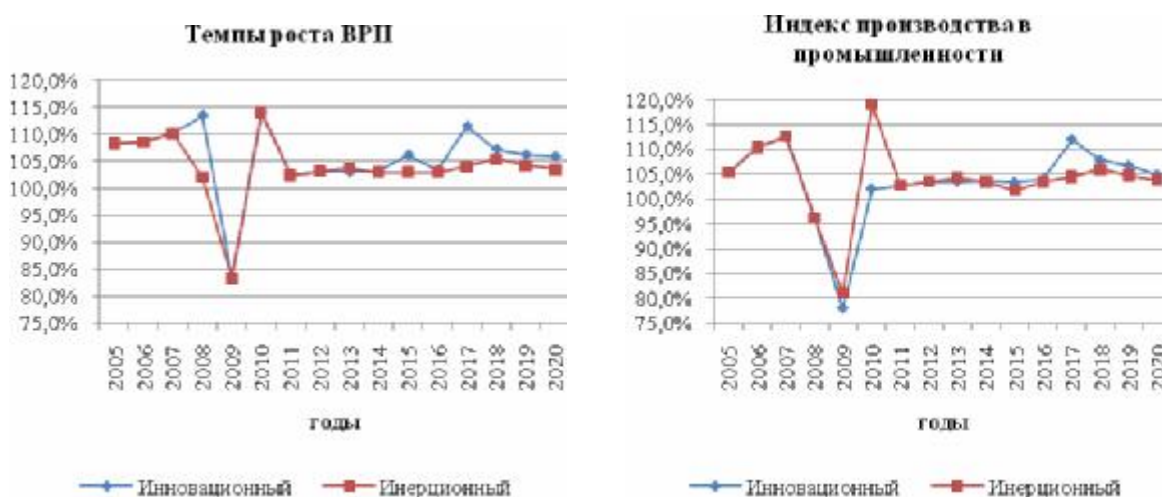


Рисунок 10. Динамика основных индексов по Челябинской области до 2020 года

В перспективе ВРП Челябинской области имеет тенденцию к увеличению и к 2020 году составит 669,6 млрд.руб. (прирост к уровню 2009 года – 88,2%) в соответствии с инновационным сценарием и 515,2 млрд.руб. (прирост к уровню 2009 года – 60,9%) в соответствии с инерционным сценарием (в ценах 2009 года). Объемы производства в промышленности, в т.ч. обрабатывающей, также имеют положительную динамику изменения в перспективе до 2020 года.

3.2. Прогноз электропотребления по энергосистеме

Прогноз электропотребления Челябинской области на перспективу до 2020 года выполнен параллельно двумя методами: эконометрическим методом и методом прямого счета. В соответствии с эконометрическим методом прогнозное электропотребление определяется на основе отчетных данных Росстата (период 2000-2009 гг.), прогнозных значений показателей социально-экономического развития и прогнозных натуральных объемов наиболее энергоемких видов промышленной продукции. Прогноз выполнен на модели Единого топливно-энергетического баланса, разработанной ООО «Центр по эффективному использованию энергии».

Прогноз электропотребления методом прямого счета выполнен ОАО «Инженерный центр энергетики Урала» на основе опросных данных крупных потребителей, данных, представляемых предприятиями для разработки схем внешнего электроснабжения, заявок потребителей на технологическое подключение, данных по новым инвестиционным проектам, представленных администрацией области. Сопоставление результатов прогнозов позволило получить расчетный вариант прогноза, в котором на начальном этапе 2010-2013 гг. предпочтение отдается результатам прямого счета с некоторой корректировкой, а в период 2014-2020 гг. в связи с отсутствием достоверной информации по развитию предприятий предпочтение отдано результатам эконометрического метода.

Использование данного подхода позволило:

- отразить полноту взаимосвязей разных систем энергоснабжения и энергопотребления, учесть меру их взаимной дополняемости и заменяемости, за счет чего повысить надежность прогнозирования параметров электропотребления в отраслях и секторах экономики с учетом наличия конкуренции различных секторов экономики за энергетические ресурсы;
- снизить риски недостоверности прогноза вследствие неоднозначности исходных данных об инвестиционных планах и заявок на присоединение к электрическим сетям по отдельным крупным потребителям;
- учесть прирост потребности в электроэнергии по крупным видам деятельности, включающим промышленное производство, население, сферу услуг, основные виды транспорта, прочим потребителям;
- учесть фактические данные электропотребления за 6 месяцев 2010 года и таким образом получить более актуализированные прогнозы в сравнении с прогнозами, принятыми в Генеральной схеме.

При формировании прогноза электропотребления учитывалось повышение энергоэффективности только в результате реализации наиболее вероятных мероприятий: реконструкции наиболее энергоемких отраслей промышленности, демонтажа и реконструкции существующего оборудования и ввода новых прогрессивных энергоустановок в электроэнергетике, обновления жилищного фонда. Эффекты от реализации мероприятий по энергосбережению, предусмотренных областной целевой

программой «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Челябинской области на период до 2020 года»⁴, в основном варианте прогноза не учитывались. Это обусловлено тем, что, во-первых, в основу оценки эффектов мероприятий были заложены целевые показатели наиболее передовых стран и, во-вторых, данная программа к моменту формирования настоящего Отчета не утверждена администрацией области. Прогноз электропотребления с учетом экономии энергии от реализации областной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности представлен в данном разделе отдельно.

Прогноз электропотребления Челябинской области представлен на рисунке 11.

В соответствии с выполненным прогнозом потребность Челябинской области в электроэнергии оценивается по опорным годам прогнозного периода на уровне:

2015 г.: по инновационному сценарию – 41 341 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за 2010-2015 гг. – 4,7%);

по инерционному сценарию – 39 604 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за 2010-2015 гг. – 3,8%);

2020 г.: по инновационному сценарию – 46 779 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за 2016-2020 гг. – 2,6%);

по инерционному сценарию – 43 959 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за 2016-2020 гг. – 2,2%).

В соответствии с выполненным прогнозом возврат Челябинской области к докризисному уровню электропотребления (36424 млн.кВтч в 2007 году) предполагается в 2012 году.

⁴ Проект программы разработан ООО «Центр по эффективному использованию энергии» совместно с ООО «Рудеа»

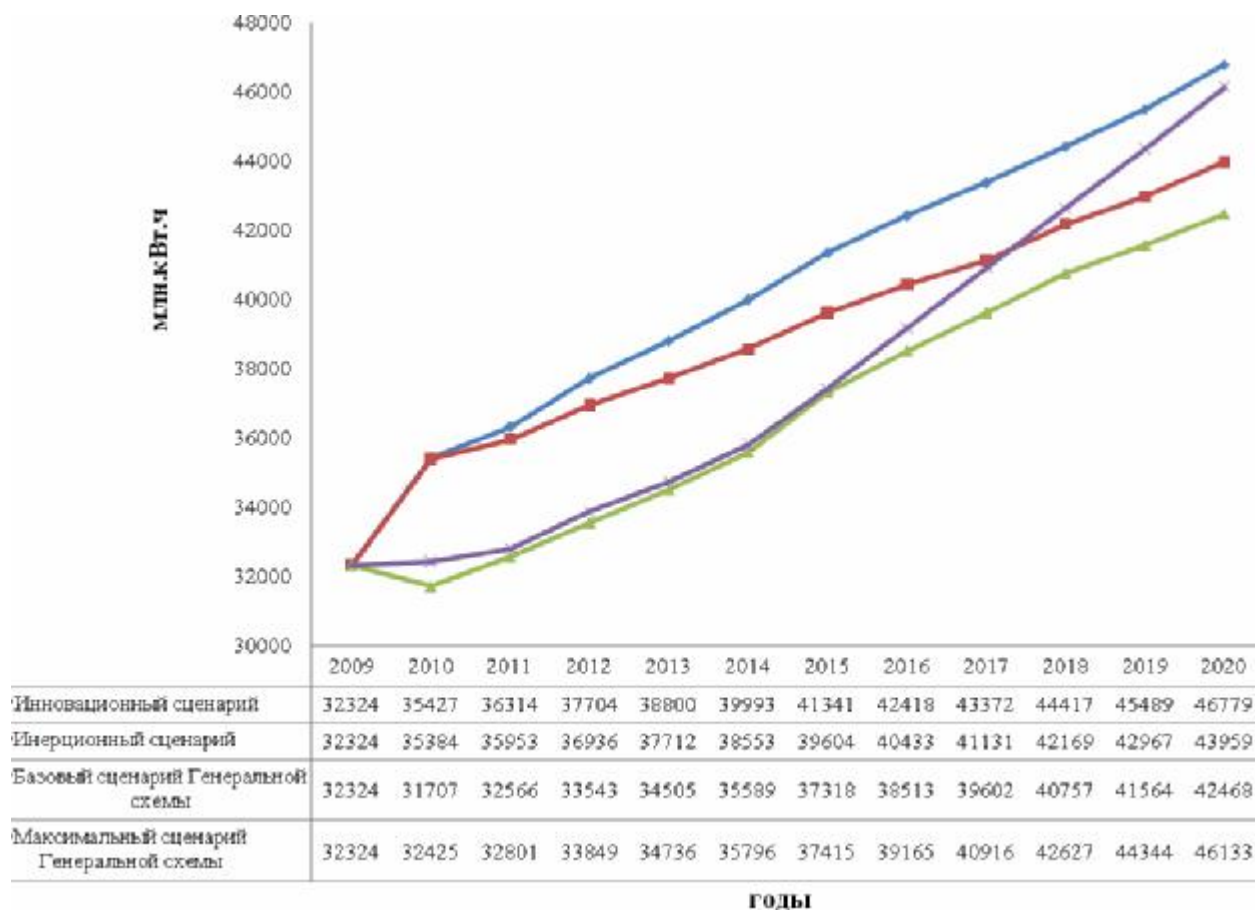


Рисунок 11. Прогноз электропотребления на перспективу до 2020 года

Из рисунка 11 видно, что инерционный и инновационный сценарий прогнозного электропотребления Челябинской области характеризуются резким ростом электропотребления в 2010 году, что вызвано восстановлением объемов промышленного производства (индекс объема промышленного производства за 6 месяцев 2010 года к аналогичному периоду 2009 года – 117,5%, металлургии – 134%). Далее рост электропотребления характеризуется среднегодовыми темпами 103,3% в 2011-2015 гг. и 102,6% в 2016–2020 гг. по инновационному сценарию и 102,4% и 102,2%, соответственно, – по инерционному сценарию. Среднегодовые темпы роста в период 2011-2020 гг., принятые для инновационного сценария, соответствуют аналогичным данным базового варианта Генеральной схемы – 103,5% в период 2011-2015 гг. и 102,6% в период 2016-2020 гг.

Рост электропотребления в 2011–2020 гг. обусловлен, во-первых, реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые намечаются, в основном, на перспективу до 2017 года, и, во-вторых, увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение к электрическим сетям. За пределами 2017 года рост электропотребления в Челябинской области обуславливается преимущественно развитием инновационных производств в обрабатывающей промышленности, увеличением уровня потребления населением, сферой

услуг и прочими видами деятельности, не относящимися к крупным предприятиям.

До 2012 года будет происходить увеличение объемов производства на существующих мощностях крупных предприятий, недозагруженных вследствие кризиса, металлургических предприятий, на которых продолжится реконструкция и расширение производства. Предусматривается ввод универсального длиномерного рельсобалочного стана на ОАО «Челябинский металлургический комбинат», сооружение нового трубоэлектросварочного цеха для производства одношовных труб большого диаметра на ОАО «Челябинский трубопрокатный завод», расширение ферросплавного производства на ОАО «Челябинский электрометаллургический комбинат», цеха холодной прокатки листа на ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат», техническое перевооружение прокатного производства, а также строительство нового электросталеплавильного цеха взамен мартеновского производства на ОАО «Златоустовский металлургический завод», реконструкция сталеплавильного производства с установкой электропечи на ОАО «Ашинский металлургический завод». Продолжится реконструкция машиностроительных предприятий – ООО «ЧТЗ-УРАЛТРАК», ОАО «Уфалейский завод металлургического машиностроения», ОАО «Челябинский кузнечно-прессовый завод». Достаточно высокие приросты спроса на электроэнергию определяются большими объемами производства на ОАО «Уральская медная компания», а так же строительством ЗАО «Уральский гидрометаллургический завод», ЗАО «Гидроникель», развитием предприятия ЗАО «Михеевский ГОК».

В целом прирост электропотребления за 2010-2015 гг. (к уровню 2009 года 9017 млн.кВт.ч по инновационному и 7280 млн.кВт.ч по инерционному сценарию) обеспечивается крупными предприятиями Челябинской области на 75% по инновационному и на 72% по инерционному сценарию, за 2016-2020 гг. (к уровню 2015 года 5438 млн.кВт.ч по инновационному и 4356 млн.кВт.ч инерционному сценарию) – на 52% и на 66% соответственно.

Рост электропотребления в непромышленной сфере определяется объемами жилищного строительства, развитием сферы услуг, прежде всего в Челябинске и других крупных и средних городах.

Прогнозная структура электропотребления Челябинской области представлена в таблице 7. Доля промышленного производства в структуре электропотребления имеет тенденцию к увеличению и достигает к 2020 году по инновационному сценарию 62,2% и по инерционному – 60,6%. Таким образом, наблюдается тенденция к восстановлению докризисной структуры электропотребления (в 2007 году доля промышленного производства составляла 64%).

Таблица 7. Структура электропотребления по крупным видам деятельности Челябинской области в перспективе до 2020 года

Отрасли	Электропотребление			
	млн.кВт.ч		%	
	2015	2020	2015	2020
Инновационный сценарий				
Челябинская область, всего	41341	46779	100,0	100,0
в том числе:				
Промышленное производство	25120	29081	60,8	62,2
Транспорт	3256	3463	7,9	7,4
Строительство	271	355	0,7	0,8
Сельское хозяйство	546	663	1,3	1,4
Потребление населения, услуги и прочие виды деятельности	5957	6715	14,4	14,4
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	6192	6503	15,0	13,9
собственные нужды электростанций	2721	2809	6,6	6,0
потери электроэнергии в сетях (ЕНЭС, Челябэнерго, ТСО)	3471	3694	8,4	7,9
Инерционный сценарий				
Челябинская область, всего	39604	43959	100,0	100,0
в том числе:				
Промышленное производство	23546	26635	59,5	60,6
Транспорт	3243	3431	8,2	7,8
Строительство	247	291	0,6	0,7
Сельское хозяйство	524	594	1,3	1,4
Потребление населения, услуги и прочие виды деятельности	5968	6764	15,1	15,4
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	6077	6245	15,3	14,2
собственные нужды электростанций	2752	2774	6,9	6,3
потери электроэнергии в сетях (ЕНЭС, Челябэнерго, ТСО)	3325	3471	8,4	7,9

В целом по промышленному производству прогнозная потребность в электроэнергии оценивается на уровне:

2015 г.: по инновационному сценарию – 25 120 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за 2010-2015 гг. – 5,5%);

по инерционному сценарию – 23 546 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за 2010-2015 гг. – 4,2 %);

2020 г.: по инновационному сценарию – 29 081 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за 2016-2020 гг. – 3,2%);

по инерционному сценарию – 26 635 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста за 2016-2020 гг. – 2,6%).

Близость прогнозных показателей инновационного и инерционного

сценариев в период 2010-2013 гг. объясняется ростом электропотребления существующих крупных предприятий в результате восстановления после кризиса объемов промышленного производства, наличием у крупных потребителей инвестиционных проектов, находящихся на стадии реализации с высокой вероятностью реализации. Таким образом, разница сценариев прогнозов в период до 2015 г. формируется только за счет остальных групп потребителей (население, сельское хозяйство, пр.), занимающих меньшую долю в общем объеме электропотребления.

В период за 2015 г., в связи с отсутствием информации о планах развития у большинства крупных потребителей электроэнергии, прогноз построен на прогнозных показателях социально-экономического развития по инерционному и инновационному сценариям.. В связи с этим диапазон неопределенности прогнозного электропотребления, обозначенный двумя сценариями прогноза, становится шире и к 2020 году составит 2820 млн. кВтч.

Оценка влияния на прогноз электропотребления программы энергосбережения

Для оценки влияния на уровень электропотребления целевых показателей энергосбережения из проекта областной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Челябинской области на период до 2020 года»⁵ был выполнен дополнительный прогноз электропотребления в инновационном сценарии на модели ЕТЭБ. Для расчетов были выбраны индикаторы, влияющие на объемы потребляемой электроэнергии в наиболее электроемких секторах производства, потребления населением, производстве и распределении электроэнергии, газа и воды.

В таблице 8 приведены отобранные целевые показатели энергоэффективности.

⁵ Проект программы разработан ООО «Центр по эффективному использованию энергии» совместно с ООО «Рудеа»

Таблица 8. Целевые индикаторы областной программы «Повышение эффективности использования энергии в Челябинской области на период до 2020 года»

Индикаторы энергоэффективности	Единицы измерения	Уровень 2008 г.	Уровень 2015 г.	Уровень 2020 г.
Удельный расход топлива на производство электроэнергии на существующих станциях	гвт/кВт-ч	332	295	270
Удельный расход топлива на производство тепла на ТЭЦ	кгвт/Гкал	159	158,7	158,4
Доля расходов на собственные нужды электростанций	%	7	5,8	5,3
Доля потерь в электрических сетях	%	8,9	7,5	7
Агломерат железорудный	кгвт/т	58,9	50,5	50,2
Кокс	кгвт/т	201,1	170,2	169,5
Сталь кислородно-конвертерная	кгвт/т	10,1	6,6	6,0
Электросталь	кгвт/т	81,6	68,4	66,2
Прокат черных металлов	кгвт/т	108	103	96
Электроферросплавы	кгвт/т	1214	1052	994
Удельный расход энергии в учреждениях бюджетной сферы	кгвт/м2/год	76	57	46

В секторе потребления населением контролировался параметр потребления электроэнергии на человека, который изменяется в диапазоне от 988 кВт.ч/чел. в 2007 году до 1160 кВт.ч./чел. в год в 2020 году.

Ниже (таблица 9) приведены данные по снижению электропотребления по секторам, где моделировались целевые индикаторы, структура электропотребления по крупным видам деятельности для инновационного сценария с учетом энергосбережения.

Таблица 9. Снижение прогнозных уровней электропотребления по отраслям промышленности Челябинской энергосистемы (инновационный сценарий) при реализации программы энергосбережения, млн.кВт.ч

Годы	Электропотребление	Собственные нужды	Потери в сетях	Промышленность	Агломерат железорудный и марганцевый	Сталь кислородно-конвертерная (без учета расхода энергии на производство кислорода)	Электро-сталь	Прокат черных металлов (включая поковки из слитков)	Электро-ферросплавы	Кокс 6% влажности (коксо-химическое производство)	Прочая промышленность	Население
2011	-711,8	-142,3	-245,4	-306,1	-26,6	-62,9	-116,7	0,3	-10,6	-17,0	-72,6	-13,7
2012	-964,9	-207,9	-308,0	-433,1	-37,1	-82,0	-175,9	0,4	-14,7	-24,1	-99,7	-10,3
2013	-1206,1	-257,0	-369,2	-557,5	-48,6	-107,0	-223,1	0,5	-18,8	-31,7	-128,6	-15,2
2014	-1474,8	-334,4	-434,6	-680,6	-61,0	-127,1	-270,8	0,6	-23,0	-39,8	-159,2	-16,6
2015	-1814,3	-455,7	-507,9	-794,2	-71,2	-144,2	-313,3	0,8	-27,4	-46,3	-192,1	-46,2
2016	-2093,2	-498,8	-536,4	-977,1	-71,2	-149,7	-364,2	0,9	-120,6	-46,2	-225,6	-69,3
2017	-2382,1	-545,7	-563,9	-1170,9	-71,2	-155,4	-386,1	-36,5	-211,6	-46,1	-263,4	-88,1
2018	-2644,1	-585,1	-589,8	-1345,1	-71,2	-158,1	-386,7	-75,1	-300,2	-45,9	-307,1	-108,2
2019	-2913,7	-626,5	-615,9	-1521,5	-71,3	-160,5	-387,4	-115,0	-387,0	-45,8	-353,7	-131,0
2020	-3192,1	-671,6	-644,1	-1704,8	-71,3	-162,6	-388,3	-156,5	-472,3	-45,6	-407,2	-151,1

Общее снижение электропотребления по Челябинской энергосистеме за счет достижения показателей целевых индикаторов составит 1,8 млрд.кВт.ч к 2015 году и 3,19 млрд. кВт.ч к 2020 году.

Электропотребление крупных потребителей

Основными крупными потребителями электроэнергии в Челябинской области являются предприятия черной и цветной металлургии. Динамика электропотребления основных предприятий черной металлургии Челябинской области в перспективе до 2020 года представлена на рисунках 12 и 13.

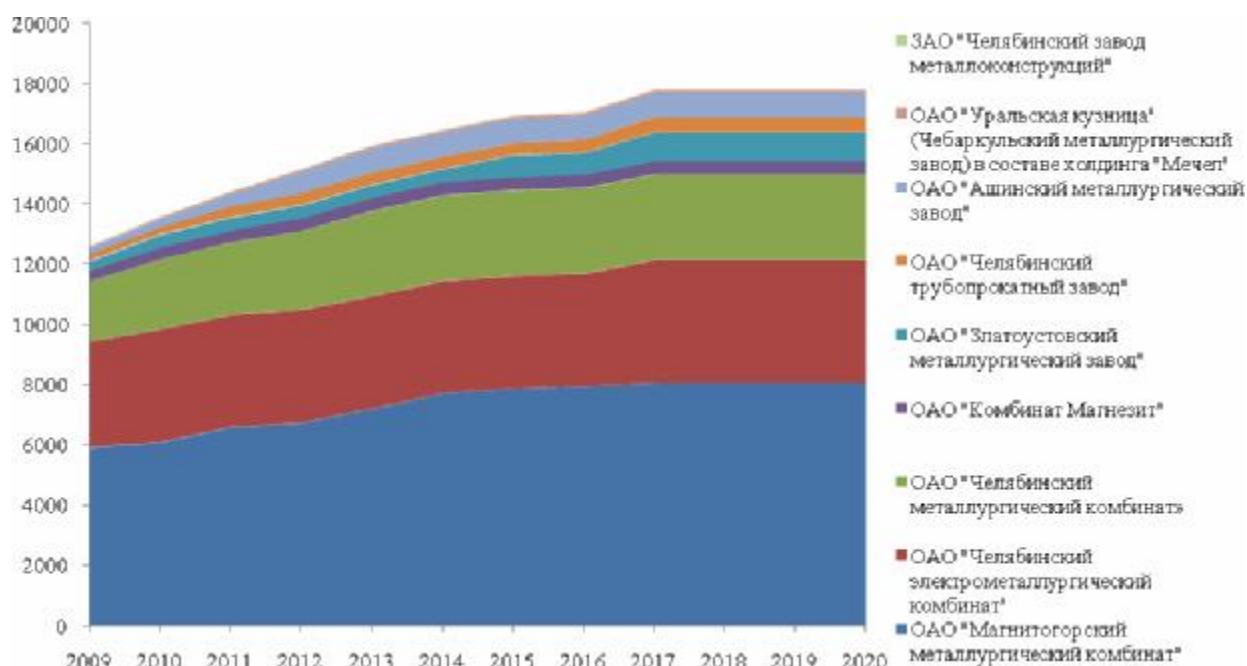


Рисунок 12. Перспективы электропотребления крупных предприятий черной металлургии Челябинской области до 2020 года (инновационный сценарий)

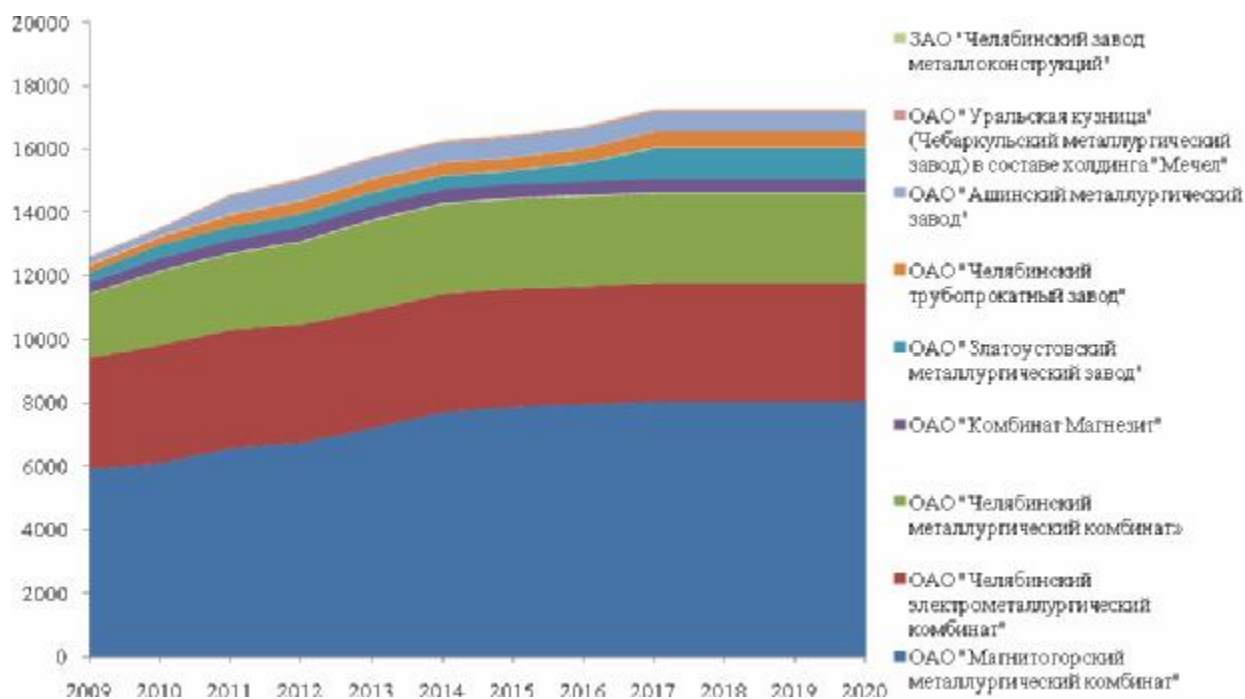


Рисунок 13. Перспективы электропотребления крупных предприятий черной металлургии Челябинской области до 2020 года (инерционный сценарий)

Динамика электропотребления основных предприятий цветной металлургии Челябинской области в перспективе до 2020 года представлена на рисунках 14-15.

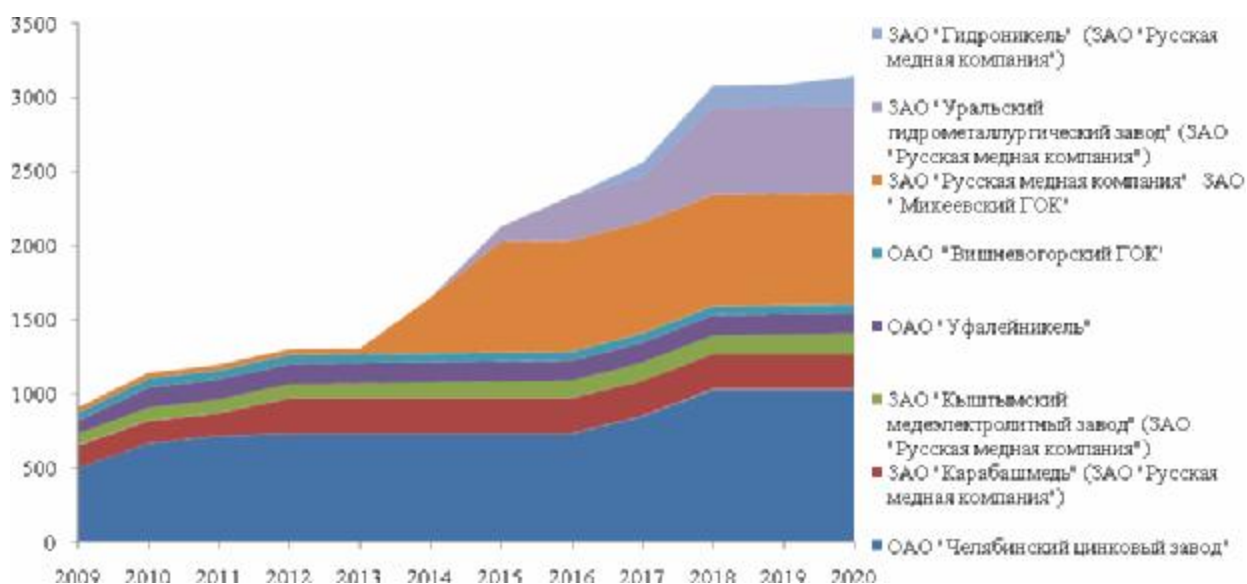


Рисунок 14. Перспективы электропотребления крупных предприятий цветной металлургии Челябинской области до 2020 года (инновационный сценарий)

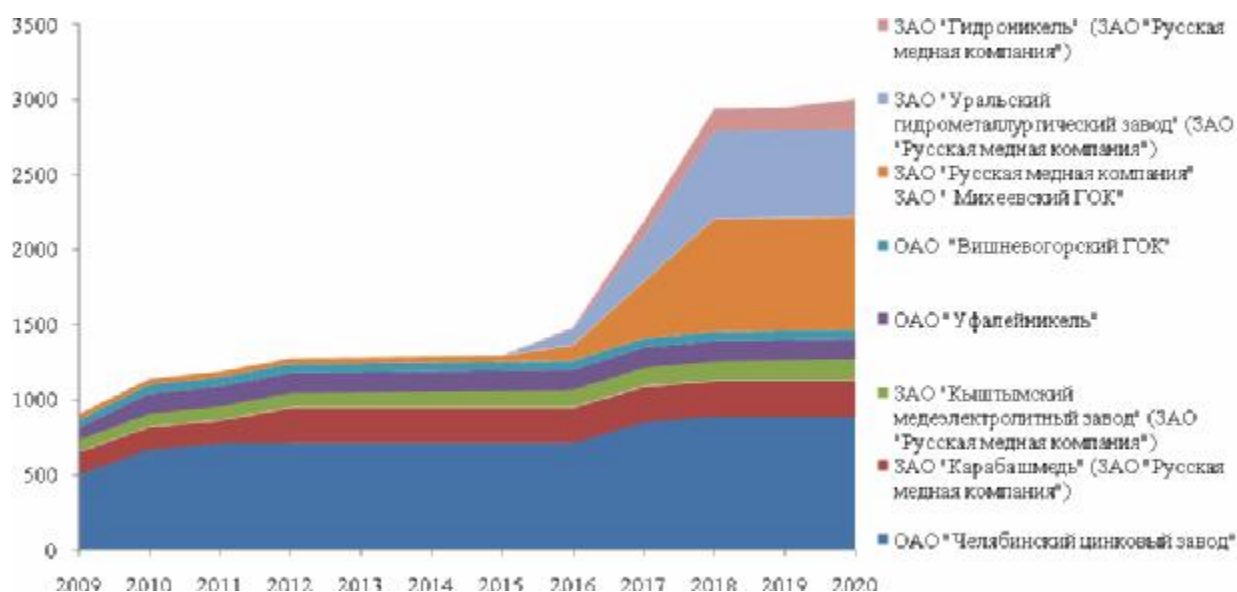


Рисунок 15. Перспективы электропотребления крупных предприятий цветной металлургии Челябинской области до 2020 года (инерционный сценарий)

В цветной металлургии рост электропотребления связан с возвратом в производство простаивающих мощностей потребителей, развитием существующих предприятий (ЗАО «Карабашмедь» и ЗАО «Кыштымский медьэлектролитный завод») и вводом новых предприятий (ЗАО «Уральский гидрометаллургический завод», ЗАО «Гидроникель», ЗАО «Русская медная компания»).

Среди остальных отраслей, по которым прогнозируется значительный рост электропотребления, следует отметить производство прочих неметаллических минеральных продуктов (строительных материалов) и машиностроение.

Электропотребление по энергорайонам

Для анализа изменения потребности в электроэнергии по территории Челябинской области в работе выполнен прогноз электропотребления по энергорайонам в границах обслуживания отделений электрических сетей филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго». Всего рассматриваются четыре энергорайона: Центральный, Златоустовский, Магнитогорский, Троицкий. Состав энергорайонов:

- в Центральный энергорайон входят Северный и Челябинский промузел;
- в Златоустовский энергорайон входят промузлы от г. Златоуста до г. Аша;
- в Магнитогорский энергорайон входит Магнитогорский промузел;
- в Троицкий энергорайон входят Троицкий и Южноуральский промузлы.

Выбор энергорайонов обусловлен наличием отчетных данных по

электропотреблению и электрическим нагрузкам (отчетные развернутые балансы электроэнергии по электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» за 2007-2009 гг., электрическая нагрузка энергорайона в максимум энергосистемы). Данные по прогнозируемому электропотреблению энергорайонов Челябинской области представлены на рисунках 16-17.

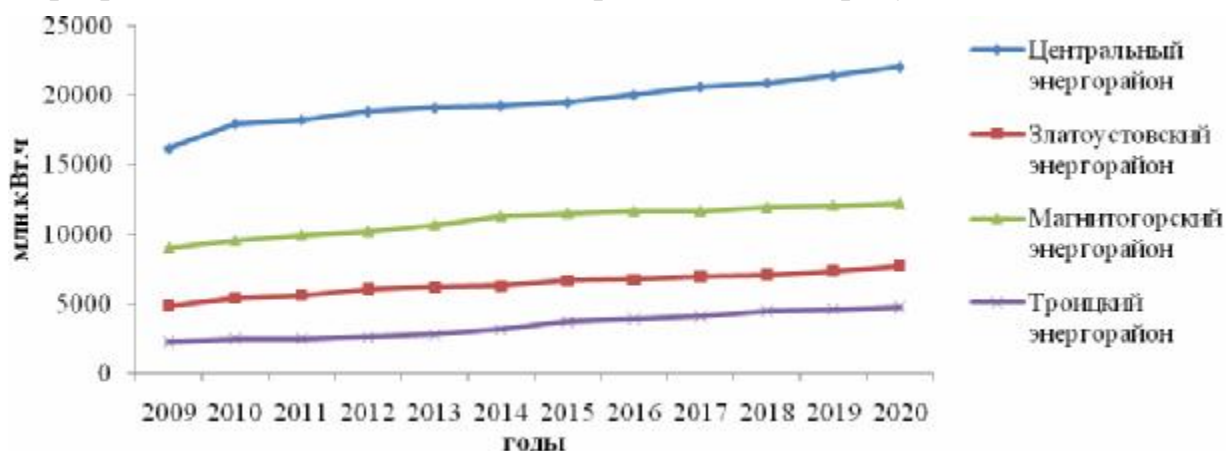


Рисунок 16. Прогноз электропотребления по энергорайонам Челябинской энергосистемы до 2020 года (инновационный сценарий)

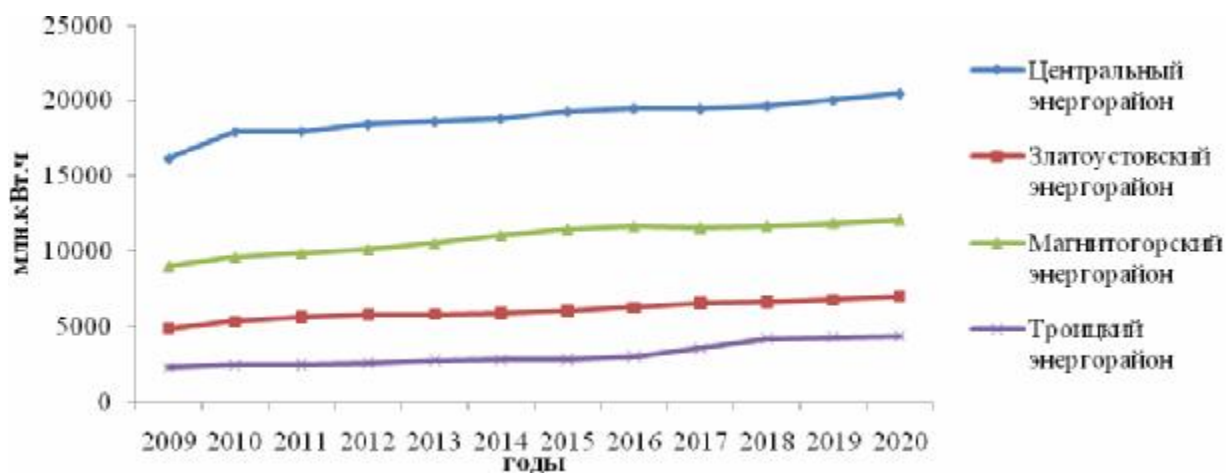


Рисунок 17. Прогноз электропотребления по энергорайонам Челябинской энергосистемы до 2020 года (инерционный сценарий)

Наибольшую долю в общем объеме электропотребления Челябинской области составляет потребление Центрального энергорайона (47% от уровня электропотребления Челябинской области в 2020 году), наименьшим объемом электропотребления характеризуется Троицкий энергорайон (10%) (рисунок 18).

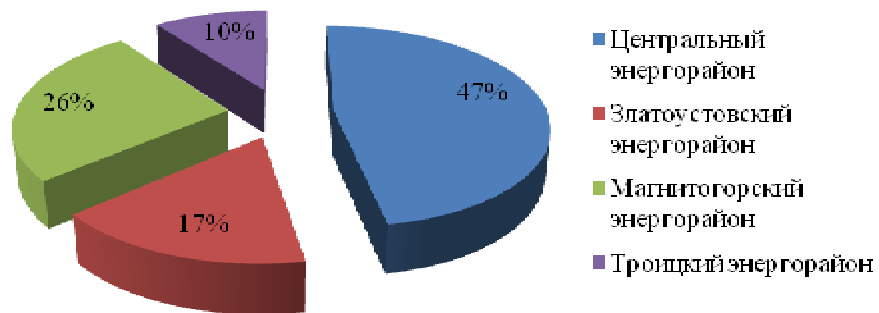


Рисунок 18. Структура электропотребления по энергорайонам Челябинской области в 2020 году

Электропотребление по энергорайонам Челябинской энергосистемы характеризуется разной структурой потребления. Так, наибольший удельный вес крупных промышленных потребителей наблюдается в Магнитогорском (до 79%) и Центральном (до 55%) энергорайонах. Наименьшую долю в структуре электропотребления крупные потребители составляют в Троицком энергорайоне (с тенденцией увеличения с 7% до 33-35% к концу прогнозного периода).

Результаты прогноза показывают неравномерность роста электропотребления по энергорайонам и по годам прогнозного периода. Наибольшие среднегодовые темпы роста ожидаются в Троицком энергорайоне (10% и 8,4% по инновационному и инерционному сценариям, соответственно), наименьшие – в Магнитогорском энергорайоне (3,2% и 3,1% по инновационному и инерционному сценариям, соответственно). Темпы роста обуславливаются преимущественно приростом электропотребления крупных потребителей. При этом наибольший рост потребления крупных потребителей ожидается в Троицком энергорайоне (на 101,7% и 98,9% по инновационному и инерционному сценариям, соответственно).

4. Прогноз максимумов нагрузки по Челябинской области на период 2011-2020 гг.

Исходной информацией для прогноза значений максимальных электрических нагрузок энергосистемы является оценка спроса на электроэнергию на период до 2020 года и прогноз изменения числа часов использования максимума нагрузки энергосистемы.

Для краткосрочной перспективы (до 2013 года) тенденция изменения плотности годового графика нагрузки энергосистемы определялась на основе анализа отчетных тенденций изменения числа часов использования максимума нагрузки в зависимости от кризисных явлений в экономике за 1990-2008 гг. На более отдаленную перспективу (до 2020 года) прогноз изменения числа часов использования максимума нагрузки энергосистемы получен расчетным путем при выполнении прогноза электропотребления

прямым методом с использованием данных по электрической нагрузке и годовому электропотреблению крупных предприятий. Кроме того, значения максимальных нагрузок на период 2011–2020 гг. определялись при условии среднемноголетних температур наружного воздуха.

Тенденция увеличения плотности годового графика нагрузки обуславливается преимущественно увеличением загрузки предприятий в начале прогнозного периода за счет восстановления объемов производства с последующей стабилизацией к 2020 году. Некоторое увеличение числа часов по годам за 2015 годом обусловлено вводом ЗАО «Уральский гидromеталлургический завод».

Для энергосистемы Челябинской области с ее структурой электропотребления (большая доля крупных предприятий с непрерывным циклом производства) характерна высокая плотность суточных графиков нагрузки.

Годовое число часов использования собственного максимума электрической нагрузки в зависимости от загрузки крупных предприятий и температурного фактора колеблется по годам в диапазоне 6550-6770 часов по инновационному сценарию; в диапазоне 6550-6800 часов по инерционному сценарию.

В соответствии с выполненным прогнозом собственный максимум нагрузки Челябинской энергосистемы составит:

2015 г.: по инновационному сценарию – 6264 МВт (среднегодовой темп прироста за 2010-2015 гг. – 3,8%);

по инерционному сценарию – 6001 МВт (среднегодовой темп прироста за 2010-2015 гг. – 2,9%);

2020 г.: по инновационному сценарию – 6910 МВт (среднегодовой темп прироста за 2016-2020 гг. – 2,1%);

по инерционному сценарию – 6465 МВт (среднегодовой темп прироста за 2016-2020 гг. – 1,6%).

Максимум нагрузки, совмещенный с ОЭС Урала, составит на уровне:

2015 г.: по инновационному сценарию – 5876 МВт (среднегодовой темп прироста за 2010-2015 гг. – 3%);

по инерционному сценарию – 5876 МВт (среднегодовой темп прироста за 2010-2015 гг. – 3%);

2020 г.: по инновационному сценарию – 6371 МВт (среднегодовой темп прироста за 2016-2020 гг. – 1,7%);

по инерционному сценарию – 6334 МВт (среднегодовой темп прироста за 2016-2020 гг. – 1,6%).

Таким образом, в период 2016-2020 гг. рост максимума нагрузки будет происходить более низкими темпами.

Таблица 10. Прогноз максимумов нагрузки Челябинской энергосистемы, МВт

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инновационный сценарий										
Собственный максимум нагрузки	5536	5739	5897	6069	6264	6398	6483	6629	6759	6910
Максимум нагрузки, совмещенный с ОЭС Урала	5374	5513	5620	5737	5876	5981	6022	6165	6254	6371
Инерционный сценарий										
Собственный максимум нагрузки	5481	5622	5731	5850	6001	6098	6139	6266	6347	6465
Максимум нагрузки, совмещенный с ОЭС Урала	5374	5513	5620	5737	5876	5981	6022	6138	6227	6334

В таблицах 11-12 приведены электрические нагрузки по энергорайонам, совмещенные с максимумом Челябинской энергосистемы, и числа часов использования совмещенного максимума нагрузки.

Таблица 11. Прогноз нагрузок по энергорайонам, совмещенных с максимумом Челябинской энергосистемы, МВт (инновационный сценарий)

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Нагрузка по Челябинской энергосистеме, в т.ч.:	5536	5739	5897	6069	6264	6398	6483	6629	6759	6910
Центральный энергорайон	2755	2853	2894	2908	2940	2999	3050	3090	3152	3236
Златоустовский энергорайон	859	927	943	957	1009	1024	1052	1070	1107	1146
Магнитогорский энергорайон	1496	1515	1584	1670	1714	1740	1723	1761	1778	1783
Троицкий энергорайон	426	444	476	534	601	636	658	709	722	745
Число часов использования максимума, в т.ч.:	6560	6570	6580	6590	6600	6630	6690	6700	6730	6770
Центральный энергорайон	6624	6602	6599	6624	6628	6687	6766	6765	6796	6816
Златоустовский энергорайон	6531	6537	6592	6567	6599	6599	6630	6632	6671	6751
Магнитогорский энергорайон	6658	6730	6746	6746	6703	6703	6765	6770	6793	6851
Троицкий энергорайон	5860	5890	5890	5960	6172	6208	6239	6347	6378	6406

Таблица 12. Прогноз нагрузок по энергорайонам, совмещенных с максимумом Челябинской энергосистемы, МВт (инерционный сценарий)

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Нагрузка по Челябинской энергосистеме, в т.ч.:	5481	5622	5731	5850	6001	6098	6139	6266	6347	6465
Центральный энергорайон	2712	2783	2809	2837	2898	2906	2860	2877	2905	2964
Златоустовский энергорайон	866	894	890	900	923	958	992	999	1013	1038
Магнитогорский энергорайон	1479	1505	1563	1640	1709	1733	1698	1704	1733	1750
Троицкий энергорайон	423	440	470	473	471	501	588	686	696	713
Число часов использования максимума, в т.ч.:	6560	6570	6580	6590	6600	6630	6700	6730	6770	6800
Центральный энергорайон	6632	6626	6630	6638	6652	6711	6805	6839	6899	6908
Златоустовский энергорайон	6482	6475	6530	6538	6552	6561	6603	6638	6697	6756
Магнитогорский энергорайон	6683	6726	6730	6739	6702	6711	6805	6839	6848	6908
Троицкий энергорайон	5828	5873	5877	5884	6002	6010	6049	6135	6143	6151

Данные таблиц 11-12 показывают неравномерность нагрузок по энергорайонам и по годам прогнозного периода. При этом наибольшим уровнем нагрузок характеризуется Центральный энергорайон, наименьшим – Троицкий энергорайон.

Наибольшие темпы роста нагрузки в прогнозный период ожидаются в Троицком энергорайоне (темпы роста в 2010-2015 гг. 7,7% и в 2016-2020 гг. 4,8% по инновационному и 2,4% и 10,3% по инерционному сценарию), наименьший темп роста - в Центральном энергорайоне (темпы роста в 2010-2015 гг. 2,8% и в 2016-2020 гг. 2,0% по инновационному и 2,6% и 0,5% по инерционному сценарию).

Наиболее уплотненные графики нагрузки наблюдаются в:

- Магнитогорском энергорайоне (число часов использования максимума в диапазоне 6656-6851 МВт по инновационному и 6689-6908 МВт по инерционному сценарию);

- Центральном энергорайоне (число часов использования максимума в диапазоне 6637-6816 МВт по инновационному и 6638-6908 МВт по инерционному сценарию).

Более разуплотненными графиками нагрузок характеризуется Троицкий энергорайон (число часов использования максимума нагрузки колеблется по годам в диапазоне 5871-6406 МВт по инновационному и 5834-6151 МВт по инерционному сценарию).

Тенденция к уплотнению графиков нагрузки на всем протяжении прогнозного периода ожидается во всех энергорайонах.

5. Прогноз развития генерирующих мощностей Челябинской области на период 2011 – 2020 гг.

5.1. Прогнозные объемы вводов новых генерирующих мощностей

Прогнозная потребность во вводе генерирующих мощностей определена на основании баланса мощности ОЭС Урала, разработанного в составе корректировки Генеральной схемы.

Определение объемов и структуры вводов новых генерирующих мощностей для покрытия прогнозной потребности основано на следующих данных:

- инвестиционных предложениях компаний, имеющих собственные генерирующие источники, а также компаний других отраслей экономики, имеющих в своих активах собственные генерирующие источники или выразивших намерения по их сооружению в перспективе до 2020 г.;
- предложениях администраций субъектов РФ по развитию объектов генерации на территории для возможности их последующего учета при выполнении корректировки Генеральной схемы.

Важным фактором, формирующим развитие генерирующих мощностей, является распределение прогнозных дефицитов и избытков мощности по энергосистемам ОЭС Урала. В настоящее время в ОЭС Урала сложилось положение, когда Свердловская, Пермская, Башкирская, Оренбургская энергосистемы избыточны по мощности, Тюменская энергосистема самобалансируется, а Челябинская, Курганская, Кировская и Удмуртская энергосистемы энергодефицитны. При определении места и сроков строительства новых крупных электростанций анализ электроэнергетических условий по территории позволяет целенаправленно не допустить возникновения новых дефицитных энергосистем в первую очередь и устранить существующие дефициты. При этом прогнозируется снижение балансовых перетоков между энергосистемами и тем самым снижение потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС.

В рамках настоящей работы на основе материалов Генеральной схемы (по базовому варианту) выполнена оценка дефицитов и избытков мощности энергосистем, входящих в ОЭС Урала. Данные распределения дефицитов и избытков мощности по энергосистемам ОЭС Урала на прогнозный период представлены в таблице 13. Результаты оценки показывают, что при намеченном в Генеральной схеме развитии генерирующих мощностей распределение дефицитов и избытков меняется по сравнению с настоящим временем. Избыточными по мощности остаются Свердловская, Пермская и Тюменская энергосистемы. К 2020 году с небольшим дефицитом сводится баланс мощности Башкирской и Оренбургской энергосистем. На существующем уровне сохраняется дефицит мощности в Челябинской, Курганской, Кировской и Удмуртской энергосистемах.

Таблица 13. Распределение дефицитов/избытков по энергосистемам ОЭС Урала, МВт

Наименование энергосистемы	2010	2015	2020
ОЭС Урала, в т.ч.:	-20	2750	250
Курганская энергосистема	-100	-150	-250
Свердловская энергосистема	1480	1910	830
Тюменская энергосистема	-550	1050	610
Челябинская энергосистема	-1160	-270	-1160
Башкирская энергосистема	-10	-180	-110
Оренбургская энергосистема	480	380	-40
Пермская энергосистема	1100	1020	1680
Кировская энергосистема	-370	-230	-350
Удмуртская энергосистема	-890	-780	-960

Формирование рекомендуемого в период до 2020 года состава вводов генерирующих мощностей на территории Челябинской энергосистемы произведено по результатам оптимизации структуры генерирующих мощностей и рекомендаций по масштабам развития генерации различных типов в ОЭС Урала. В зоне Челябинской энергосистемы в период до 2020 года предусматривается развитие только тепловых электростанций.

Ввод Южно-Уральской АЭС в составе 4-х блоков типа БН-1200 предусматривается в период 2021-2030 гг.

Объекты ТЭС, ввод которых предусмотрен договорами на предоставление мощности (ДПМ), учтены безальтернативно⁶ (таблица 14).

Таблица 14. Объекты, предусмотренные ДПМ

Наименование электростанции	Наименование генкомпания	Наименование объекта генерации	Установленная мощность, МВт	Год ввода
Троицкая ГРЭС	ОАО «ОГК-2»	ПСУ-660	660	2014
Челябинская ТЭЦ-3	ОАО «Фортум»	Блок №3 (ПГУ-230Т)	225,5	2011
Южно-Уральская ГРЭС-2	ОАО «ОГК-3»	Блок №1	400	2012
		Блок №2	400	2013
		Блок №3	400	2014

Остальные ТЭС⁷ отобраны исходя из балансовой потребности во вводе генерирующих мощностей в конкретном энергоузле, наличия спроса на тепловую энергию от предлагаемых к вводу теплофикационных генерирующих мощностей, а также с учетом состава предложений в группе, наличия альтернативных вариантов развития генерации или электрических сетей, соответствия предложенного компаниями состава оборудования и вида топлива целевым ориентирам Генеральной схемы, наличия поддержки

⁶ Учтены ДПМ на момент выполнения Генеральной схемы (июнь 2010 г.). В настоящее время в соответствии с Распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 № 1334-р перечень генерирующих объектов скорректирован.

⁷ Объекты, по которым начато строительство и/или реализация которых обеспечена финансовыми ресурсами, и объекты, по которым не начато строительство и/или реализация которых не обеспечена финансовыми ресурсами, за исключением объектов, предусмотренных ДПМ

предложений энергетических компаний территориальными органами власти и управления и т.д.

Также в прогноз включены выработанные в рамках Генеральной схемы рекомендации по развитию генерирующих мощностей, необходимых для обеспечения сбалансированного развития и отвечающих целевым ориентирам Генеральной схемы⁸.

В результате рекомендуемый к вводу в период до 2020 года по территории Челябинской энергосистемы состав генерирующих мощностей на ТЭС для инновационного сценария оценен в размере 2224 МВт и для инерционного – 2104 МВт (таблица 13). Из рекомендуемых объемов вводов генерирующих мощностей 1444 МВт предусматривает использование в качестве топлива природного газа, 780 МВт – угля.

На Троицкой ГРЭС предусматривается установка угольного блока мощностью 660 МВт на суперсверхкритические параметры пара производства КНР, на использующих газ ТЭС - ПГУ и ГТУ различной единичной мощности.

Таблица 15. Вводы генерирующих мощностей на территории Челябинской энергосистемы, МВт

Тип генерации	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инновационный вариант										
Всего, в т.ч.	244	400	400	1060	0	0	0	0	60	60
АЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	244	400	400	1060	0	0	0	0	60	60
Электростанции ВИЭ (кроме ГЭС)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инерционный вариант										
Всего, в т.ч.	244	400	400	1060	0	0	0	0	0	0
АЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	244	400	400	1060	0	0	0	0	0	0
Электростанции ВИЭ (кроме ГЭС)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

⁸ Рекомендации, касающиеся объектов, принадлежащих конкретным генерирующим компаниям, и объекты, рекомендованные Генеральной схемой, но заказчик по которым в настоящее время не определен.

5.2. Прогнозные объемы демонтажа и модернизации генерирующего оборудования

Прогноз объемов демонтажа и модернизации генерирующих мощностей выполнен на основании следующих принципов:

- учтены предложения энергокомпаний по выводу из эксплуатации и модернизации оборудования;
- сформированы рекомендации по дополнительным объемам проведения реконструкции генерирующего оборудования энергосистемы, имеющего низкие параметры свежего пара (менее 9 МПа) и введенного в эксплуатацию до 1965 года (находящегося в работе более 50-ти лет);
- сформированы предложения по демонтажу оборудования, находящегося в настоящее время в консервации более одного года.

В соответствии с указанными подходами на территории Челябинской энергосистемы в период до 2015 года демонтаж генерирующего оборудования на ТЭС составит 390 МВт, в период 2016-2020 гг. – 63 МВт. При этом предусмотрен демонтаж без замены старого угольного оборудования, введенного в 40-е и 50-е годы на Южно-Уральской ГРЭС и Челябинской ТЭЦ-1 (турбины с противодавлением на низких параметрах пара), а также оборудования, введенного в 1959-1961 годах на Челябинской ГРЭС, работающей на газе (двух турбоагрегатов с противодавлением на низких параметрах пара) и Троицкой ГРЭС, работающей на привозном экибастузском угле, с учетом ввода замещающего современного угольного энергоблока 660 МВт на кузнецком угле.

Перечень агрегатов, намечаемых в период 2010-2020 гг. к выводу из эксплуатации в энергосистеме Челябинской области, представлен в таблице 16.

Таблица 16. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в 2010-2020 гг., МВт

Наименование электростанции, № и тип турбоагрегата	Год ввода	Тип демонтажа	2010-2015	2016-2020	2010-2020
<u>Троицкая ГРЭС (ОАО «ОГК-2»)</u>					
Т-85-90	1960	п/замену	85,0		85,0
Т-85-90	1960	п/замену	85,0		85,0
Т-85-90	1961	п/замену	85,0		85,0
Всего по станции			255,0		255,0
<u>Южно-Уральская ГРЭС (ОАО «ОГК-3»)</u>					
К-50-90	1952	без замены	50,0		50,0
К-50-90	1952	без замены	50,0		50,0
П-35-90	1953	без замены	35,0		35,0
Всего по станции			135,0		135,0
<u>Челябинская ГРЭС (ОАО «Фортум»)</u>					
Р-5-29	1960	без замены		5,0	5,0
Р-5-29	1959	без замены		5,0	5,0

Наименование электростанции, № и тип турбоагрегата	Год ввода	Тип демонтажа	2010-2015	2016-2020	2010-2020
Всего по станции				10,0	10,0
Челябинская ТЭЦ-1 (ОАО «Фортум»)					
P-26-29	1942	без замены		25,5	25,5
P-24-29	1942	без замены		23,5	23,5
P-4-29	1960	без замены		4,0	4,0
Всего по станции				53,0	53,0
Челябинская энергосистема - всего					
Демонтаж всего, в т.ч.:			390,0	63,0	453,0
Демонтаж ТЭС окончательный, из них:			135,0	63,0	453,0
теплофикационные			35,0	63,0	198,0
конденсационные			100,0		35,0
Демонтаж ТЭС под замену, из них:			255,0		100,0
теплофикационные			255,0		85,0

Реализация данного основного варианта вывода из эксплуатации генерирующего оборудования не может обеспечить полного обновления мощности ТЭС в Челябинской энергосистеме. В соответствии с принятыми критериями при корректировке Генеральной схемы в период до 2020 года на ТЭС Челябинской области имеется потенциал по дополнительному выводу из эксплуатации 1195 МВт неэффективного оборудования ТЭС на газе, установленного более 50 лет назад (до 1965 года), в том числе 625 МВт паросилового оборудования, имеющего низкие параметры пара (9 МПа и ниже), и 570 МВт с давлением свежего пара 130 МПа.

Данное оборудование, как правило, не может быть выведено из эксплуатации без замены, так как обеспечивает электроснабжение конкретных энергорайонов или крупных промышленных потребителей, а более 50% (645 МВт) из него работает в теплофикационном режиме. Кроме того, при осуществлении демонтажа по этим критериям, на некоторых площадках может остаться в эксплуатации один турбоагрегат (например, на блок-станциях: Турбоякской ТЭЦ, ТЭЦ Уральского автомобильного завода) или будет выведено из эксплуатации все установленное оборудование (на Челябинской ТЭЦ-1).

5.3. Прогноз динамики установленной мощности электростанций

Прогноз динамики установленной мощности электростанций Челябинской энергосистемы на период 2010 - 2020 гг. сформирован на основе принятых при корректировке Генеральной схемы решений о демонтаже, модернизации, перемаркировке, замене действующего и вводе нового генерирующего оборудования, приведенных выше.

В соответствии с прогнозом суммарный прирост установленной мощности электростанций в Челябинской энергосистеме за период 2010-2020 гг. составит 1771 МВт по инновационному сценарию (по сравнению с

установленной мощностью на конец 2009 года 4999 МВт), в том числе за период 2010-2015 гг. за счет ввода новой генерации 2104 МВт при демонтаже 390 МВт и в период 2016-2020 гг. за счет ввода новой генерации 120 МВт при демонтаже 63 МВт. По инерционному сценарию суммарный прирост установленной мощности составит 1651 МВт, в том числе за период 2010-2015 гг. за счет ввода новой генерации 2104 МВт при демонтаже 390 МВт и в период 2016-2020 гг. при демонтаже 63 МВт.

Динамика установленной мощности электростанций Челябинской энергосистемы за период 2011-2020 гг. по вариантам представлена в таблице 17.

Таблица 17. Динамика установленной мощности Челябинской энергосистемы в период 2011-2020 гг., МВт

Тип генерации	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инновационный сценарий										
Челябинская энергосистема - всего	5243	5643	5943	6968	6713	6713	6713	6688	6719	6770
АЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	5243	5643	5943	6968	6713	6713	6713	6688	6719	6770
Инерционный сценарий										
Челябинская энергосистема - всего	5243	5643	5943	6968	6713	6713	6713	6688	6659	6650
АЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	5243	5643	5943	6968	6713	6713	6713	6688	6659	6650

6. Прогнозный баланс мощности по Челябинской области на период 2011 - 2020гг.

С учетом работы Челябинской энергосистемы в составе ОЭС Урала при достаточно развитых межсистемных связях расчет перспективных балансов мощности выполняется на час собственного максимума нагрузки.

Величина потребности в установленной мощности электростанций включает прогнозируемый максимум нагрузки, расчетный резерв мощности и ограничения и недоиспользование мощности электростанций в период прохождения максимума нагрузки.

Динамика собственного и совмещенного с ОЭС Урала максимумов нагрузки Челябинской энергосистемы приведена в таблицах 17-18.

Расчетный резерв мощности Челябинской энергосистемы на перспективный период определен, исходя из размещения резерва в ОЭС Урала. Величина расчетного резерва мощности в ОЭС Урала состоит из:

- оперативного резерва мощности, необходимого для компенсации аварийного снижения мощности электростанций вследствие отказов оборудования и случайных превышений нагрузки над расчетными значениями;
- ремонтного резерва, предназначенного для возмещения мощности

оборудования электростанций, выводимого в плановый (текущий и капитальный) ремонт и на модернизацию;

- стратегического резерва, предназначенного для компенсации нарушений баланса мощности из-за непредвиденных отклонений его составляющих от прогноза (в частности, резкие колебания температуры).

Исходя из рационального распределения резерва между энергосистемами ОЭС Урала с учетом структуры установленной мощности, наличия дефицита-избытков мощности, пропускных способностей межсистемных электрических связей определена величина расчетного резерва в Челябинской энергосистеме (таблица 16), принимаемого с учетом дефицитности энергосистемы и состава установленной мощности (ТЭС – 100%).

Ограничений установленной мощности электростанций, обусловленных конструктивными дефектами или износом оборудования или отдельных узлов, которые не могут быть устранены в ходе ремонтных кампаний; работой вновь вводимого основного или вспомогательного оборудования в нештатном режиме в период его освоения и отладки; временным изменением факторов, влияющих на работу электростанций (для ТЭС – сжигание непроектного топлива и др.), в Челябинской энергосистеме в период до 2020 года не ожидается. На ТЭС имеются ограничения мощности, связанные со снижением тепловой промышленной нагрузки, в размере 142,5 МВт, в том числе на Челябинской ГРЭС (11,9 МВт на турбинах типа Р), Челябинской ТЭЦ-2 (20 МВт на турбинах типа ПТ), Челябинской ТЭЦ-1 (35,9 МВт на турбинах типа Р), Аргаяшской ТЭЦ (16,7 МВт на турбинах типа Т и Р), ТЭЦ Челябинского металлургического завода (44 МВт), ТЭЦ Магnezит (12,5 МВт). К 2018-2019 годам при выводе из эксплуатации недогруженных турбоагрегатов на Челябинской ТЭЦ-1 ограничения мощности энергосистемы снизятся до 121 МВт.

Исходя из определенных выше составляющих, общая потребность в установленной мощности электростанций Челябинской энергосистемы увеличивается по инновационному сценарию с 6996 МВт в 2011 году до 8770 МВт к 2020 году (на 20,2%), по инерционному сценарию - с 6941 МВт в 2011 году до 8065 МВт к 2020 году (на 13,9%) (таблица 18).

Таблица 18. Прогноз потребности в установленной мощности электростанций Челябинской энергосистемы по составляющим, МВт

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инновационный сценарий										
Максимум нагрузки	5536	5739	5897	6069	6264	6398	6483	6629	6759	6910
Экспорт мощности	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
Расчетный резерв мощности	720	760	750	800	780	1000	1050	1080	1100	1120
Потребность в установленной мощности электростанций	6996	7239	7387	7609	7784	8138	8273	8449	8599	8770

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инерционный сценарий										
Максимум нагрузки	5481	5622	5731	5850	6001	6098	6139	6266	6347	6465
Экспорт мощности	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
Расчетный резерв мощности	720	726	730	749	790	790	800	820	840	860
Потребность в установленной мощности электростанций	6941	7088	7201	7339	7531	7628	7679	7826	7927	8065

На основе прогнозируемой потребности в установленной мощности и сформированной на базе принятого состава инвестиционных проектов динамики установленной мощности электростанций выполнен расчет балансов мощности Челябинской энергосистемы на 2011-2020 гг. Баланс мощности Челябинской энергосистемы на час собственного максимума нагрузки представлен в таблицах 19-20.

При расчетах балансов мощности учтены временные ограничения мощности при вводе в конце года новых мощностей на электростанциях, не участвующих в год ввода в покрытии зимнего (декабрь) максимума нагрузки (так называемые вводы 4-го квартала), в том числе в 2013 году 400 МВт при вводе энергоблока на Южно-Уральской ГРЭС-2, в 2014 годах – 1060 МВт при вводе энергоблоков на Южно-Уральской ГРЭС-2 и Троицкой ГРЭС.

Таблица 19. Баланс мощности Челябинской энергосистемы на 2011-2020 гг. (инновационный сценарий)

Показатель	Ед.изм.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ											
Электропотребление	млн.кВт.ч	36314	37704	38800	39993	41341	42418	43372	44417	45489	46779
Собственный максимум нагрузки	тыс.кВт	5536	5739	5897	6069	6264	6398	6483	6629	6759	6910
Число часов использования максимума нагрузки	час	6560	6570	6580	6590	6600	6630	6690	6700	6730	6770
Экспорт мощности	тыс.кВт	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
Расчетный резерв мощности	тыс.кВт	720	760	750	800	780	1000	1050	1080	1100	1120
Расчетный резерв в % к максимуму	%	13,0	13,2	12,7	13,2	12,5	15,6	16,2	16,3	16,3	16,2
ИТОГО потребность мощности	тыс.кВт	6996	7239	7387	7609	7784	8138	8273	8449	8599	8770
ПОКРЫТИЕ											
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	5243	5643	5943	6968	6713	6713	6713	6688	6719	6770
АЭС	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	тыс.кВт	5243	5643	5943	6968	6713	6713	6713	6688	6719	6770
Электростанции ВИЭ (кроме ГЭС)	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	143	143	143	143	143	143	143	127	121	121
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	0	0	400	1060	0	0	0	0	0	0
ИТОГО располагаемая мощность на конец года	тыс.кВт	5100	5500	5400	5765	6570	6570	6570	6561	6598	6649
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-1896	-1739	-1987	-1844	-1214	-1568	-1703	-1888	-2001	-2121
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	-1176	-979	-1237	-1044	-434	-568	-653	-808	-901	-1001
То же в % к суммарному максимуму	%	-21,2	-17,1	-21,0	-17,2	-6,9	-8,9	-10,1	-12,2	-13,3	-14,5

Таблица 20. Баланс мощности Челябинской энергосистемы на 2011-2020 гг. (инерционный сценарий)

Показатель	Ед.изм.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ											
Электропотребление	млн.кВт.ч	35953	36936	37712	38553	39604	40433	41131	42169	42967	43959
Собственный максимум нагрузки	тыс.кВт	5481	5622	5731	5850	6001	6098	6139	6266	6347	6465
Число часов использования максимума нагрузки	час	6560	6570	6580	6590	6600	6630	6700	6730	6770	6800
Экспорт мощности	тыс.кВт	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
Расчетный резерв мощности	тыс.кВт	720	726	730	749	790	790	800	820	840	860
Расчетный резерв в % к максимуму	%	13,1	12,9	12,7	12,8	13,2	13,0	13,0	13,1	13,2	13,3
ИТОГО потребность мощности	тыс.кВт	6941	7088	7201	7339	7531	7628	7679	7826	7927	8065
ПОКРЫТИЕ											
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	5243	5643	5943	6968	6713	6713	6713	6688	6659	6650
АЭС	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	тыс.кВт	5243	5643	5943	6968	6713	6713	6713	6688	6659	6650
Электростанции ВИЭ (кроме ГЭС)	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	143	143	143	143	143	143	143	127	121	121
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	0	0	400	1060	0	0	0	0	0	0
ИТОГО располагаемая мощность на конец года	тыс.кВт	5100	5500	5400	5765	6570	6570	6570	6561	6538	6529
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-1841	-1588	-1802	-1574	-961	-1059	-1109	-1265	-1389	-1536
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	-1121	-862	-1072	-825	-171	-269	-309	-445	-549	-676
То же в % к суммарному максимуму	%	-20,5	-15,3	-18,7	-14,1	-2,8	-4,4	-5,0	-7,1	-8,6	-10,5

Балансы мощности Челябинской энергосистемы без учета экспорта энергии в Казахстан складываются на протяжении всего рассматриваемого периода с дефицитом, не превышающим отчетные величины перетока мощности в Челябинскую энергосистему (1395 МВт в 2007 году). С учетом экспорта мощности в Казахстан из ОЭС Урала, который в соответствии с данными ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» для корректировки Генеральной схемы планируется на протяжении всего прогнозного периода до 1000 МВт, дефицит мощности в инновационном варианте может достигать 1800-2200 МВт. Покрытие дефицита мощности будет обеспечиваться из избыточных энергосистем ОЭС Урала (главным образом из Свердловской и Пермской энергосистем), так как к 2020 году Башкирская и Оренбургская энергосистемы выходят на самобаланс.

Данная балансовая ситуация существенно снижает надежность электроснабжения потребителей Челябинской энергосистемы и экспорта в Казахстан в ситуациях неблагоприятного сочетания аварийных и плановых ремонтов основного оборудования электростанций и отключения ВЛ 500 кВ. Кроме того создается ситуация транспорта электроэнергии из избыточных Пермской и Свердловской энергосистем через дефицитную Челябинскую энергосистему, что повышает уровень потерь электроэнергии в сети 500 кВ ЕНЭС.

Для устранения данной ситуации рекомендуется приблизить сроки строительства Южно-Уральской АЭС и обеспечить срок ввода первого блока не позднее 2018 года. Снижение дефицита Челябинской энергосистемы создает в избыточных энергосистемах возможность дополнительного демонтажа неэффективного оборудования ТЭС на газе, установленного более 50 лет назад (до 1965 года).

Распределение дефицитов и избытков мощности по энергорайонам Челябинской энергосистемы представлено в таблице 21.

Таблица 21. Распределение дефицитов/избытков мощности по энергорайонам Челябинской энергосистемы на 2011-2020 гг., тыс.кВт

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инновационный сценарий										
Дефицит(-)/ избыток(+) мощности по энергосистеме, в т.ч.:	-1896	-1739	-1987	-1844	-1214	-1568	-1703	-1888	-2001	-2121
Центральный энергорайон	-1331	-1429	-1470	-1484	-1516	-1575	-1626	-1683	-1708	-1761
Златоустовский энергорайон	-951	-1019	-1035	-1049	-1101	-1115	-1144	-1153	-1191	-1230
Магнитогорский энергорайон	-886	-905	-974	-1060	-1104	-1130	-1113	-1151	-1168	-1173
Троицкий энергорайон	1272	1614	1492	1749	2507	2252	2180	2099	2066	2043

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инерционный сценарий										
Дефицит(-)/ избыток(+) мощности по энергосистеме, в т.ч.:	-1841	-1588	-1802	-1574	-961	-1059	-1109	-1265	-1389	-1536
Центральный энергорайон	-1288	-1360	-1385	-1414	-1475	-1482	-1437	-1470	-1521	-1589
Златоустовский энергорайон	-958	-986	-981	-991	-1014	-1050	-1084	-1083	-1096	-1122
Магнитогорский энергорайон	-869	-895	-953	-1030	-1099	-1123	-1088	-1094	-1123	-1140
Троицкий энергорайон	1275	1652	1518	1861	2627	2597	2500	2382	2352	2315

На территории Челябинской энергосистемы только Троицкий энергорайон избыточен по мощности, остальные в разной степени дефицитны в обоих рассматриваемых сценариях развития электроэнергетики.

Наиболее быстрыми темпами ожидается рост дефицита мощности в Магнитогорском и Центральном энергорайонах. В Магнитогорском энергорайоне основной прирост произойдет в период 2011-2015 годов (в диапазоне 270-280 МВт), что связано с развитием ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» и отсутствием вводов новых мощностей на электростанциях данного предприятия. В Центральном энергорайоне прирост дефицита мощности так же неравномерно распределен по пятилетиям прогнозного периода (соответственно около 192-232 МВт и 575-637 МВт).

С целью недопущения значительного увеличения дефицита мощности энергорайонов за 2020 годом и, учитывая требуемый большой период времени для выработки и принятия решений по вводу новых генерирующих мощностей, администрации Челябинской области рекомендуется инициировать выполнение работ по существующим электростанциям, включая блок-станции промышленных предприятий, с целью определения эффективности использования морально и физически устаревшего основного оборудования в сравнении с заменой на новое, современное и определения предельного увеличения электрической мощности электростанций по условиям площадки. В первую очередь это касается существующей Южноуральской ГРЭС.

Другим фактором, определяющим возможность сокращения дефицита мощности, является развитие малой генерации. В настоящее время в области создан ряд инициативных групп по разработке программ развития малой генерации. По экспертной оценке развитие малой генерации в промышленности и коммунальном хозяйстве, ВИЭ, электростанций на местном топливе может покрыть до 10% прогнозного электропотребления в централизованном секторе к 2020 году. Для активизации развития малой генерации необходимо снятие административных барьеров по подключению электростанций к сетям энергосистемы, популяризация показателей энергоэффективности в малых электростанциях в бизнес-среде, разработка программы развития малой генерации в коммунальном хозяйстве.

На последующих этапах прогнозирования развития электроэнергетики должны быть использованы результаты проработок по реконструкции существующих электростанций с учетом их предельной электрической мощности и программы развития малой генерации, скорректированы программы вводов мощностей и демонтажа основного оборудования с учетом минимизации дефицитов мощности энергорайонов для целенаправленного снижения балансовых перетоков мощности между энергорайонами, снижения потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС и повышения надежности электроснабжения потребителей Челябинской области.

7. Прогнозные балансы электроэнергии по Челябинской области на период 2011 – 2020 гг.

Потребность в производстве электроэнергии по энергосистеме определяется объемами собственного электропотребления, сальдо экспорта-импорта электроэнергии по договорам на поставку электроэнергии в зарубежные страны, а также потребностями в получении электроэнергии дефицитных энергосистем ОЭС Урала.

Балансы электроэнергии Челябинской области на период 2011-2020 гг. по вариантам представлены в таблицах 20-21.

К 2020 году прирост необходимого объема производства электроэнергии на территории Челябинской энергосистемы по отношению к объему производства 2009 года (25184 млн.кВт.ч.) составит 15333 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста – 5,5%) по инновационному сценарию и 14650 млн.кВт.ч (среднегодовой темп прироста – 5,3%) – по инерционному. В балансе Челябинской энергосистемы учитывается экспортная составляющая.

Покрытие потребности в электроэнергии по Челябинской энергосистеме формируется на базе последовательной загрузки электростанций различных типов: ТЭЦ (выработка по теплофикационному циклу), КЭС, а также с учетом возможности получения электроэнергии по межсистемным электрическим связям.

В энергосистеме Челябинской области в период 2011-2020 гг. в балансе электроэнергии учтена выработка конденсационных и теплофикационных энергоагрегатов ТЭС, в том числе ПГУ и ГТУ.

Наибольший удельный вес в структуре выработки электроэнергии составляет КЭС с тенденцией к незначительному снижению доли выработки с 38% до 37% по обоим сценариям. Снижением доли в структуре выработки характеризуется также ТЭЦ – с 30% до 18% по инновационному сценарию (до 17% - по инерционному) и блок-станции – с 27% до 19% по обоим сценариям. Повышением доли в структуре выработки характеризуется ПГУ: с 4% до 26% по инновационному и инерционному сценариям.

Данное изменение структуры выработки электроэнергии на электростанциях позволит снизить удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на тепловых электростанциях с учетом блок-станций с 368

гут/кВтч в 2009 году до 355 гут/кВт.ч в 2020 году по обоим сценариям. При этом расход угля на выработку электроэнергии и тепла возрастает с 4615 тыс.тут в 2009 году до 6003 тыс.тут в 2020 году по инновационному и до 5982 тыс.тут – по инерционному сценарию. Расход газа на выработку электроэнергии и тепла возрастает с 7849 тыс.тут в 2009 году до 10935 тыс.тут в 2020 году по инновационному и с 8037 тыс.тут до 11213 тыс.тут – по инерционному сценарию.

Динамика расхода топлива на выработку электроэнергии и тепла в прогнозный период представлена на рисунках 19-20.

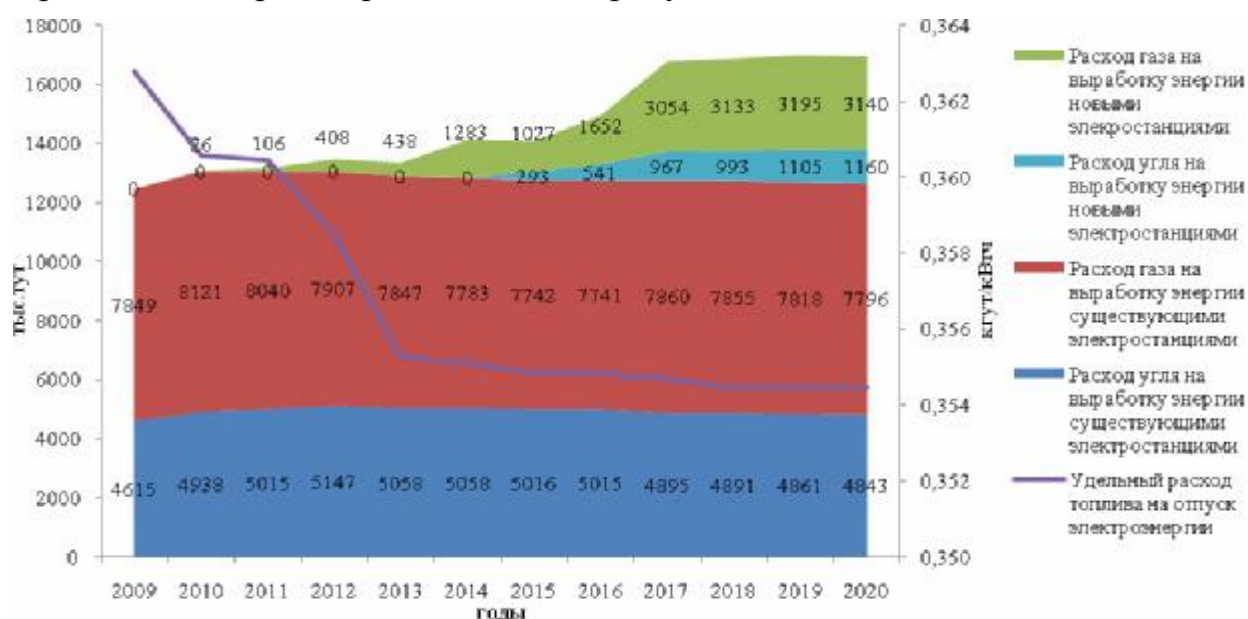


Рисунок 19. Расход топлива на выработку электроэнергии и тепла в Челябинской энергосистеме (инновационный сценарий)



Рисунок 20. Расход топлива на выработку электроэнергии и тепла в Челябинской энергосистеме (инерционный сценарий)

Баланс электроэнергии Челябинской области сводится с дефицитом на протяжении всего прогнозного периода. Таким образом, электростанции, расположенные на территории Челябинской области, не обеспечивают собственную потребность региона в электроэнергии. При этом динамика избытков электроэнергии характеризуется неравномерностью роста. Так в соответствии с инновационным сценарием дефицит электроэнергии снижается с 7133 млн.кВт.ч в 2009 году до 2038 млн.кВт.ч в 2015 году и возрастает до 6333 млн.кВт.ч в 2020 году. По инерционному сценарию дефицит электроэнергии снижается до 208 млн.кВт.ч. в 2015 году и увеличивается до 4196 млн.кВт.ч в 2020 году.

Таблица 22. Баланс электроэнергии Челябинской энергосистемы на 2011-2020 гг. (инновационный сценарий)

Показатель	Ед.изм.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ											
Электропотребление	млн.кВт.ч	36314	37704	38800	39993	41341	42418	43372	44417	45489	46779
Экспорт сальдо	млн.кВт.ч	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Итого		36384	37774	38870	40063	41411	42488	43442	44487	45559	46849
ПОКРЫТИЕ											
Выработка электроэнергии на электростанциях	млн.кВт.ч	28443	31156	30952	33502	39374	39694	39904	39884	40084	40517
ГЭС	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	млн.кВт.ч	10818	10818	10368	10368	14820	14820	14820	14820	14820	14820
ТЭЦ	млн.кВт.ч	8649	8649	8649	8456	7054	7054	7054	6961	7165	7445
ПГУ	млн.кВт.ч	1350	4063	4308	7051	9873	10193	10403	10408	10404	10556
Блок-станции	млн.кВт.ч	7627	7627	7627	7627	7627	7627	7627	7695	7695	7695
Число часов использования располагаемой мощности											
ГЭС	час	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС	час	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	час	4500	4500	4500	4500	5000	5000	5000	5000	5000	5000
ТЭЦ	час	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
ПГУ	час	5972	6490	6882	6872	6923	7148	7295	7298	7296	7403
Блок-станции	час	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500
Располагаемая мощность	МВт	5100	5500	5400	5765	6570	6570	6570	6561	6598	6649
ГЭС	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	МВт	2404	2404	2304	2304	2964	2964	2964	2964	2964	2964
ТЭЦ	МВт	1573	1573	1573	1538	1283	1283	1283	1266	1303	1354
ПГУ	МВт	226	626	626	1026	1426	1426	1426	1426	1426	1426
Блок-станции	МВт	897	897	897	897	897	897	897	905	905	905
Дефицит (-), избыток (+)	млн.кВт.ч	-7941	-6618	-7918	-6561	-2038	-2795	-3538	-4603	-5475	-6333

Таблица 23. Баланс электроэнергии Челябинской энергосистемы на 2011-2020 гг. (инерционный сценарий)

Показатель	Ед.изм.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПОТРЕБНОСТЬ											
Электропотребление	млн.кВт.ч	35953	36936	37712	38553	39604	40433	41131	42169	42967	43959
Экспорт сальдо	млн.кВт.ч	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Итого		36023	37006	37782	38623	39674	40503	41201	42239	43037	44029
ПОКРЫТИЕ											
Выработка электроэнергии на электростанциях	млн.кВт.ч	28445	31158	31021	33616	39465	39785	39905	39883	39754	39834
ГЭС	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	млн.кВт.ч	10818	10818	10368	10368	14820	14820	14820	14820	14820	14820
ТЭЦ	млн.кВт.ч	8649	8649	8649	8456	7054	7054	7054	6961	6835	6785
ПГУ	млн.кВт.ч	1351	4064	4377	7165	9965	10285	10405	10407	10404	10533
Блок-станции	млн.кВт.ч	7627	7627	7627	7627	7627	7627	7627	7695	7695	7695
Число часов использования располагаемой мощности											
ГЭС	час	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС	час	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	час	4500	4500	4500	4500	5000	5000	5000	5000	5000	5000
ТЭЦ	час	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
ПГУ	час	5980	6493	6993	6984	6988	7212	7296	7298	7296	7387
Блок-станции	час	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500
Располагаемая мощность	МВт	5100	5500	5400	5765	6570	6570	6570	6561	6538	6529
ГЭС	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	МВт	2404	2404	2304	2304	2964	2964	2964	2964	2964	2964
ТЭЦ	МВт	1573	1573	1573	1538	1283	1283	1283	1266	1243	1234
ПГУ	МВт	226	626	626	1026	1426	1426	1426	1426	1426	1426
Блок-станции	МВт	897	897	897	897	897	897	897	905	905	905
Дефицит (-), избыток (+)	млн.кВт.ч	-7578	-5848	-6761	-5007	-208	-717	-1296	-2355	-3283	-4196

Распределение дефицитов и избытков электроэнергии по энергорайонам Челябинской энергосистемы представлено в таблице 24.

Таблица 24. Распределение дефицитов/избытков электроэнергии по энергорайонам Челябинской энергосистемы на 2011-2020 гг., млн.кВт.ч

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инновационный сценарий										
Дефицит(-)/ избыток(+) электроэнергии по энергосистеме, в т.ч.:	-7941	-6618	-7918	-6561	-2038	-2795	-3538	-4603	-5475	-6333
Центральный энергорайон	-9272	-9743	-9963	-10103	-10306	-10875	-11362	-11721	-12040	-12361
Златоустовский энергорайон	-5097	-5549	-5705	-5771	-6147	-6243	-6465	-6516	-6803	-7157
Магнитогорский энергорайон	-4778	-5008	-5499	-6084	-6305	-6478	-6472	-6739	-6894	-7033
Троицкий энергорайон	11206	13682	13249	15397	20719	20801	20761	20373	20263	20217
Инерционный сценарий										
Дефицит(-)/ избыток(+) электроэнергии по энергосистеме, в т.ч.:	-7578	-5848	-6761	-5007	-208	-717	-1296	-2355	-3283	-4196
Центральный энергорайон	-9010	-9352	-9419	-9563	-10008	-10233	-10196	-10493	-10988	-11464
Златоустовский энергорайон	-5103	-5276	-5296	-5368	-5532	-5772	-6041	-6054	-6201	-6432
Магнитогорский энергорайон	-4701	-4937	-5335	-5870	-6269	-6448	-6372	-6469	-6684	-6901
Троицкий энергорайон	11236	13715	13289	15795	21602	21736	21313	20663	20590	20602

Значительным избытком электроэнергии характеризуется Троицкий энергорайон Челябинской энергосистемы. Балансы электроэнергии остальных энергорайонов дефицитны. При этом наибольшее увеличение дефицита электроэнергии ожидается в Златоустовском энергорайоне (на 5,3% по инновационному и на 3,9% по инерционному сценарию). В Магнитогорском энергорайоне прогнозируется сокращение дефицитов электроэнергии (на 2% по инновационному и 2,1% по инерционному сценарию).

8. Электрические сети

Карта-схема существующих и сооружаемых до 2015 г. сетей 110 кВ и выше Челябинской энергосистемы приведена на чертеже лист 1.

Челябинская энергосистема по сетям 500-220 кВ имеет связь:

- со Свердловской энергосистемой по:
 - ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Козырево;
 - ВЛ 500 кВ Южная – Шагол;
 - ВЛ 220 кВ БАЭС – Мраморная;
 - ВЛ 220 кВ Каменская – Кунашак;
- с Башкирской энергосистемой:
 - ВЛ 500 кВ Кропачево – Уфимская;
 - ВЛ 500 кВ Смеловская – Бекетово;
 - двум цепям 220 кВ Смеловская – Иремель;
 - двум цепям 220 кВ Смеловская – Белорецк;
 - двум цепям 220 кВ Уфимская – Амет;
- с Оренбургской энергосистемой по:
 - ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Магнитогорская;
- с Курганской энергосистемой:
 - ВЛ 500 кВ Курган – Козырево;
 - двум ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха;
- с ОЭС Казахстана по:
 - ВЛ 500 кВ (габариты 1150 кВ) Челябинск – Кустанай;
 - ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;
 - ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;

Установленная мощность электростанций, включая блок станции промышленных предприятий, составляет 4999 МВт.

Максимум электрической нагрузки энергосистемы по контрольным замерам Челябинского РДУ в 2010 г. составил 4840 МВт.

Ниже приводится краткое описание существующих и сооружаемых до 2015 г. сетей 110 кВ и выше по энергорайонам.

8.1. Центральный энергорайон

В настоящем томе в Центральный энергорайон входит Северный энергоузел и город Челябинск.

Карта-схема существующих и сооружаемых до 2015 г. электрических сетей 110 кВ и выше Центрального энергорайона приведена на чертеже лист 2, а города Челябинска на чертеже лист 3.

Северный энергорайон. Источниками питания сети 110 кВ энергоузла являются Аргаяшская ТЭЦ, ПС 220/110 кВ Мраморная с питающей ВЛ 220 кВ от БАЭС. Кроме этого энергоузел получает питание по двум цепям 110 кВ от ПС Шагол и по двум цепям 110 кВ от ПС Малахит («Свердловэнерго»).

Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сети 110 кВ и выше Северного энергоузла на этап 2015 г. без усиления сети 110 кВ приведены в таблице 25.

Результаты расчетов нормального и послеаварийных режимов работы сети 110 кВ и выше Северного энергоузла на этап 2015 г. с учетом предлагаемого усиления сети 110 кВ приведены в таблице 26.

Как следует из таблицы 25 при отключении ВЛ 220 кВ БАЭС – Мраморная напряжение в энергоузле снижается до 88 кВ. В соответствии с ранее выполненными работами для усиления сети 110 кВ рекомендуется сооружение надстройки 220 кВ на ПС 110 кВ Кыштым с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью по 63 МВА каждый. Для подключения ПС 220 кВ Кыштым предусматривается сооружение одноцепных ВЛ 220 кВ Кыштым – Мраморная и Кыштым – Шагол.

Таблица 25. Результаты расчетов послеаварийных режимов работы сети 110 кВ и выше Северного энергоузла на этап 2015 г. без усиления сети 110 кВ

Наименование	ПС 220 кВ (количество и мощность автотрансформаторов)			ВЛ 110 кВ (марка провода)							Примечание
	номер авто-трансформатора	Мраморная (2x125 МВ.А)		номер ВЛ	Малахит-Уфалей-1,2 (АС 150)		Шагол-Заварухино (АС 185)		Шагол-Аргаяшская (АС 185)		
		S, МВ.А	% от номинальной мощности		S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (88,8 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (103 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (103 МВ.А)*	
Нормальный режим зимний период 2015 г	1	70	56%	1	31	35%	51	50%	66	64%	
	2	70	56%	2	31	35%					
Послеаварийные режимы											
Отключение ВЛ 220 кВ БАЭС - Мраморная	1	-	-	1	71	80%	86	84%	107	104%	напряжения в энергоузле снижаются до 88 кВ
	2	-	-	2	71	80%					
Отключение АТ1 на ПС 220/110 кВ Мраморная	1	-	-	1	37	42%	55	53%	70	68%	напряжения в энергоузле снижаются до 103 кВ
	2	123	98%	2	37	42%					
Отключение ВЛ 110 кВ Малахит - Уфалей-1	1	75	60%	1	-	-	56	54%	71	69%	напряжения в энергоузле снижаются до 103 кВ
	2	75	60%	2	45	51%					
Отключение ВЛ 110 кВ Шагол - Заварухино	1	78	62%	1	42	47%	-	-	88	85%	напряжения в энергоузле снижаются до 99 кВ
	2	78	62%	2	42	47%					
отключение ВЛ 220 кВ БАЭС - Мраморная и ВЛ 110 кВ Малахит - Уфалей-1	1	-	-	1	-	-	112	108%	138	134%	недопустимое снижение напряжения в узле - 78 кВ
	2	-	-	2	113	127%					
отключение ВЛ 220 кВ БАЭС- Мраморная и ВЛ 110 кВ Шагол - Заварухино	1	-	-	1	100	112%	-	-	204	198%	недопустимое снижение напряжения в узле- 64 кВ
	2	-	-	2	100	112%					
Отключение АТ1 на ПС 220/110 кВ Мраморная и ВЛ 110 кВ Малахит - Уфалей-1	1	-	-	1	-	-	61	59%	77	75%	напряжения в энергоузле снижаются до 99 кВ
	2	132	106%	2	54	61%					
отключение ВЛ 110 кВ Шагол-Заварухино и ВЛ 110 кВ Шагол - Аргаяшская	1	101	81%	1	86	96%	-	-	-	-	недопустимое снижение напряжения в узле - 57 кВ
	2	101	81%	2	86	96%					
Примечание - * Значение допустимой длительной мощности по нагреву сталеалюминиевых проводов											

Таблица 26. Результаты расчетов послеаварийных режимов сети 110 кВ и выше Северного энергоузла на этап 2015 г. с учетом предлагаемого усиления сети 110 кВ

Наименование	ПС 220 кВ (количество и мощность автотрансформаторов)					ВЛ-110 кВ (марка провода)							Примечание
	номер автотрансформатора	Мраморная (2x125 МВ.А)		Кыштым (2x63 МВ.А)		номер ВЛ	Малахит-Уфалей-1,2 (АС 150)		Шагол-Заварухино (АС 185)		Шагол-Аргаяшская (АС 185)		
		S, МВ.А	% от номинальной мощности	S, МВ.А	% от номинальной мощности		S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (88,8МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (103МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (103МВ.А)*	
Нормальный режим зимний период 2015 г	1	61	49%	38	60%	1	23	26%	33	32%	41	40%	
	2	61	49%	38	60%	2	22	25%					
Послеаварийные режимы													
Отключение ВЛ 220 кВ БАЭС -Мраморная	1	31	25%	35	55%	1	41	46%	46	45%	56	54%	напряжения в энергоузле снижаются до 106 кВ
	2	31	25%	35	55%	2	41	46%					
Отключение ВЛ 220 кВ Шагол - Кыштым	1	51	40%	25	40%	1	31	35%	44	43%	56	54%	напряжения в энергоузле снижаются до 106 кВ
	2	51	40%	25	40%	2	31	35%					
Отключение АТ1 на ПС 220/110 кВ Мраморная	1	-	-	44	69%	1	28	31%	36	35%	44	43%	
	2	95	76%	44	69%	2	28	31%					
Отключение АТ1 на ПС 220/110 кВ Кыштым	1	68	54%	-	-	1	24	27%	37	36%	46	45%	
	2	68	54%	49	77%	2	24	27%					
Отключение ВЛ 110 кВ Малахит -Уфалей-1	1	64	52%	39	61%	1	-	-	35	34%	43	42%	
	2	64	52%	39	61%	2	32	36%					
Отключение ВЛ 110 кВ Шагол - Заварухино	1	65	52%	43	68%	1	26	30%	-	-	49	48%	
	2	65	52%	43	68%	2	26	30%					
Отключение ВЛ-220 кВ БАЭС - Мраморная и ВЛ-110 кВ Малахит-Уфалей-1	1	36	29%	36	57%	1	-	-	50	49%	61	59%	напряжения в энергоузле снижаются до 105 кВ
	2	36	29%	36	57%	2	59	66%					
Отключение ВЛ 220 кВ БАЭС - Мраморная и 1 СШ на Аргаяшской ТЭЦ	1	40	32%	54	86%	1	58	65%	80		78%		недопустимое снижение напряжения в узле - 93 кВ
	2	40	32%	54	86%	2	58	65%					

Продолжение таблицы 26

Наименование	ПС 220 кВ (количество и мощность автотрансформаторов)					ВЛ-110 кВ (марка провода)							Примечание
	номер автотрансформатора	Мраморная (2x125 МВ.А)		Кыштым (2x63 МВ.А)		номер ВЛ	Малахит-Уфалей-1,2 (АС 150)		Шагол-Заварухино (АС 185)		Шагол-Аргаяшская (АС 185)		
		S, МВ.А	% от номинальной мощности	S, МВ.А	% от номинальной мощности		S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (88,8МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (103МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (103МВ.А)*	
Отключение ВЛ 220 кВ БАЭС - Мраморная и 1 СШ на Аргаяшской ТЭЦ. Ограничение нагрузки на 40 МВт	1	36	29%	49	77%	1	51	57%	72	69%	81	79%	напряжения в энергоузле снижаются до 99 кВ
	2	36	29%	49	77%	2	51	57%					
Отключение ВЛ 220 кВ Шагол - Кыштым и ВЛ 110 кВ Шагол - Заварухино	1	53	42%	29	47%	1	40	45%	-	-	72	70%	напряжения в энергоузле снижаются до 103 кВ
	2	53	42%	29	47%	2	40	45%					
Отключение ВЛ 110 кВ Шагол - Заварухино и ВЛ 110 кВ Шагол - Аргаяшская	1	72	57%	54	86%	1	33	37%	-	-	-	-	напряжения в энергоузле снижаются до 105 кВ
	2	72	57%	54	86%	2	33	37%					
Отключение ВЛ 110 кВ Шагол - Заварухино, ВЛ 110 кВ Шагол - Аргаяшская и ВЛ 220 кВ БАЭС-Мраморная	1	42	33%	58	92%	1	60	68%	-	-	-	-	напряжения в энергоузле снижаются до 95 кВ
	2	42	33%	58	92%	2	60	68%					
Отключение ВЛ 110 кВ Шагол - Заварухино, ВЛ 110 кВ Шагол - Аргаяшская и ВЛ 220 кВ БАЭС - Мраморная. Ограничение нагрузки на 20МВт	1	39	32%	52	83%	1	56	63%	-	-	-	-	напряжения в энергоузле снижаются до 100 кВ
	2	39	32%	52	83%	2	56	63%					

Примечание - * Значение допустимой длительной мощности по нагреву сталеалюминиевых проводов

Город Челябинск. Карта-Схема существующих и сооружаемых до 2015 г. сетей 110 кВ и выше города Челябинска приведена на чертеже лист 3. Электроснабжение потребителей города Челябинска осуществляется на напряжении 220-110 кВ. Источниками питания сети 220 кВ являются подстанции 500/220/110 кВ Шагол, Козырево, ЧТЭЦ-3 (блок №2), цепи 220 кВ ЮУГРЭС – Шагол. Источниками питания сети 110 кВ являются: подстанции 500/220/110 кВ Шагол и Козырево, подстанции 220/110 кВ Исаково, Новометаллургическая, Конверторная, ЧФЗ, Хромовая, а также электростанции ЧГРЭС, ЧТЭЦ-1, ЧТЭЦ-2, ЧТЭЦ-3 (блок №1).

По выполненным расчетам при отключении цепи 110 кВ Шагол – Новоградская перегружается цепь сверх допустимой величины 110 кВ Шагол – Спортивная. В соответствии с ранее выполненными работами для усиления сети 110 кВ Шагол – Сосновская – Исаково рекомендуется построить ПС 220/110 Саргазы с установкой АТ 2х125 МВА. На стороне 220 кВ подстанция подключается заходом цепи 220 кВ ЮУГРЭС – Шагол, а на стороне 110 кВ заходом обеих цепей 110 кВ Шагол – Сосновская.

Для разгрузки цепей 110 кВ ЧТЭЦ-2 – ЧТЗ в послеаварийном режиме с отключением одной из вышеназванных цепей 110 кВ в соответствии с инвестиционной программой филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» работой предусматривается строительство двухцепных кабельных линий 110 кВ ЧТЭЦ-2 – ТЗП-2 – Тракторозаводская. Перечень электросетевых объектов 110 кВ предусмотренных инвестиционной программой филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» и соответственно настоящей работой приведен в приложении В.

8.2. Златоустовский энергорайон

Карта-схема существующих и сооружаемых до 2015 г. электрических сетей 110 кВ и выше приведена на чертеже лист 4.

Центрами питания сети 110 кВ энергорайона являются подстанция 220/110 кВ Чебаркуль и подстанции 500/110 кВ Златоуст, Приваловская, Кропачево.

При ремонте ВЛ 500 кВ Челябинская – Златоуст либо ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево и аварийном отключении второй из этих ВЛ 500 кВ в Кропачево – Златоустовский энергорайон по сети 110 кВ можно передать 360 МВт и непокрываемый дефицит мощности энергорайона в вышеназванных режимах в настоящее время составляет в зимний максимум нагрузки 250 МВт, в летний максимум нагрузки 160 МВт.

Для повышения надежности питания потребителей района и для выдачи мощности вновь вводимого блока 660 МВт на Троицкой ГРЭС предусматривается строительство ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Приваловская. Предусматривается установка второго автотрансформатора 500/110 кВ на ПС Приваловская.

8.3. Троицкий энергорайон

Карта-схема существующих и сооружаемых до 2015 г. электрических сетей 110 кВ и выше приведена на чертеже лист 5.

Для выдачи мощности ЮУГРЭС-2 предусматривается завести в ОРУ 220 кВ станции ВЛ 220 кВ ЮУГРЭС – КС-19 и ВЛ 220 кВ ЮУГРЭС – Шагол, а в ОРУ 500 кВ станции завести ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Шагол.

Для выдачи мощности вновь вводимого блока мощностью 660 МВт на Троицкой ГРЭС предусматривается строительство ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Приваловская.

Для электроснабжения Уральского гидromеталлургического завода (УГМЗ) с электрической нагрузкой 85 МВт предусматривается сооружение ПС 220/6 кВ УГМЗ. Подстанция подключается заходом ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС.

Для электроснабжения Михеевского ГОКа с нагрузкой 90 МВт предусматривается сооружение ПС 220/110 кВ Михеевская с установкой одного автотрансформатора мощностью 125 МВА и ВЛ 220 кВ Карталы – Магнитогорская. На стороне 220 кВ подстанция подключается заходом ВЛ 220 кВ ТГРЭС – Карталы, а на стороне 110 кВ – заходом обеих цепей 110 кВ ТГРЭС – Карталы.

Ниже в таблице 27 приводятся результаты расчетов нормального и послеаварийных режимов работы сети 110 – 220 кВ на этап 2015 г. без усиления сети 110 кВ.

Как следует из расчетов при отключении ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Михеевская и ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино загрузка ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай составляет 170 МВА или 165% от длительно допустимой по нагреву. Поэтому рекомендуется строительство ВЛ 220 кВ Карталы – Магнитогорская..

Таблица 27. Результаты расчетов послеаварийных режимов работы транзита 110 кВ и выше Троицкая ГРЭС-Карталы на этап 2015 г без усиления сети 220 кВ

Наименование	ВЛ-220 кВ (марка провода)					ВЛ-110 кВ (марка провода)				Напряже- ние в сети 110 кВ
	номер ВЛ	ТрГРЭС-Михеевская (АС-300)		ТрГРЭС-ПС-90-1,2 (АСО 500)		ТрГРЭС-Еманкино (АС 185)		ТрГРЭС-Магнай (АС 185)		
		S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (276 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (388 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (103 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (103 МВ.А)*	
Нормальный режим зимний период 2015 г	1	159	58%	141	36%	63	61%	60	58%	99-107 кВ
	2			141	36%					
Послеаварийные режимы										
Нормальный режим зимний период 2015 г (компенсация реактивной мощности на ПС Михеевская и Полоцкая)**	1	157	57%	140	36%	61	60%	57	56%	106-113 кВ
	2			140	36%					
Отключение ВЛ 500 кВ ТрГРЭС-Магнитогорская	1	191	69%	242	62%	72	70%	68	66%	99-107 кВ
	2			242	62%					
Отключение ВЛ 220 кВ ТрГРЭС - Михеевская	1	-	-	153	39%	103	100%	100	97%	96-101 кВ
	2			153	39%					
Отключение ВЛ 220 кВ ТрГРЭС - Михеевская***	1	-	-	154	40%	77	74%	74	72%	104-111 кВ
	2			154	40%					
Отключение ВЛ 220 кВ ТрГРЭС - ПС-90-1	1	165	60%	-	-	63	62%	59	58%	99-107 кВ
	2			170	44%					
Отключение ВЛ 110 кВ ТрГРЭС - Еманкино	1	180	65%	142	37%	-	-	84	81%	105-110 кВ
	2			142	37%					
Послеаварийные режимы наложение аварии на ремонт										
Отключение ВЛ 500 кВ ТрГРЭС-Магнитогорская и ВЛ 110 кВ ТрГРЭС - Еманкино	1	219	79%	245	63%	-	-	99	96%	99-107 кВ
	2			245	63%					
Отключение ВЛ 220 кВ ТрГРЭС - Михеевская и ВЛ 110 кВ ТрГРЭС - Еманкино	1	-	-	161	41%	-	-	170	165%	87-90 кВ
	2			161	41%					
Отключение ВЛ 220 кВ ТрГРЭС - Михеевская и ВЛ 110 кВ ТрГРЭС - Еманкино***	1	-	-	159	41%	-	-	118	114%	101-106 кВ
	2			159	41%					
Примечание - * Значение допустимой длительной мощности по нагреву сталеалюминиевых проводов										

8.4. Магнитогорский энергорайон

Карта-схема существующих и сооружаемых до 2015 г. электрических сетей 110 кВ и выше приведена на чертеже лист 6.

Источниками питания сети 220 кВ являются ПС 500/220 кВ Магнитогорская, ПС 500/220/110 кВ Смеловская и две цепи 220 кВ от Троицкой ГРЭС.

Источниками питания сети 110 кВ являются ПС 500/220/110 кВ Смеловская, подстанции 220/110 кВ ПС 30, ПС 60, ПС 90, ПС 77, Магнитогорские ТЭЦ и ЦЭС. Основной прирост электрической нагрузки в энергорайоне определяется ростом электрической нагрузки ОАО «ММК», ростом коммунально-бытовой нагрузки г. Магнитогорска и вводом других новых промышленных предприятий:

- ОАО «Цинковый завод» - обогатительная фабрика с электрической нагрузкой 20 МВт;

- ОАО «Уралгидроникель» - металлургический завод в Чесменском районе с электрической нагрузкой 15 МВт;

- ОАО «Верхнеуральская руда» - подземный рудник с электрической нагрузкой 9 МВт.

Администрацией г. Магнитогорска намечены мероприятия по улучшению электроснабжения городских потребителей:

- перевод подстанций 35 кВ ПС 48 и ПС 49 на напряжение 110 кВ с сооружением двухцепного участка ВЛ 110 кВ длиной 12,4 км с образованием цепи 110 кВ ПС 60 – ПС 90 – Смеловская;

- сооружение ПС 110 кВ Южная с присоединением ее ответвлениями от двухцепной ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 46.

Для электроснабжения подземного Верхнеуральского рудника намечено сооружение ПС 110 кВ Чебачья, для электроснабжения цинкового завода намечена реконструкция ПС 110 кВ Амурская с заменой трансформаторов и сооружением второй ВЛ 110 кВ Амурская – Полоцкая, для электроснабжения ОАО «Уралгидроникель» намечена замена трансформаторов на ПС 110 кВ Красногорка.

Развитие электрической сети 110 кВ Магнитогорского металлургического комбината в работе принимается в соответствии с выполненной институтом «Уралэнергосетьпроект» работой «Схема развития Магнитогорского энергетического узла на 2007 – 2012 гг» и предусматривается:

- сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ ПС 60 – МЦЭС протяженностью 8,3 км по трассе демонтируемой одноцепной линии электропередачи 110 кВ на деревянных опорах;

- сооружение трех подстанций 110 кВ: ПС 23, ПС 86н, ПС 81;

- реконструкция восьми подстанций 110 кВ: ПС 29, ПС 96, ПС 16, ПС 22, ПС 41, ПС 80, ПС 88, ПС 62.

Результаты расчетов нормального и послеаварийных режимов сети 110 кВ и выше Магнитогорского энергорайона на уровень 2015 г. приведены в таблице 28.

Таблица 28. Результаты расчетов послеаварийных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше Магнитогорского энергорайона на уровень 2015 г.

Наименование	ПС 500 кВ (количество и мощность автотрансформаторов)					ВЛ-220 кВ (марка провода)						
	номер автотрансформатора	Магнитогорская (2x801 МВ.А)		Смеловская (1x801 МВ.А)		Номер ВЛ	ТрГРЭС-ПС-90 (АСО 480)		ТрГРЭС-Михеевская (АС 300)		Магнитогорская-Смеловская (АС 300)	
		S, МВ.А	% от номинальной мощности	S, МВ.А	% от номинальной мощности		S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (388 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (276 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (276 МВ.А)*
Нормальный режим зимний период 2015 г	1	365	46%	294	37%	1	142	36%	167	60%	96	35%
	2	293	37%			2	142	36%			96	35%
Послеаварийные режимы												
Отключение АТГ-1 500/220 кВ на ПС Магнитогорская	1	-	-	421	53%	1	154	40%	175	63%	45	16%
	2	505	63%			2	154	40%			45	16%
Отключение АТ 500/220 кВ ПС Смеловская	1	526	66%	-	-	1	149	39%	172	62%	209	76%
	2	416	52%			2	149	39%			209	76%
Отключение ВЛ 500 кВ ТрГРЭС-Магнитогорская	1	270	34%	289	36%	1	236	61%	234	85%	98	35%
	2	228	28%			2	236	61%			98	35%
Отключение ВЛ 500 кВ ТрГРЭС-Магнитогорская	1	314	39%	293	37%	1	179	46%	174	63%	96	35%
	2	255	32%			2	179	46%			96	35%
Отключение ВЛ 500 кВ Смеловская -Бекетово	1	379	47%	333	42%	1	111	29%	146	53%	78	28%
	2	302	38%			2	111	29%			78	28%
Отключение ВЛ 500 кВ Смеловская - Магнитогорская **	1	662	83%	361	45%	1	144	37%	168	61%	313	114%
	2	508	63%			2	144	37%			313	114%
Отключение ВЛ 500 кВ Смеловская - Магнитогорская ***	1	564	70%	-	-	1	121	31%	153	56%	212	77%
	2	441	55%			2	121	31%			212	77%
Отключение ВЛ 500 кВ Смеловская - Магнитогорская ****	1	604	75%	301	38%	1	139	36%	162	59%	274	99%
	2	464	58%			2	139	36%			274	99%
Отключение ВЛ 220 кВ ТрГРЭС - ПС-90-2	1	408	51%	318	40%	1	169	44%	181	66%	91	33%
	2	324	40%			2	-	-			91	33%
Отключение ВЛ 220 кВ ТрГРЭС-Михеевская	1	402	50%	315	39%	1	160	41%	-	-	91	33%
	2	321	40%			2	160	41%			91	33%
Отключение ВЛ 220 кВ Магнитогорская - Смеловская-2	1	348	43%	324	40%	1	142	36%	167	60%	140	51%
	2	282	35%		2	142	36%		-	-		

Продолжение таблица 28

Наименование	ПС 500 кВ (количество и мощность автотрансформаторов)					ВЛ-220 кВ (марка провода)						
	номер автотрансформатора	Магнитогорская (2x801 МВ.А)		Смеловская (1x801 МВ.А)		Номер ВЛ	ТрГРЭС-ПС-90 (АСО 480)		ТрГРЭС-Михеевская (АС 300)		Магнитогорская-Смеловская (АС 300)	
		S, МВ.А	% от номинальной мощности	S, МВ.А	% от номинальной мощности		S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (388 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (276 МВ.А)*	S, МВ.А	% от допустимой длительной мощности (276 МВ.А)*
Послеаварийные режимы (ремонт АТГ 500/220 на ПС Магнитогорская и отключение АТГ 500/220 кВ на ПС Смеловская)												
без ввода ограничений (напряжения в сети 110 кВ снижаются до 96 кВ)	1	928	116%	-	-	1	167	43%	185	67%	209	76%
	2	-	-	-	-	2	167	43%	-	-	209	76%
с вводом ограничений - 200 МВт (напряжения в сети 110 кВ составят 106-108 кВ)	1	719	90%	-	-	1	145	37%	171	62%	185	67%
	2	-	-	-	-	2	145	37%	-	-	185	67%
Примечание - * Значение допустимой длительной мощности по нагреву сталеалюминиевых проводов												
** Переток по автотрансформаторной группе на ПС 500/220/110 кВ Смеловская направлен с напряжения 220 кВ на напряжение 500 кВ												
*** Для снижения загрузки ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Смеловская на ПС 500/220/110 кВ Смеловская отключена АТГ 500/220 кВ												
**** В Оренбургской энергосистеме введена ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская												

Анализ послеаварийных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше Магнитогорского энергорайона показал:

- при отключении одной из АТГ 500/220 кВ на подстанции Магнитогорская или АТГ 500/220 кВ на подстанции Смеловская нагрузка оставшихся в работе автотрансформаторных мощностей 500/220 кВ составляет 53-65% от номинальной мощности;

- при отключении ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Магнитогорская или одной из ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - ПС-90 нагрузка оставшихся в работе линий электропередачи 220 кВ не превышает длительно допустимой мощности по нагреву проводов;

- при отключении ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Смеловская переток мощности по АТГ 500/220 кВ на подстанции Смеловская меняет направление, в результате обе линии электропередачи 220 кВ Магнитогорская - Смеловская перегружаются на 14 %. После намечаемого ввода в Оренбургской энергосистеме ВЛ 500 кВ Газовая - Красноармейская нагрузка указанных линий снижается до длительно допустимой мощности по нагреву проводов. До ввода ВЛ 500 кВ Газовая - Красноармейская для снижения загрузки линий

электропередачи 220 кВ Магнитогорская - Смеловская рекомендуется на подстанции Смеловская отключение АТГ 500/220 кВ;
- в условиях режима наложения аварии на ремонт (ремонт АТГ 500/220 кВ на подстанции Смеловская и аварийное отключение одной из АТГ 500/220 кВ на подстанции Магнитогорская) необходим ввод ограничений электрической нагрузки Магнитогорского металлургического комбината на 200 МВт.

9. Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше

На основании существующей диспетчерской схемы Челябинской энергосистемы, а также на основании нагрузок по подстанциям 110 кВ и выше и выдаваемой мощности станций взятых из контрольных замеров Челябинского РДУ за зиму максимум и лето максимум 2010 г. выполнены расчеты потоков мощности и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше по программе Rastr. Результаты расчетов приведены на чертеже лист 7 и 8.

Эти результаты расчетов практически совпадают с контрольными замерами Челябинского РДУ зимы максимум и лето максимум 2010 г.

На основании чертежа листы 7 и 8 в последующих томах настоящей работы будут выполняться различные послеаварийные режимы с целью определения «узких мест» в режимах работы существующих сетей 110 кВ и выше Челябинской энергосистемы.

На чертеже листы 9 и 10 приведены результаты расчетов потоков мощности и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше для зимы максимум и лета максимум 2015 г. в нормальном режиме. Расчеты являются предварительными в связи со сжатыми сроками выполнения работы. В последующих томах работы расчеты будут выполняться на уровень до 2016 г. и при необходимости на промежуточные годы в нормальном и послеаварийных режимах, для обоснования сроков ввода и мощностей электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше.

10. Список использованных источников

1 Схема развития электроэнергетического комплекса Челябинской области на период до 2015 г. с перспективой до 2020 г. Институт «Уралэнергосетьпроект», 2008-2010 гг.

2 Прогнозы электропотребления, максимумов нагрузки, балансов электроэнергии и мощности по Челябинской области до 2020 года (АПБЭ, 2010).

3 Контрольные замеры Челябинского РДУ.

11. Перечень принятых сокращений

ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВВП	Валовой внутренний продукт
ВРП	Валовой региональный продукт
Генеральная схема	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года с перспективой до 2030 года
ГУ-ВШЭ	Государственный университет – Высшая школа экономики
ЕНЭС	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЗАО «АПБЭ»	ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике»
МРСК Урала	ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала»
МЭС Урала	Филиал ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» - Магистральные электрические сети Урала (сокращенное наименование: филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала)
ОДУ Урала	Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала (сокращенное наименование: филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала)
ОЭС Урала	Объединенная энергетическая система Урала, в составе Единой энергетической системы России
Росстат	Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации
УрФО	Уральский федеральный округ

Приложения
Приложение А

Выписка электросетевых объектов напряжением 220 – 500 кВ из инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на 2012 – 2016 г.

Таблица 1 – Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» по Челябинской области

Наименование проекта инвестиционной программы	Место расположения объекта	Технические характеристики		Сроки		Стоимость объекта, млн. рублей (в соответствии с проектно сметной документацией)
		Мощность	Длина ВЛ, км	Год начала строительства	Год ввода в эксплуатацию	
ПС 500 кВ Приваловская (установка второго АТ 500/110 кВ)	Челябинская область	250 МВА		2012	2013	272,6
Заходы ВЛ 500 кВ Южная-Шагол на Белоярскую АЭС-2	Свердловская область, Челябинская	ШР-180 МВАр	2x75	2010	2013	5165,0
ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Приваловская	Челябинская область	ШР-180 МВАр	235,7	2010	2014	11741,0
Реконструкция ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - КС-19 и ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Шагол 3 с ответвлением на ПС Исаково (заходы в РУ 220 кВ ЮГРЭС-2)	Челябинская область		2x1, 2x1	2010	2012	79,2
Шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая-Шагол на РУ Южноуральской ГРЭС-2	Челябинская область		2x1	2011	2013	64,7
ПС 500 кВ Магнитогорская (установка УШР на 500 кВ)	Челябинская область	ШР-180 МВАр		2011	2014	620

Приложение Б

Выписка электросетевых объектов напряжением 110 кВ из инвестиционной программы филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» на период до 2016 г.

Таблица 1 – Инвестиционная программа ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»

Наименование объекта	Проектная мощность/ протяженность сетей		год начала строительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства млн.рублей
	МВА	км			
ВЛЭП 110-220 кВ (ВН)					
ВЛ-110 кВ"Шагол-Сосновская-Исаково (1, 2 ц.)" (4,5 этапы)	0,0	51,4	2008	2011	148,9
ВЛ 110 кВ Кыштым-Аргаяш, Заварухино-Болотная, ВЛ 35 кВ Кыштым- Бижеляк. (замена сечения провода, опор)	0,0	27,4	2008	2011	133,2
ВЛ 110 кВ Еманжелинка-Коркино 1,2 ц. (замена сечения провода, опор)	0,0	43,1	2008	2015	444,3
ВЛ-110 кВ "Касли-Стройка-2" (замена сечения провода, опор)	0,0	16,0	2014	2015	139,2
ВЛ-110 кВ "Кыштым-Стройка-4" (замена сечения провода, опор)	0,0	3,2	2013	2014	50,7
ВЛ-110 кВ "Кыштым-Болото-2" (замена сечения провода, опор)	0,0	2,5	2012	2013	14,7
ВЛ 110 отп. на ПС "Октябрьская" (замена сечения провода, опор)	0,0	5,0	2014	2015	49,6
ВЛ-110 кВ "Мраморная- Кыштым" (замена сечения провода, опор)	0,0	41,0	2014	2016	328,3
ВЛ 110 кВ Златоуст-Таганай (замена сечения провода, опор)		16,5	2007	2012	183,0
ВЛ 110кВ Миасс-Курортная-Чебаркуль. Миасс-Кисегач-Чебаркуль (замена сечения провода). Установка СКРМ.	0,0	25,0	2011	2015	412,2
ВЛ-110кВ Улу -Теляк -Сим-Тяга (замена сечения провода, опор)	0,0	5,0	2011	2011	35,9
ВЛ-110 кВ "Юрюзань-Бакал" (замена сечения провода, опор)	0,0	28,0	2013	2015	284,2
ВЛ-110 кВ "Сатка-Бакал" (замена сечения провода, опор)	0,0	20,0	2013	2016	218,3
ВЛ-110 кВ "Тургояк-Горная-Таганай" (замена сечения провода, опор)	0,0	52,6	2013	2014	82,6
ВЛ-110 кВ "Ново-Субай-Симская" (замена сечения провода, опор)	0,0	4,6	2015	2016	113,3

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта	Проектная мощность/ протяженность сетей		год начала сро- ительства	год окончания стро- ительства	Полная стоимость строительства млн.рублей
	МВА	км			
Реконструкция. Уровень входящего напряжения 110 кВ					
ПС 110кВ Паклинская (расширение ЗРУ 10кВ)	0,0	0,0	2008	2011	28,3
ПС 110кВ Тракторозаводская (замена трансформатора, высоковольтного оборудования)	105,0	0,0	2011	2014	140,9
Перевод ПС 35 кВ Строммашина на 110 кВ с реконструкцией питающей ВЛ-110 кВ "Восточная-ТЗП-1" и отпайки на "ТЗП-2" от ВЛ-110 кВ "Гусеничная -ЧТЗ" первая цепь, отпайки на Восточную от ВЛ-110 кВ "Гусеничная-ЧТЗ" вторая цепь	32,0	1,5	2011	2014	132,1
ПС 110 кВ Южная (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	50,0	0,0	2008	2012	68,8
ПС 110кВ Западная (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	80,0	0,0	2008	2014	137,6
ПС 110кВ Бульварная (замена высоковольтного оборудования)	0,0	0,0	2014	2015	41,3
ПС 110 кВ "Аэродромная" (замена высоковольтного оборудования)	0,0	0,0	2014	2015	47,2
ПС 220 кВ "Очистные сооружения" (замена высоковольтного оборудования)	0,0	0,0	2014	2015	61,4
ПС 110кВ Верхнеуральская (замена трансформатора, высоковольтного оборудования)	25,0	0,0	2014	2015	59,9
ПС 110 кВ "Фершампенуаз" (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	32,0	0,0	2011	2013	106,2
ПС 110кВ Кочкарь (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	32,0	0,0	2012	2014	207,1
ПС 110кВ Варненская (замена трансформатора, высоковольтного оборудования)	25,0	0,0	2014	2016	179,0
ПС 110кВ Станкозаводская (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	20,0	0,0	2007	2015	187,7

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта	Проектная мощность/ протяженность сетей		год начала сро- ительства	год окончания стро- ительства	Полная стоимость строительства млн.рублей
	МВА	км			
ЦП Замена ОД и КЗ на выключатели филиала Челябэнерго	0,0	0,0	2011	2016	
ПС 110кВ Ильменская (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	16,0	0,0	2010	2012	122,0
ПС 110кВ Кундравы (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	20,0	0,0	2011	2011	93,3
ПС 110кВ Курортная. (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	32,0		2013	2014	96,1
ПС 110кВ Юрюзань (замена высоковольтного оборудования)	50,0	0,0	2014	2015	189,9
ПС 110 кВ Харлуши (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	20,0	0,0	2012	2014	95,3
ПС 110кВ Д.Дача (установка трансформатора, замена высоковольтного оборудования с расширением ОРУ-110 кВ)	54,7	45,7	2008	2015	77,2
ПС 110кВ В. Уфалей (замена трансформатора, высоковольтного оборудования)	25,0		2013	2015	132,9
ПС 110кВ Бутаки (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	32,0		2011	2011	64,9
ПС 110/35/10 кВ Есаулка (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования 110, 35 кВ)	50,0		2011	2013	111,7
ПС 110/10 кВ Кременкуль (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования, КРУН)	32,0	2,4	2011	2015	236,0

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта	Проектная мощность/ протяженность сетей		год начала строительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства млн.рублей
	МВА	км			
ПС 110/35/6 "Синеглазово" (комплексная реконструкция с заменой трансформаторов)	40,0	10,2	2012	2015	187,6
ПС 110кВ "К.Городская" (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	50,0		2015	2016	133,3
ПС 110кВ Аргаяш (замена трансформаторов, высоковольтного оборудования)	80,0	0,0	2015	2016	155,4
ПС 110 кВ "Заварухино" (замена высоковольтного оборудования)	0,0	0,0	2015	2016	145,7
ПС 110/6 кВ "Коелга" (комплексная реконструкция - ОРУ-110, трансформаторы 110, КРУН-10)	20,0	0,0	2012	2014	94,4
ПС 110кВ "Ю. Копи" (замена высоковольтного оборудования)	0,0	0,0	2015	2016	95,7
Кабельные ЛЭП 110 кВ (ВН)					
Строительство двухцепной КЛ-110кВ ПС Восточная-ПС Центральная, реконструкция ПС 110 кВ Тракторозаводская, перевод ПС 35кВ Центральная на 110 кВ	0,0	0,0	2011	2015	313,7
Строительство двухцепной КЛ-110кВ ПС Восточная-ПС Центральная, реконструкция ПС 110 кВ Тракторозаводская, перевод ПС 35кВ Центральная на 110 кВ					0,0
Строительство двухцепных КЛ-110кВ ПС ТЗП2-ПС Тракторозаводская, ТЭЦ-2 - ТЗП-2. с реконструкцией ПС - 110/35/6кВ Восточная	20,0	1,7	2011	2015	421,0

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта	Проектная мощность/ протяженность сетей		год начала строительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства млн.рублей
	МВА	км			
Строительство. Уровень входящего напряжения 110 кВ					
Строительство ПС 110кВ "Уралбройлер" с заходами ВЛ 110кВ	32,0	1,0	2011	2013	237,1
Строительство ПС Архиповская 110/35/10кВ 1х16МВА со строительством отпаечной ВЛ 110кВ от ВЛ 110кВ Яраткулово-Кулуево + ВЛ-110 кВ Архиповская-Пирит со строительством ячейки на ПС Пирит	16,0	71,0	2011	2015	493,9
Строительство ПС 110кВ "Новая" с заходами ВЛ 110кВ г.Троицк	50,0	1,5	2011	2014	383,8
Строительство ПС 110кВ Хамадуллинская (работы на смежных подстанциях)	63,0	0,0	2007	2012	214,1
Строительство ПС 110/6кВ Карат г.Куса	32,0	8,1	2007	2011	375,6
Строительство ПС 110кВ Машгородок	50,0	2,4	2011	2014	230,9
Строительство ПС 110кВ Краснопольская с заходами ВЛ 110кВ	50,0	1,0	2011	2012	337,4
Строительство ПС 110кВ Южная г.Магнитогорск	126,0	0,0	2011	2014	454,6
Строительство ПС 110кВ "Я.Гашека" с заходами ВЛ 110кВ	50,0	5,0	2013	2015	456,8