



РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 29.12.2017

г. Грозный

№ 304-рг

Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы

Во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», протокольных решений заседания Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) № АШ-369-пр от 9 ноября 2010 года, распоряжения Правительства Чеченской Республики от 15 мая 2017 года № 145-р «О выделении денежных средств Министерству промышленности и энергетики Чеченской Республики на разработку Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы»:

1. Утвердить прилагаемую Схему и программу развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы.

2. Министерству промышленности и энергетики Чеченской Республики (далее – Министерство) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и протокольными решениями Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) от 9 ноября 2010 года № АШ-369-пр:

2.1. Разместить Схему и программу развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы на официальном сайте Министерства в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

2.2. Приступить к новому циклу работ по формированию схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на очередной период 2019-2023 годов.

3. Контроль за выполнением настоящего распоряжения возложить на исполняющего обязанности заместителя Председателя Правительства Чеченской Республики – министра промышленности и энергетики Чеченской Республики М.Б. Байтазиева.

4. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.

Глава
Чеченской Республик



Р.А. Кадыров

УТВЕРЖДЕНА

распоряжением Главы
Чеченской Республики

29.12.2017 № 304-рг



**Схема и программа развития электроэнергетики
Чеченской Республики на период 2018-2022 гг.**

Грозный, 2017

Паспорт Программы

Наименование Программы	Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы (далее - Программа)
Основание для разработки	<ul style="list-style-type: none"> – Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»; – Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»; – Поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (перечень поручений от 29 марта 2010 года №Пр-839 пункт 5) об учете в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимального использования потенциала когенерации и модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований.
Государственный заказчик	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
Основной разработчик Программы	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д. Миллионщикова»
Цели Программы	<ul style="list-style-type: none"> - разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики и создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Чеченской Республики; - скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры Чеченской Республики; - обеспечение координации планов социально-экономического развития Чеченской Республики и схем и программ развития электроэнергетики; - информационное обеспечение деятельности органов исполнительной власти Чеченской Республики при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов; - обеспечение сетевых компаний актуальной информацией для формирования своих инвестиционных программ
Задачи Программы	<ul style="list-style-type: none"> - мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных утверждённой распоряжением Главы Чеченской Республики от 31.01.2017 года № 27-рг «Схемой и программой развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2017-2021 годы»; - оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) Чеченской Республики на период формирования СиПР ЧР; - разработка рекомендации по размещению собственных генерирующих мощностей, типов электростанций с учетом требований покрытия

	<p>максимума нагрузки в разрезе годового использования;</p> <ul style="list-style-type: none"> - определение приоритетных направлений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и размещению объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей; - разработка предложения по скоординированному развитию объектов генерации (с учётом вывода из эксплуатации) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Чеченской Республики на пятилетний период с разбивкой по годам; - разработка предложения по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Чеченской Республики на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе; - обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса.
Важнейшие оценочные показатели Программы	<ul style="list-style-type: none"> - снижение потерь электроэнергии в сетях за счет снижения издержек при транспортировке электроэнергии путем оптимизации схем электроснабжения и использования современных энергосберегающих технологий; - снижение недоотпуска и перерывов в электроснабжении; - ликвидация «узких» мест энергосистемы.
Сроки и этапы реализации Программы	2018-2022 годы
Исполнители основных мероприятий	<ul style="list-style-type: none"> - электросетевые и генерирующие компании Чеченской Республики (по согласованию); - Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики; электросетевые и генерирующие компании (по согласованию).
Объемы и источники обеспечения Программы	<p>Финансирование программных мероприятий определено в объеме 64,295 млрд. рублей (прогнозно), в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> на объекты генерации 27,058 млрд. руб. - Грозненская ТЭС - 26 млрд. руб; - Малые ГЭС – 1,058 млрд руб. <p>Реализация Программы предусмотрена за счет внешних инвестиционных средств, собственных средств предприятий (прогнозно).</p>
	<p>В ходе реализации программных мероприятий запланировано:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вводы новых электросетевых объектов: ВЛ 35-110 кВ – 215,4 км; ПС 35-110 кВ – 424 МВА. - реконструкция и техническое перевооружение электросетевых объектов: ВЛ 35-110 кВ – 474,6 км; ПС 35-110кВ – 633,1 МВА. - строительство объектов генерации: Грозненская ТЭС – 360 МВт, 525 МВА.
Система организации контроля за исполнением Программы	<p>контроль за исполнением Программы осуществляет Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»</p>

Содержание

Введение	8
Раздел 1. Общая характеристика региона	11
Раздел 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Чеченской Республики за период 2012–2016 гг.	23
2.1. Общая характеристика Чеченской энергосистемы	23
2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Чеченской Республике и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет	24
2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности	29
2.4. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки	30
2.5. Структура установленной электрической мощности и выработки электрической энергии на территории Чеченской Республики	35
2.6. Перечень существующих электростанций, включая блок-станции, установленной мощностью выше 5 МВт.	35
2.7. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности	35
2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Чеченской Республики за период 2012–2016 гг.	36
2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства Чеченской Республики 110 кВ и выше	39
2.10. Основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений	41
2.11. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Чеченской Республике, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей	42
2.12. Перечень основных групп потребителей тепловой энергии	45
2.13. Объёмы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Чеченской Республики по состоянию на отчетный год	46
2.12. Единый топливно-энергетический баланс Чеченской Республики	46
Раздел 3. Анализ функционирования электроэнергетики на территории Чеченской Республики	48
Раздел 4. Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики ...	50
4.1. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики	50
4.1.1. Расчеты электроэнергетических режимов	50
4.1.1.1. Расчеты электроэнергетических режимов. «Базовый» вариант.	55
4.1.1.2. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года.	55
4.1.1.3. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года	55
4.1.1.4. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года.	55
4.1.1.5. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года	55
4.1.1.6. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2022 года.	55
4.1.1.7. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2022 года	55

4.2. Анализ расчётов электроэнергетических режимов. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики.....	56
4.2.1. Анализ расчётов электроэнергетических режимов «базового» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики.....	56
Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики в «базовом» варианте	57
4.2.1.1. Краткая характеристика режимно-балансовой ситуации в период 2018-2022 гг.....	57
4.2.1.2. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года.	59
4.2.1.3. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года.	62
4.2.1.4. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года.	63
4.2.1.5. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года.	67
4.2.1.6. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2022 года.	70
4.2.1.7. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2022 года.	72
4.2.1.8. Мероприятия по противоаварийной автоматике.	76
4.2.1.9. Регулирование напряжения в сети и размещение источников реактивной мощности в узлах нагрузки Чеченской энергосистемы.	77
4.2.1.11. Рекомендации по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования Схемы и программы развития. .	78
4.2.1.12. Анализ загрузки трансформаторов 110 кВ на энергообъектах энергосистемы Чеченской Республики в период формирования Схемы и программы развития по «базовому» варианту... ..	78
4.3. Комплекс мероприятий, необходимых к проведению в сетях 0,4-10 кВ в муниципальных районах и городских округах Чеченской Республики.....	87
Заключение	93
Список принятых сокращений	94

Приложения и чертежи		
1	Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, подключаемым потребителям, а также прогнозы потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики, используемые в расчётной электрической модели	
2	Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, прогнозы потребления мощности энергосистем субъектов Российской Федерации Северо-Кавказского Федерального округа	
3	Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики	
4	Перечень по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы для ликвидации «узких мест» в «базовом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики на период 2018-2022 гг.	
5	Перечень мероприятий по "базовому" варианту развития, включённых в Схему и программу на основании "Программы повышения надёжности функционирования электросетевого комплекса Чеченской Республики",	

	доработанной в соответствии с замечаниями Минэнерго России (письмо №ВК-8872/09 от 14.08.2017) по "Программе повышения надёжности электросетевого комплекса Чеченской Республики".	
6	Строительство и реконструкция электросетевых объектов коммунальных электрических сетей 0,4 -10 кВ в период 2017-2018 гг. на территории Чеченской Республики	
7	Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы (в графическом исполнении и табличном формате)	
8	Карты-схемы развития энергосистемы Чеченской Республики на период до 2021 года	
9	Техническое задание на разработку Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2018-2022 гг.	

Введение

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики разработана в соответствии с:

- Федеральным законом Российской Федерации от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

- Федеральным законом от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»;

- Федеральным законом от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- постановлением Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 года № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

- постановлением Правительства Чеченской Республики от 08.12.2011 года № 196 «Об утверждении Порядка разработки и утверждения схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики»;

- постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», в редакции Постановлений Правительства Российской Федерации от 12 августа 2013 года № 691, от 17 февраля 2014 года № 116, 23 января 2015 года № 47 и от 16 февраля 2015 года № 132;

- распоряжением Правительства Чеченской Республики от 25 января 2010 года N 14-р;

- поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 г. (перечень поручений от 29.03.2010 № Пр-839 пункт 5) предусмотреть в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;

- протоколом Всероссийского совещания по вопросу разработки Схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством Заместителя Министра энергетики Российской Федерации, Заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 09.11.2010 года №АШ-369 пр;

- методическими рекомендациями Министерства энергетики (далее Минэнерго) Российской Федерации по разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в цикле работ 2011 года на период 2012-2016 годов.

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики выполнена на основании:

- генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года, одобренной на совещании в Правительстве Российской Федерации от 03 июня 2010 года;

- «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы» (далее – СиПР ЕЭС), утвержденной Министерством энергетики Российской Федерации приказом от 01.03.2017 №143;

- инвестиционных программ (а также программ реновации, техперевооружения и реконструкции) генерирующих и электросетевых компаний на территории Чеченской Республики, одобренных в соответствии с правилами Постановления Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 года № 977;

- документов территориального планирования Чеченской Республики и муниципальных образований Чеченской Республики, при необходимости согласованные Правительством Российской Федерации и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти;

- результатов инвентаризации и технического аудита электрооборудования, конструкций и сооружений энергообъектов, срок службы которых заканчиваются в течение расчетного периода, представляемых распределительными сетевыми компаниями и генерирующими организациями на территории Чеченской Республики;

- энергетической стратегии России до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года №1715-р;

- стратегии социально-экономического развития Северо-Кавказского федерального округа до 2025 года;

- стратегии развития электроэнергетики Северо-Кавказского федерального округа до 2015 года и на перспективу до 2025 года;

- информации, предоставляемая органами исполнительной власти и Координационным советом по развитию электроэнергетики Чеченской Республики;

- программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 года, утверждённой постановлением Правительства Чеченской Республики от 23.06.2011 года № 110;

- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2013-2017 годы, утвержденной постановлением Правительства Чеченской Республики от 24.07.2012 № 147;

- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2014-2018 годы, утвержденной распоряжением Правительства Чеченской Республики от 26.08.2013 года № 260-р;

- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2015-2019 годы, утвержденной распоряжением Правительства Чеченской Республики от 05.05.2015 № 115-р;

- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016-2020 годы, утвержденной распоряжением Правительства Чеченской Республики от 31.12.2015 года № 361-р;

- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2017-2021 годы, утверждённой распоряжением Главы Чеченской Республики от 31.01.2017 года № 27-рг.

Основной задачей работы является разработка рекомендаций по рациональному развитию энергосистемы Чеченской Республики с учетом потребности в электрической энергии и развития источников электроснабжения, определение необходимых объёмов строительства, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей в период до 2022 года. Результатом выполненной работы является информационная база для составления инвестиционных программ и планов капитального строительства объектов электроэнергетики и их проектирования.

Основными задачами работы в соответствии с пунктом 2 «Технического задания» являются:

- формирование стратегии развития энергетики Чеченской Республики, включая приоритеты технической, экологической и инновационной политики, размещение и структуру собственных генерирующих мощностей, параметры электрических сетей и межрегиональных связей;

- разработка экономических, технических, организационных и правовых условий, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование системы обеспечения электроэнергией хозяйственного комплекса Чеченской Республики;

- планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Чеченской Республики;

- обеспечение надёжного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Чеченской Республики;

- создание информационной базы для формирования программ развития (инвестиционных программ) субъектов электроэнергетики, а также для последующего проектирования энергетических объектов;

- обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

- обеспечение скоординированного развития магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти Чеченской Республики при формировании политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;

- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования Чеченской Республики и схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов энергетики Чеченской Республики.

За отчетный в «Схеме...» принят 2016 год, за расчетные – 2017 -2022 годы.

Раздел 1. Общая характеристика региона

Чеченская Республика – субъект Российской Федерации, входящий в состав Северо-Кавказского федерального округа (далее – СКФО), расположена в центральной части северного склона Большого Кавказа, прилегающей Чеченской равнины и Терско-Кумской низменности.

Протяженность территории с севера на юг 170 км, с запада на восток - 110 км.

Граничит: на юге - с Республикой Грузия, на юго-востоке, востоке и северо-востоке - с Республикой Дагестан, на северо-западе - со Ставропольским краем, на западе - с Ингушской Республикой.

Площадь региона - 16,1 тыс. кв. км.

Несмотря на относительно небольшую территорию, Чеченская Республика характеризуется значительным разнообразием климатических условий. Здесь встречаются все переходные типы климатов, начиная от засушливого климата Терско-Кумской полупустыни и кончая холодным влажным климатом снежных вершин Бокового хребта.

Климат республики формируется в результате сложных взаимодействий как местных климатообразующих факторов, так и тех общих климатических процессов, которые протекают далеко за ее пределами, на обширных пространствах материка Евразии.

К местным факторам, оказывающим существенное влияние на климат Чечни, относится ее географическое положение: сложный, сильно расчлененный рельеф, близость Каспийского моря. Располагаясь в одном широтном поясе с субтропиками Черноморского побережья и южной Франции, республика в течение всего года получает много солнечного тепла. Поэтому лето здесь жаркое и продолжительное, а зима короткая и сравнительно мягкая. Северный склон Кавказского хребта служит климатической границей между умеренно теплым климатом Северного Кавказа и субтропическим климатом Закавказья. Главный Кавказский хребет образует труднопреодолимый барьер на пути течения субтропического воздуха из области Средиземноморья. На севере республика не имеет высоких преград, и поэтому континентальные воздушные массы относительно свободно продвигаются по ее территории с севера и востока. Континентальный воздух умеренных широт господствует на равнинах и предгорьях Чечни во все времена года.

Температурные условия Чечни отличаются большим разнообразием. Главную роль в распределении температур здесь играет высота над уровнем моря. Заметное понижение температуры, связанное с увеличением высоты, наблюдается уже на Чеченской равнине. Так, средняя годовая температура в городе Грозном на высоте 126 метров равна 10,4 градусов, а в станице Орджоникидзевской, расположенной на той же широте, но на высоте 315 метров, - 9,6 градусов.

Лето на большей части территории республики - жаркое и продолжительное. Самые высокие температуры наблюдаются на Терско-Кумской низменности. Средняя июльская температура воздуха здесь достигает +25, а в отдельные дни поднимается до +43. При движении к югу, с увеличением высоты средняя июльская температура постепенно понижается. Так, на Чеченской равнине она колеблется в интервалах +22...+24, а в предгорьях на высоте 700 метров снижается

до +21...+ 20. На равнинах среднюю температуру воздуха выше 20 имеют три летних месяца, а в предгорьях - два.

В горах на высоте 1500-1600 метров средняя температура июля +15, на высоте 3000 метров она не превышает +7...+8, а у снежных вершин Бокового хребта опускается до +1.

Зима на равнинах и в предгорьях сравнительно мягкая, но неустойчивая, с частыми оттепелями. Число дней с оттепелями здесь достигает 60-65.

В горах оттепели бывают реже, поэтому здесь нет таких резких колебаний температуры, как на равнине. С увеличением высоты средняя температура января понижается. На Чеченской равнине она составляет -4...-4,2, в предгорьях снижается до -5 ...-5,5, на высотах около 3000 метров - до -11, а в зоне вечных снегов - до -18. Однако самые суровые морозы в республике бывают не в горах, а на равнинах. Температура на Терско-Кумской низменности может опускаться до -35, в то время как в горах она не бывает ниже -27. Это происходит потому, что при сравнительно теплой зиме и прохладном лете в горах контрасты между летними и зимними температурами сглаживаются. Следовательно, климат с увеличением высоты становится менее континентальным и более ровным.

В течение всего года воздух в Чечне, за исключением горной части, отличается значительной влажностью. Среднегодовая абсолютная влажность на территории республики колеблется от 6-7 миллибаров в высокогорьях до 11,5 миллибара на равнинах. Наименьшая абсолютная влажность наблюдается в зимнее время; летом, наоборот, она всегда высокая, максимум ее наступает в июле. С высотой абсолютная влажность понижается.

Одним из важнейших климатообразующих факторов является облачность. Облачность смягчает летнюю жару и умеряет зимние морозы. В облачную погоду обычно не бывает ночных заморозков. Одновременно облака являются носителями осадков. На равнинах республики наибольшая облачность наблюдается зимой. Самый облачный месяц - декабрь. Летом преобладает безоблачная и малооблачная погода. Наименьшей облачностью отличается август. В горах, наоборот, самые ясные - зимние месяцы, а самые облачные - летние.

Ясных дней в году в предгорьях и горах гораздо больше, чем на равнинах. Так, в селении Шатой десять месяцев в году имеют вероятность ясного неба свыше 30 процентов дней, а в Грозном - только 6 процентов.

Атмосферные осадки на территории Чечни распределяются неравномерно. Меньше всего осадков выпадает на Терско-Кумской низменности: 300-400 миллиметров. При движении к югу количество осадков постепенно увеличивается до 800-1000 и более миллиметров. В глубоких речных долинах и котловинах осадков всегда меньше, чем на окружающих склонах. Мало их выпадает и в продольных долинах. Особой засушливостью в республике отличается Алханчуртская долина. Выпадают осадки в течение года в Чечне неравномерно. Летние осадки преобладают над зимними. Максимум их везде приходится на июнь, минимум - на январь-март. Летние осадки выпадают преимущественно в виде ливней.

В холодный период года осадки выпадают в виде снега. Но на равнинах и в зимние месяцы некоторая их часть может выпадать в виде дождя. С увеличением высоты количество твердых осадков возрастает, а в высокогорьях снег выпадает весной, осенью и даже летом. На долю твердых осадков здесь может приходиться почти 80 процентов от их общего количества.

На равнинах республики снежный покров появляется в начале декабря. Обычно он носит неустойчивый характер и в течение зимы может несколько раз стаивать и появляться вновь. Зимой здесь насчитывается 45-60 дней со снежным покровом. Его средняя максимальная высота не превышает 10-15 сантиметров. Исчезает снежный покров в середине марта.

В предгорьях снег появляется в конце ноября, а тает в конце марта. Число дней со снегом здесь увеличивается до 75-80, а средняя максимальная высота снежного покрова - до 25 сантиметров.

На высотах 2500-3000 метров устойчивый снеговой покров появляется в сентябре и держится до конца мая. Число дней со снегом достигает 150-200 и более. Высота снежного покрова зависит от рельефа. С открытых мест он сдувается ветром, а в глубоких долинах и наветренных склонах накапливается.

На высотах 3800 метров и выше снег сохраняется в течение всего года.

На территории Чеченской Республики есть как возвышенности, так и равнинные участки. Часть республики расположена на склоне Большого Кавказского хребта, часть – на Чеченской равнине и Терско-Кумской низменности. Таким образом, на севере республики находится зона пустынь и полупустынь, в центре – лесостепь, а на юге – Кавказские горы. Условно территорию Чеченской Республики можно разделить на Терско-Кумскую низменность, Чеченскую предгорную равнину, Терско-Сунженскую возвышенность и горную часть.

Терско-Кумская низменность расположена между Тереком на юге и Кумой на севере. На западе ее естественной границей является Ставропольская возвышенность, а на востоке - Каспийское море. К Чеченской Республике относится только южная часть Терско-Кумской низменности. Почти три четверти всей ее площади здесь занимает Терский песчаный массив. Своим всхолмленным рельефом он отчетливо выделяется среди окружающих равнинных пространств. В геологическом отношении Терско-Кумская низменность представляет собой часть Предкавказского прогиба, заполненного сверху морскими отложениями Каспийского моря.

В четвертичное время большая часть Терско-Кумской низменности неоднократно заливалась водами Каспия. Последняя трансгрессия произошла в конце ледникового периода. Судя по распространению морских отложений этой трансгрессии, получившей название Хвалынской, уровень Каспийского моря в то время достигал отметки 50 метров над уровнем океана. Почти вся площадь Терско-Кумской низменности была занята морским бассейном.

Впадающие в Хвалынский бассейн реки приносили массу взвешенного материала, отлагавшегося в устьях и образующего большие песчаные дельты. В настоящее время эти древние дельты сохранились на низменности в виде песчаных массивов. Самый крупный из них - Терский - почти целиком находится на территории Чеченской Республики. Он представляет собой дельту древней Куры.

Одной из распространенных форм рельефа Притерского массива являются грядовые пески. Они тянутся параллельными рядами в широтном направлении, совпадающем с направлением господствующих ветров. Высота гряд может изменяться от 5-8 до 20- 25 метров, ширина - от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Отделяются гряды одна от другой межрядовыми ложбинами, которые, как правило, шире самих гряд. Гряды заросли растительностью и имеют мягкие очертания.

Интересной формой песчаных образований в Притерском массиве являются барханные пески. Особенно ярко они выражены в его северной и северо-восточной частях. Барханные пески располагаются цепями, вытянутыми перпендикулярно господствующим восточным и западным ветрам. Высота отдельных гребней достигает 30-35 метров. Барханные цепи разделяются сквозными долинами и котловинами выдувания.

За годы советской власти в Притерском массиве были проведены большие работы по закреплению сыпучих песков древесной и травянистой растительностью.

Встречаются в Притерском массиве и другие формы рельефа - бугристые пески. Они представляют собой заросшие песчаные холмы мягких очертаний высотой 3-5 метров. В пределах Терско-Кумской низменности особо следует выделить долину реки Терека. Левобережная часть ее характеризуется хорошо выраженными террасами, весь комплекс которых отчетливо прослеживается у станции Ищерской.

Чеченская предгорная равнина является частью Терско-Сунженской равнины, расположенной к югу от Сунженского хребта. Ассиновским отрогом Терско-Сунженская равнина разделяется на две обособленные предгорные равнины - Осетинскую и Чеченскую, которая с юга ограничена подножием Черных гор, а с севера Сунженским и Терским хребтами. В северо-восточном направлении равнина полого понижается от 350 до 100 метров.

Поверхность ее расчленена долинами многочисленных рек, пересекающих ее в меридиональном направлении. Это придает монотонному равнинному рельефу волнистый характер.

Больше изрезана долинами, сухими руслами и балками северная часть равнины, выходящая к реке Сунжа. Здесь, кроме речек, стекающих с гор, во многих местах на поверхность выбиваются родники, образующие так называемые «черные речки», впадающие в Сунжу.

Долины рек при выходе с гор на равнину обычно имеют крутые берега высотой до 20-25 метров. К северу высота берегов понижается до 2-3 метров. Хорошо выраженные террасы можно наблюдать только в долинах рек Сунжи и Аргуна. У остальных речек их нет совсем или они встречаются в зачаточном состоянии по излучинам.

Своеобразным рельефом на равнине выделяется водораздел рек Аргун и Гойты. Он почти совсем не расчленен и представляет собой небольшую, вытянутую в меридиональном направлении возвышенность, полого понижающуюся в стороны обеих рек.

Чеченская равнина - наиболее заселенное место в республике.

Область Терско-Сунженской возвышенности представляет интереснейший пример почти полного совпадения тектонических структур с формами современного рельефа. Антиклиналям здесь соответствуют хребты, а синклиналям - разделяющие их долины.

Формирование возвышенности связано с горообразовательными процессами кайнозойского времени, придавшими окончательную структурную форму Кавказскому хребту.

Терская и Сунженская сложные антиклинальные складки выражены в рельефе в виде двух параллельных, слегка выпуклых к северу горных цепей: северной - Терской и южной - Кабардино-Сунженской. Каждая из них в свою

очередь разделяется на ряд хребтов, состоящих из одной или нескольких антиклинальных складок.

Терский хребет протянулся почти на 120 километров. Западная его часть от долины реки Курп до селения Минеральное имеет широтное направление. К ней приурочены и наиболее значительные вершины: гора Токарева (707 метров), гора Малгобек (652 метра) и др. В районе селения Минеральное от Терского хребта в северо-западном направлении ответвляется более низкий Эльдаровский хребет. Между Терским и Эльдаровским хребтами располагается Каляусская долина, образовавшаяся в продольном прогибе.

У селения Минеральное Терский хребет поворачивает на юго-восток, сохраняя это направление до горы Хаян-Корт, а затем, снова меняя его на широтное, максимальные высоты вершин центральной и восточной части Терского хребта не превышают 460-515 метров. У восточного окончания Терского хребта под небольшим углом относительно его протянулся Брагунский хребет.

Продолжением северной цепи и заключительным ее звеном является Гудермесский хребет с вершиной Гейран-Корт (428 метров). Длина его около 30 километров. У реки Аксай он соединяется с отрогами Черных гор.

Между Брагунским и Гудермесским хребтами образовался узкий проход (Гудермесские ворота), через который река Сунжа прорывается на Терско-Кумскую низменность.

Южная цепь состоит из трех основных хребтов: Змейского, Мало-Кабардинского и Сунженского. Сунженский хребет отделен от Мало-Кабардинского Ачалукским ущельем. Длина Сунженского хребта около 70 километров, наивысшая точка - гора Албаскина (778 метров). У Ачалукского ущелья к Сунженскому хребту примыкает невысокая платообразная Назрановская возвышенность, сливающаяся на юге с Даттыхской возвышенностью. У выхода из Алханчуртской долины между Терским и Сунженским хребтами на 20 километров протянулся Грозненский хребет. На западе он связан с Сунженским хребтом небольшой перемычкой, на востоке заканчивается возвышенностью Ташкала (286 метров). Грозненский и Сунженский хребты разделяются довольно широкой Андреевской долиной.

К юго-востоку от Сунженского хребта, между реками Сунжей и Джалкой, вытянулся Новогрозненский, или Алдынский, хребет. Ханкальским ущельем и современной долиной реки Аргун он разделен на три отдельные возвышенности: Сюйр-Корт с вершиной Бёлк-Барз (398 метров), Сюль Корт (432 метра) и Гойт-Корт (237 метров).

Терский и Сунженский хребты разделяет Алханчуртская долина, протяженность которой около 60 километров. Ширина ее 10-12 километров в средней части и 1-2 километра между Терским и Грозненским хребтами.

Поверхность хребтов Терско-Сунженской возвышенности сложена сланцеватыми, часто гипсоносными глинами, железистыми песчаниками, галечниками. Широко распространены здесь четвертичные отложения в виде лесовидных суглинков. Они покрывают нижние части складов хребтов, выстилают дно Алханчуртской долины, поверхность террас Терека.

Склоны хребтов Терско-Сунженской возвышенности кое-где хранят следы бывшей сильной эрозии и образуют узорчатое кружево причудливо сочетающихся пологих отрогов и балок, холмов и котловин, седловин и оврагов.

Северные склоны, как правило, расчленены сильнее, чем южные. Балок на них больше, они глубже и в рельефе выражены резче. При движении к востоку степень расчлененности уменьшается.

Наибольшей изрезанностью отличается северный склон Терского хребта. Северные склоны Эльдаровского, Брагунского и Гудермесского хребтов расчленены слабо. Склоны Терского и Сунженского хребтов, обращенные в сторону Алханчуртской долины, пологие и длинные.

К северу от Терского хребта простирается Надтеречная равнина. Она представляет собой древнюю террасу Терека и имеет слабый наклон к северу. Равнинный характер ее кое-где нарушается легкой волнистостью, а также пологой вытянутой возвышенностью. В западной части древняя терраса незаметно сливается с третьей террасой, в восточной части этот переход обозначен резким уступом.

Участок северного склона Кавказского хребта, на котором расположена южная часть территории Чеченской Республики, представляет собою северное крыло громадной Кавказской складки.

Рельеф гор сформировался в результате длительного геологического процесса. Первичный рельеф, созданный внутренними силами Земли, подвергся преобразованию под воздействием внешних сил и стал более сложным.

Главная роль в преобразовании рельефа принадлежит рекам. Обладая большой энергией, горные реки прорезали возникавшие на их пути мелкие антиклинальные складки сквозными долинами, называемыми долинами прорыва. Такие долины встречаются на Ассе и Фортанге при пересечении ими Даттыхской антиклинали, на Шаро-Аргуне и Чанты-Аргуне, в том месте, где они пересекают Варандийскую антиклиналь, и на некоторых других реках.

Позднее в поперечных долинах, в местах, сложенных легко разрушаемыми породами, появились продольные долины притоков, которые затем разделили северный склон Кавказского хребта на ряд параллельных хребтов. В результате такого расчленения на территории республики возникли Черные горы, Пастбищный, Скалистый и Боковой хребты. Хребты образовались там, где на поверхность выходят прочные и стойкие к разрушению породы. Продольные долины, расположенные между хребтами, наоборот, приурочены к полосам распространения пород, легко поддающихся размыву. Самый низкий хребет - Черные горы. Его вершины достигают не более 1000-1200 метров над уровнем океана.

Сложены Черные горы легко разрушаемыми породами, глинами, песчаниками, мергелями, конгломератами. Поэтому рельеф здесь имеет мягкие, округлые очертания, что типично для ландшафта низких гор. Черные горы расчленены долинами рек и многочисленными балками на отдельные массивы и не образуют сплошной горной цепи. Они составляют зону предгорий республики.

В Черных горах на участках, сложенных глинами майкопской свиты, часты оползни.

Собственно горная часть республики отчетливо выражена рядом высоких хребтов. По особенностям рельефа она разделяется на две зоны: зону известняковых хребтов, к которой относятся Пастбищный и Скалистый хребты, и сланцево-песчаниковую зону, представленную Боковым хребтом и его отрогами. Обе зоны сложены осадочными породами мезозойского возраста. В составе пород,

слагающих первую зону, преобладают различные известняки. Вторая зона сложена преимущественно глинистыми и черными сланцами.

Зона известняковых хребтов в западной части усложнена Кори-Ламской антиклиналью и многими надвигами и сбросами, а в восточной – крупной Варандийской антиклинальной складкой. Поэтому ширина самой зоны меняется в различных местах. Так, в бассейне реки Фортанги ее ширина достигает 20 километров, в верховьях Мартана она сужается до 4-5 километров, а бассейне Аргуна вновь расширяется, достигая 30 и более километров. В результате Пастбищный хребет на территории Чеченской Республики имеет сложное строение и состоит из целой системы хребтов. В западной части он разветвляется на три параллельные цепи, расчлененные речными долинами на ряд отдельных хребтов. Самыми крупными из них являются Кори-Лам, Морд-Лам и Уш-Корт.

В центральной части республики Пастбищный хребет тянется в виде одной цепи - Пешхойских гор. В восточной части он представлен Андийским хребтом, от которого отходят многочисленные отроги.

Некоторые вершины Пастбищного хребта имеют высоту более 2000 метров над уровнем океана.

Южнее Пастбищного хребта располагается самый высокий из известняковых хребтов - Скалистый. Он только в нескольких местах пересекается речными долинами и на значительном протяжении носит характер водораздельного хребта.

Наивысшей точкой Скалистого хребта является вершина Скалистая, или Хахалги (3036 метров), которой заканчивается хребет Цорей-Лам. От этой вершины Скалистый хребет поворачивает на северо-восток в виде хребта Ерды и протягивается к реке Гехи, пересекающей его глубоким Гехинским ущельем. От реки Гехи Скалистый хребет тянется к юго-востоку до хребта Кири-Лам, выходит к долине реки Шаро-Аргун у селения Кири.

Рельеф известняковых хребтов своеобразен. Склоны их, хотя и крутые, не бывают отвесными. Они сильно сглажены, не образуют скалистых уступов. Во многих местах подножья склонов покрыты мощными осыпями из сланцевого щебня.

Боковой хребет, тянущийся вдоль южной границы республики, представляет собою цепь высочайших горных массивов, сложенных сильно дислоцированными сланцево-песчаниковым и отложениями нижней юры. На этом участке Кавказа он выше Главного хребта почти на 1000 метров. Только в двух местах он пересекается долинами рек Асса и Чанты-Аргун.

В западной части республики, между Терекком и Ассой, Боковой хребет не носит характера самостоятельного хребта и по существу является отрогом Главного, или Водораздельного хребта. Восточнее, в массиве Махис Магали (3989 метров), Боковой хребет уже приобретает черты обособленного хребта, ограниченного с севера продольной долиной реки Гулой-Хи, а с юга - продольными долинами притоков Ассы и Чанты-Аргуна. Далее к востоку звеньями Бокового хребта на территории Чеченской Республики являются Пирикительский хребет с вершинами Тебулос-Мта (4494 метра), Комито-Даттых Корт (4271 метр), Доноо Мта (1178 метров) и Снеговой хребет, высшая точка которого - гора Диклос-Мта (4274 метра).

Все эти хребты образуют водораздельный хребет, который непрерывной 75-километровой цепью протянулся между верховьями рек Чанты-Аргун и Шаро-Аргун - на севере и Андийским-Койсу - на юге.

Доминирующая роль в высокогорной зоне принадлежит продольным долинам главных рек. Именно продольное расчленение определяет здесь основные черты рельефа. Большую роль в его формировании играет ледниковая и фирновая эрозия. Здесь прекрасно выражены разнообразные формы альпийского рельефа: цирки, карри, морены. Ледники придали многим вершинам, лежащим выше снеговой линии, пирамидальную форму с острыми гребнями, разделяющими цирки соседних фирновых полей.

Ниже современных ледников сохранились следы четвертичного оледенения в виде лишенных уже льда циркон, подвешенных боковых долин с обрывающимися с них водопадами, конечных морен, ледниковых озер.

Между Скалистым и Боковым хребтами протянулась неширокая полоса гор, сложенных глинистыми сланцами и песчаниками средней юры. Эти породы легко разрушаются. Поэтому здесь нет ни скалистых утесов, ни глубочайших ущелий.

Самой большой рекой, протекающей на территории Чечни, является Терек. Кроме того, здесь находится и русло другой крупной реки Кавказа - Сунжа.

Реки на территории Чеченской Республики распределены неравномерно. Горная часть и прилегающая к ней Чеченская равнина имеют густую, сильно разветвленную речную сеть. А на Терско-Сунженской возвышенности и в районах, расположенных к северу от Терека, рек нет. Это обусловлено особенностями рельефа, климатическими условиями и, прежде всего, распределением осадков.

Почти все реки республики носят ярко выраженный горный характер. Обладая быстрым, бурным течением и большой живой силой, они пролагают себе дорогу в глубоких, узких ущельях. При выходе на равнину, где течение их замедляется, реки создали широкие долины, дно которых полностью заливается водой только во время больших разливов. Принесенные с гор галька и песок здесь осаждаются, образуя перекаты, мели и острова. Благодаря этому русло реки часто разделяется на рукава.

По водному режиму реки Чеченской Республики можно разделить на два типа. К первому относятся реки, в питании которых важную роль играют ледники и высокогорные снега. Это Терек, Сунжа (ниже впадения Лесы), Асса и Аргун.

В летний период, когда высоко в горах энергично тают снега и ледники, они разливаются.

Ко второму типу относятся реки, берущие начало из родников и лишенные ледникового и высокогорного снегового питания. В эту группу входят Сунжа (до впадения Ассы), Валерик, Гехи, Мартанка, Гойта, Джалка, Белка, Аксай, Ярык-Су и другие, менее значительные. Летом половодья у них не бывает.

Водный режим рек обоих типов характеризуется резкими дождевыми паводками в летний период. В горах во время сильных ливней даже маленькие речки и ручьи в течение короткого времени превращаются в грозные, бурные потоки, несущие вырванные с корнем деревья и передвигающие огромные камни. Но после прекращения ливня вода в них так же быстро спадает.

Гудермесский район расположен в юго-восточной части Чеченской Республики и граничит с Республикой Дагестан. Районным центром является город Гудермес, расположенный в экономически важном месте, в 40 км от города Грозного. В Гудермесе имеется крупный железнодорожный узел 4-х направлений - на города Астрахань, Баку, Моздок, Грозный.

Рельеф в основном равнинный. В южной части перерезается невысоким Гудермесским хребтом, верхняя часть которого покрыта лесами, а южные и северные склоны пригодны для землепользования.

Территорию района пересекают 3 реки. Кроме того, имеется много выходов естественных горячих серно-железных источников с температурой 800 градусов и выше. Источники используются для устройства бань в бальнеологических целях и в охлажденном виде для орошения.

Климат района сухой, лето продолжительное и жаркое. Зима короткая и теплая. Снеговой покров неустойчив и не превышает 10-15 см. Весна начинается в первой половине марта. Осень сухая, теплая. Климатические условия благоприятны для выращивания теплолюбивых культур: риса, кукурузы, винограда и др.

Полезные ископаемые Чеченской Республики представлены преимущественно минеральным сырьем. В республике ведется разработка 20 нефтегазовых месторождений: 17 нефтяных месторождений, 2 газонефтяных и нефтегазоконденсатное месторождение. Нефть Чеченской Республики – одна из самых высококачественных в стране: легкая, с высоким содержанием парафина и малосернистая. Запасы нефти оцениваются в 50-60 млн. т. Однако в значительной мере они уже исчерпаны. Общие разведанные запасы (до глубины 4,5–5 км) превышают 780 млн. т.

Запасы природного газа составляют более 60 млрд. куб. м.

Строительные материалы представлены месторождениями глин, суглинков, супеси, песчаника, песка для строительных работ, песчано-гравийных отложений, известняка.

Минеральные подземные воды представлены 4 разведанными месторождениями (наиболее крупное – Исти-Су) с общими эксплуатационными запасами 1,657 тыс. куб. м в сутки.

Геотермальные воды распространены повсеместно и практически не используются, общий объем утвержденных запасов составляет 36,2 тыс. куб. м в сутки.

Пресные подземные воды представлены 4 месторождениями (наиболее крупное – Чернореченское) с общими эксплуатационными запасами 1095,2 тыс. куб. м в сутки.

Чеченская Республика располагает большими запасами гидроэнергетических ресурсов горных рек, однако их использование до сих пор не налажено.

На территории республики выявлено несколько месторождений ценного минерала – цеолита с суммарными запасами, превышающими 5,5 млрд. т. Его добыча в настоящее время не ведется. Цеолиты используются в нефтехимии в качестве катализаторов на разных процессах переработки нефти

В пределах Притерского песчаного массива распространены песчаные светло-каштановые почвы, находящиеся на разных стадиях развития. Здесь можно наблюдать все переходные формы, начиная от сыпучих песков, почти не затронутых процессами почвообразования, и кончая сформировавшимися глубоко гумусированными песчаными почвами. В восточной части, вблизи границы с Дагестаном, встречаются светло-каштановые солонцеватые почвы с пятнами солончаков, а по староречьям Терека - луговые и лугово-болотные солонцеватые почвы. В долине Терека, на высоких террасах, развиты темно-каштановые почвы, низкие террасы заняты луговыми и лугово-болотными почвами. На Терско-

Сунженской возвышенности и прилегающей к ней полосе Чеченской равнины преобладают черноземные почвы с отдельными пятнами темно-каштановых.

На Чеченской равнине преобладают луговые почвы. Повышенные ее участки заняты выщелоченными черноземами. По долинам рек распространены дусово-болотные и аллювиальные почвы.

Почвы в зоне горных лесов разнообразны, что объясняется неодинаковыми условиями процессов почвообразования на разных высотах и разных склонах. На северных, более пологих и влажных склонах хребтов, они развиты лучше и богаче перегноем по сравнению с почвами южных - крутых и сухих - склонов. Слой почвы увеличивается обычно к подножию, так как дождевые и талые снеговые воды смывают ее с верхних частей склонов вниз.

На северных лесистых склонах широко распространены бурые горно-лесные почвы. Содержание перегноя в них составляет 5-7 процентов. В речных долинах и котловинах распространены луговые и лугово-болотные почвы. А там, где на поверхность выходят коренные горные породы, на осыпях встречаются скелетные почвы, еще мало затронутые процессом почвообразования. Почвы в зоне - горно-луговые, с большим содержанием перегноя, количество которого увеличивается с высотой. В горно-луговых почвах альпийского пояса количество перегноя иногда достигает 35-40 процентов. Объясняется это тем, что по мере увеличения высоты происходит понижение температуры и сокращение вегетационного периода, что задерживает процессы разложения. За счет накопления полуразложившейся растительной массы образуется торфянистый слой. Мощность горно-луговых почв уменьшается вверх по склонам хребтов.

Почвы альпийского пояса маломощны. За Скалистым хребтом и на южном склоне Андийского хребта среди горно-луговых почв попадаются небольшие массивы почв горно-степных, близких к черноземам, с горно-кеерофитной и степной растительностью.

По данным Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Чеченской Республике (на 1 марта 2017 года) численность населения региона составляет 1418,028 тысяч человек, в т.ч.:

- городское: 492,980 тысяч человек (34,8%);
- сельское: 925,048 тысяч человек (65,2%).

Административный центр региона г. Грозный. Население – 292,532 тысяч человек. Расстояние от Грозного до Москвы – 1 498 км.

В республике имеется 3 города республиканского значения: Грозный, Аргун, Гудермес. Города Урус-Мартан и Шали являются городами районного значения. Количество населенных пунктов – 363, количество домохозяйств – 259 153 шт.

Административно-территориальное деление - 15 районов: Ачхой-Мартановский, Веденский, Грозненский, Гудермесский, Итум-Калинский, Курчалоевский, Надтеречный, Наурский, Ножай-Юртовский, Сунженский, Урус-Мартановский, Шалинский, Шатойский, Шаройский, Шелковской.

Чеченская Республика – многонациональный субъект Российской Федерации: абсолютное большинство населения (95,1%) чеченцы, русские составляют 1,9%, другие национальности – 3%.



Рис. 1.1. Карта административно – территориального деления

Районные центры: 1 – с. Ачхой–Мартан; 2- с. Ведено; 3 – г. Грозный; 4 – г. Гудермес; 5 – с. Итум–Кале; 6 – с. Знаменское; 7 – ст. Наурская; 8 – с. Ножай–Юрт; 9 - г. Урус–Мартан; 10 – г. Шали; 11 – с. Шатой; 12 – ст. Шелковская; 13 – ст. Серноводская; 14 – с. Шарой; 15 – с. Курчалой.

Полезные ископаемые Чеченской Республики включают топливно-энергетические ресурсы, такие как: нефть, газ, конденсат. Общераспространенные полезные ископаемые представлены: месторождениями кирпичного сырья, глинами, строительными песками, песчано-гравийные смеси, камни строительные, запасы цементных мергелей, известняков, доломитов, гипсов. Также республика богата гидроэнергетическими ресурсами, прежде всего, р. Аргун, р. Асса и др. (расчетные ресурсы составляют до 2000 МВт) и теплоэнергетическими ресурсами, расположенными на равнинной части.

Чеченская Республика является обеспеченной водными ресурсами (как поверхностными, так и подземными) территорией Российской Федерации. Водные ресурсы республики сосредоточены в реках, озерах,

водохранилищах, ледниках и в недрах земли. В связи с особенностями рельефа и климатическими условиями, в первую очередь распределением осадков, речная сеть распределена по территории республики неравномерно.

Горная часть и прилегающая к ней Чеченская равнина имеют густую, сильно разветвленную речную сеть. А на Терско-Сунженской возвышенности и в районах, расположенных к северу от Терека, рек нет. Почти все реки республики носят ярко выраженный горный характер и берут начало на высоких гребнях хребтов из родников и ледников.

Чеченская Республика имеет весьма разветвленную речную сеть. Общее количество рек составляет 3198, суммарная протяженность - 6508,8 км. Все реки относятся к речным системам Терека и Сулака бассейна Каспийского моря. Преобладающее большинство рек (> 97 %) представляет собой небольшие водотоки длиной менее 10 км. Число основных рек (длиною более 10 км) - 100.

В горной части и на Терско-Сунженской возвышенности встречаются минеральные источники: серные, солено-щелочные, железо-щелочные, соленые. На Сунженском, Терском, Брагунском и Гудермесском хребтах вода некоторых источников выходит с большой глубины и имеет высокую температуру (90 °С). Воды многих минеральных и горячих источников Чеченской Республики обладают ценными целебными свойствами.

По данным Министерства экономического развития и торговли Чеченской Республики Чеченской Республикой производится более 9% ВРП СКФО, и по этому показателю она занимает на 3-е место среди субъектов СКФО, после Ставропольского края и Республики Дагестан и 71-е среди субъектов Российской Федерации. При этом по величине ВРП, произведенного республикой в расчете на душу населения, Чеченская Республика опережает только Республику Ингушетию, находясь на 6-м месте среди субъектов СКФО и на 83-м среди субъектов Российской Федерации, отставая от среднероссийского показателя в 3,8 раза и в 1,5 раза от уровня СКФО.

Основные отрасли промышленности - нефтегазодобывающая, строительных материалов, машиностроение, швейная, мебельная. В сельском хозяйстве преобладают земледелие, садоводство, переработка сельхозпродукции.

На энергетический комплекс Чеченской Республики приходится 2% от выпуска продукции всей региональной экономики, 1% добавленной стоимости, произведенной в регионе, 4% инвестиционных вложений, 1% налоговых выплат, 2% среднегодовой численности занятых с производительностью труда 0,697 млн руб./чел.

Лидирующие предприятия комплекса: АО «Чеченэнерго» - транспортировка электроэнергии (с мая 2015 года переданы функции гарантирующего поставщика) ~ 94% экономики комплекса, МУП «Теплоснабжение» - производство, передача и распределение пара и горячей воды - 6% экономики комплекса.

Чеченская Республика при наличии собственных природно-ресурсных возможностей для производства энергетических мощностей является энергодефицитным регионом.

Раздел 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Чеченской Республики за период 2012–2016 гг.

2.1. Общая характеристика Чеченской энергосистемы

Электроэнергетика Чеченской Республики представляет собой комплекс воздушных и кабельных линий электропередачи и трансформаторных подстанций разного класса напряжения, связанных общностью режима работы, имеющих общий резерв мощности и централизованное оперативно-диспетчерское управление. Территориально включает в себя сети напряжением 330 кВ - ПАО «ФСК ЕЭС» и электрические сети напряжением 0,4; 6; 10; 35; 110 кВ, эксплуатация которых осуществляется АО «Чеченэнерго».

В соответствии с этим субъектами электроэнергетики, образующими региональную энергосистему Чеченской Республики является:

- АО «Чеченэнерго» под управлением ПАО «МРСК Северного Кавказа» осуществляет деятельность по передаче электрической энергии и функции гарантирующего поставщика, занимает доминирующее положение в электроэнергетической отрасли Чеченской Республики, осуществляет перетоки электрической энергии в границах с ней соседние субъекты РФ, а также оказывает услуги по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей на территории Чеченской Республики;

Основным центром питания потребителей Чеченской Республики является ПС 330 кВ Грозный. Электроснабжение оставшейся части потребителей осуществляется по межсистемным переточным ВЛ 110 и 35кВ .

- Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Ставропольское ПМЭС осуществляет эксплуатацию сетей 330 кВ;

Из-за отсутствия собственной генерации в энергосистеме Чеченской Республики является энергодефицитной.

Сетевое хозяйство Чеченской Республики находится в процессе восстановления. Если в сети 110 кВ в результате выполненных работ по реконструкции и строительству энергообъектов удалось «замкнуть транзит» и тем самым обеспечить резервирование подстанции 110 кВ в нормальном режиме работы, то сети 35 кВ и ниже не имеют возможности резервирования электроснабжения потребителей, так сети исторически строились радиального типа. Не смотря на качественные изменения наметившиеся в энергосистеме в последние годы в плане повышения надежности электроснабжения потребителей, темпы восстановления, реконструкции и модернизации энергообъектов не удовлетворяют возрастающим потребностям экономики Республики в электроэнергии.

Основные проблемы энергетической отрасли Чеченской Республики заключаются:

- в отсутствии собственных генерирующих мощностей;

- проблеме дефицита трансформаторных мощностей подстанций 110 и 35 кВ;
- росте уровня износа основных производственных фондов электросетевой компании, который и так был выше среднероссийского.

В связи со стабилизацией социально-экономической ситуации, увеличением объемов производства в последние годы наблюдается рост потребления электрической и тепловой энергии, при этом опережающими темпами растет объем потребления электрической энергии.

В Чеченской Республике существуют предпосылки развития гидроэнергетики, что обусловлено наличием значительных гидроэнергоресурсов горных рек, протекающих по территории республики. Целесообразность использования данного вида ресурса многократно подтверждена на практике развития энергетики республик Северного Кавказа, где в настоящее время функционирует 36 ГЭС, в стадии проектирования и строительства находятся еще около 30 ГЭС. Освоение гидроэнергетических ресурсов Чеченской Республики является наиболее перспективным направлением.

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Чеченской Республике и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет.

Основными потребителями электрической энергии в Чеченской Республике являются в первую очередь население, бюджетная сфера, незначительная доля промышленности, в основном нефтедобыча и, в небольшом объеме транспорт и сельское хозяйство.

В отчетный период с 2012 по 2016 гг. наблюдался устойчивый рост электропотребления, обусловленный масштабными строительно-восстановительными процессами в республике.

В 2016 году темпы роста электропотребления сохранились примерно на уровне прошлого года. Из-за продолжающихся в Чеченской Республике масштабных строительно-восстановительных работ рост электропотребления в сравнении с 2015 годом составил 1,4 % и достиг величины 2636 млн кВт.ч. Одной из основных задач снижения сверхнормативных потерь электроэнергии, является реализация на территории Чеченской Республики Комплексной программы по снижению сверхнормативных потерь, а так же активной работой энергоснабжающих предприятий с потребителями по снижению потерь электроэнергии и повышению уровня платежей за потребленную электроэнергию.

Динамика электропотребления, среднегодовых темпов прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за отчетный период представлена в таблице 2.1 и на рисунках 2.1, 2.2 и 2.3

Таблица 2.1

Динамика электропотребления и среднегодовых темпов прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012–2016 гг.

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016
Электропотребление, Э, млн. кВтч	2340.7	2379.1	2540	2598	2636
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч.	9.5	38.4	160.9	58	38
Среднегодовые темпы прироста, %	0.4	1.6	6.8	2.3	1,4



Рисунок 2.1 Динамика электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012-2016гг.



Рисунок 2.2 Динамика абсолютного прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012-2016гг.



Рисунок 2.3 Динамика среднегодовых темпов прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012-2016гг.

Как видно из таблицы 2.1 и рисунков 2.1, 2.2 и 2.3, в период 2012 – 2016 гг. наблюдался общий рост электропотребления, однако с 2014 года отмечено снижение темпов роста электропотребления.

Таблица 2.2

Структура электропотребления Чеченской Республики по видам
экономической деятельности за 2012-2016 гг.

Наименование	2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016	
	млн кВт. ч.	%	млн кВт. ч.	%	млн кВт. ч.	%	млн кВт. ч.	%	млн кВт. ч.	%
Промышленное производство	36,1	2,4	94,9	5,8	118,4	7,7	123,8	8,0	133,8	8,4
Непромышленны е потребители	77,2	5,1	82,1	5,0	125,5	8,2	207,0	13,4	212,4	13,3
ОПП	803,7	52,9	831,3	50,5	493,7	32,2	-	-	-	-
Сельхоз. потребители	2,5	0,2	2,7	0,2	3,5	0,2	9,0	0,6	10,1	0,6
Бытовое потребление	435,5	28,7	452,6	27,5	589,8	38,5	875,8	56,6	899,3	56,4
Бюджетные потребители	78,3	5,2	98,1	6,0	114,4	7,5	201,9	13,0	206,7	13,0
ЖКХ	85,1	5,6	84,9	5,2	86,7	5,7	129,9	8,4	132,9	8,3
Итого по АО «Чеченэнерго»	1518,3		1646,6		1532,0		1547,4		1595,2	
Потери в сетях		34,54		29,35		35,32		40,0		36,2



Рис. 2.4. Структура отпуска электрической энергии из сетей АО «Чеченэнерго» в 2016 году по группам потребителей

Анализ структуры электропотребления за 2012–2016 годы (табл.2.2) показывает 2 тенденции:

- растущий характер электропотребления промышленного производства, связанный с восстановительными процессами в Чеченской Республике;
- отсутствие доли ОПП в структуре отпуска электрической энергии, связанное прекращением операционной деятельности в 2013 году крупного ОПП – ГУП «Чечкоммунэнерго».

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности

Таблица 2.3

Основными потребителями электроэнергии в Чеченской Республике за период 2012–2016 гг являются, нижеследующие потребители

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	2012 (млн кВт.ч)	2013 (млн кВт.ч)	2014 (млн кВт.ч)	2015 (млн кВт.ч)	2016 (млн кВт.ч)
1.	ГУП "Чеченцемент"	Производство цемента	60,1	88,1	101,9	28,8	39,2
2.	МУП "Водоканал» г. Грозного	Водоснабжение и водоотведение г. Грозный	12,8	13,4	14,1	12,9	13,6
3	ГУП «Сахарный завод ЧР»	г. Аргун ул. Сахарозаводская,2	0,11	3,7	2,5	0,2	1,1
4.	ОАО "Оборонэнерго сбыт"	Энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии потребителям министерства обороны	31,8	30,1	7,7	2,6	4,7
5.	ОАО "Грознефтегаз"	Предприятие по добыче нефти и газа	30,5	27,3	23,9	7,2	11,6
6.	ГУП «Чечводоканал»	Водоснабжение и водоотведение по Чеченской Республике	28,6	33,1	42,2	15,6	18,4
6.	ОАО «Мегафон»	Мобильная связь	16,2	17,2	19,8	7,1	8,2
7.	ОАО «РЖД»	Железнодорожные перевозки	8,7	9,3	8,1	3,1	3,6
8.	ОАО «Вымпелком»	Мобильная связь	5,9	7,2	10,1	3,7	3,9
9.	ЦОУ ВОГОиП МВД России	Объекты МВД России	5,5	5,5	5,5	1,8	2,2
10.	ГУП «Аргунский комбинат хлебопродуктов»	г. Аргун, ул. Кадырова, 2	0,04	0,2	0,4	0,2	0,3
11.	УФСБ по ЧР	г. Грозный, пр. Исаева, 70	2,2	2,8	5,1	1,9	2,1
12.	ООО «ЛИДЕР – А»	Г. Гудермес	1,5	1,5	1,3	1,3	1,4
13.	МУП	г. Грозный, ул.	0,07	0,2	1,5	0,7	0,6

	«Биоочестные сооружения»	Машинная,5					
14.	Войсковая часть 6790	г. Грозный ,аэропорт «Северный»	11,8	22,3	33,5	13,1	13,9
15.	ГУП «Чечкарьеруправление»	г. Грозный, ул. Боевая,26	0,7	0,9	0,8	0,7	0,7
16.	ООО «Бионикс»	ст. Червленая	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6

Примечание: Статистические данные по потреблению мощности за 2012–2016 годы отсутствуют.

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки

В отчетный период 2012 – 2016 гг. с учетом роста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республике, собственный максимум нагрузки энергосистемы в 2016 году повысился по сравнению с 2015 годом на 4,2%. Снижение максимума в 2013 году объясняется аномально низкой температурой воздуха прохождения максимума 2012 года (-21,8°С) на фоне продолжающейся реализации на территории Чеченской Республики Комплексной программы по снижению сверхнормативных потерь в сетях, активной работой энергообеспечивающих предприятий с потребителями по снижению потерь электроэнергии и повышению уровня платежей за потребленную электроэнергию.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы и среднегодовых темпов прироста собственного максимума нагрузки энергосистемы Чеченской Республики за отчетный период представлена в таблице 2.4 и на рисунках 2.9, 2.10 и 2.11.

Таблица 2.4

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012–2016 гг.

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016
Собственный максимум нагрузки, МВт	473	455	499	473	493
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	39	-18	44	-26	20
Среднегодовые темпы прироста, %	8,9	-3,7	6,3	-5,2	4,2

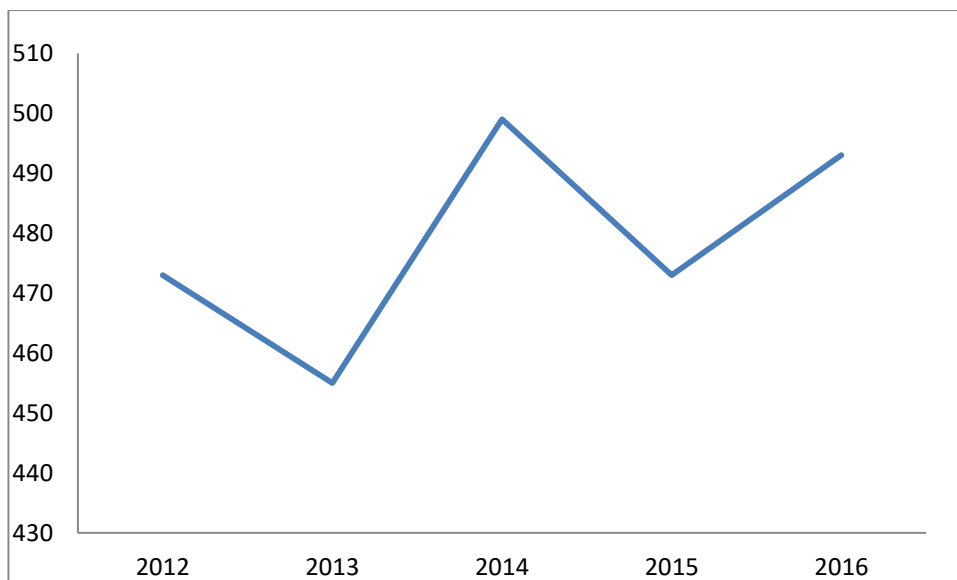


Рис. 2.9 Динамика изменения максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2011–2015 г.г.

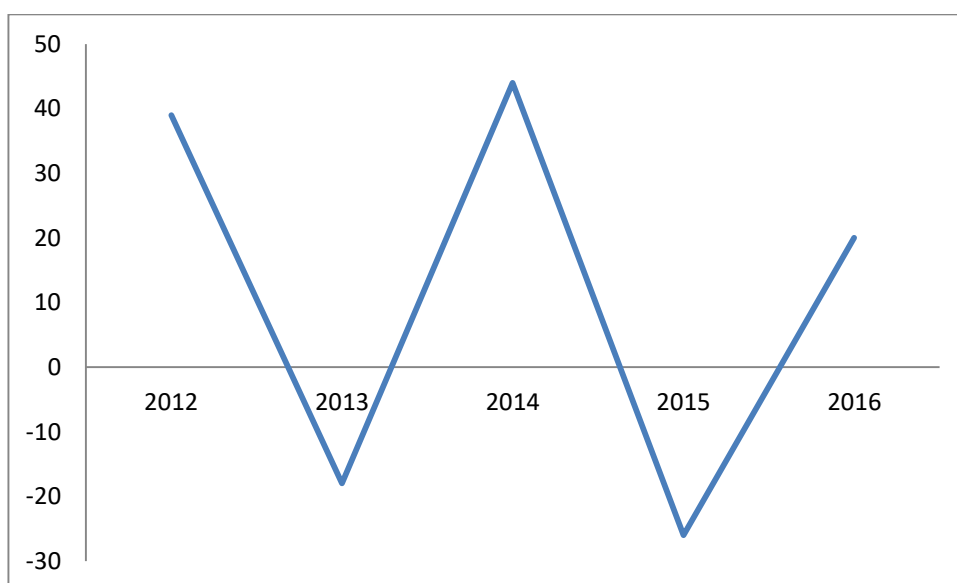


Рис. 2.10. Динамика абсолютного прироста максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012–2016 гг.

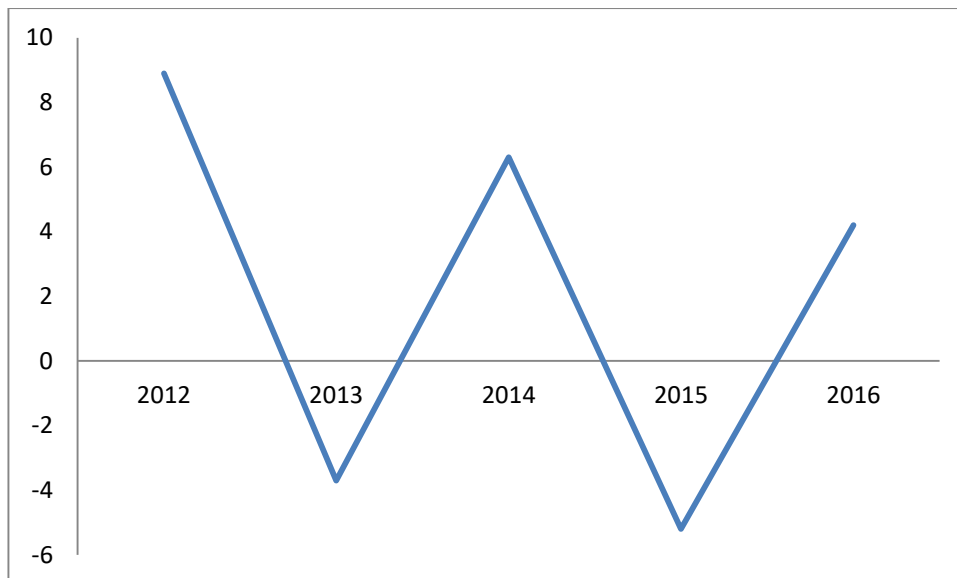


Рис.2.11. Динамика среднегодовых темпов прироста максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012–2016 гг

К наиболее крупным узлам нагрузки энергосистемы Чеченской Республики относятся следующие подстанции:

- ПС 330/110/10 кВ Грозный основной центр питания Чеченской Республики. На подстанции установлены три автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый. Находятся в эксплуатации: АТ-1 с 2006 года, АТ-2 с 2008 года и АТ-3 с 2011 года. Загрузка каждого автотрансформатора в нормальном режиме работы сети составляет 70% (87,5 МВА), Аварийное отключение одного из автотрансформаторов в период максимальных нагрузок приведет к перегрузу оставшихся в работе автотрансформаторов.

- ПС 110/35/10 кВ ГРП.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10кВ мощностью по 25 МВА, (находятся в эксплуатации с 2004 и 2014г.г., Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-4-48% (12 МВА) и Т-3-46% (11,5 МВА). При аварийном отключении Т-3 или Т-4 в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформатор может обеспечить резервирование потребителей. Это результат реконструкции подстанции с заменой трансформатора 16 МВА на 25 МВА проведенной в 2014 году.

- ПС 110/35/6 кВ Ойсунгур.

На подстанции установлены три силовых трансформатора 110/35/6кВ мощностью 25, 25 и 16 МВА. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1 - 98% (22,5 МВА), Т-2 – 100% (25 МВА) и Т-3-84% (13,4 МВА). Схема подключения Т-3 не соответствует проектной. Подстанция является центром питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которому возможно при условии увеличения трансформаторной мощности. Решение проблемы ожидается с

вводом в работу подстанции Курчалой – 110, что позволит перевести значительную часть потребителей на новый центр питания. Строительство ПС Курчалой начато в 2016 году.

-ПС 110/35/6 кВ Гудермес-Город.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/6кВ мощностью по 16 МВА, (находятся в эксплуатации с 1965 и 1973 г.г., сроки эксплуатации соответственно составляют 48 и 40 лет. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1-84,4% (13,4МВА) и Т-2-82,2% (13,1 МВА). При аварийном отключении любого трансформатора в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформаторы будут находиться в режиме значительного перегруза, который приводит к необходимости ввода ограничений.

-ПС 110/35/10 кВ Шали.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10кВ мощностью по 16 МВА, (находятся в эксплуатации с 1974 и 1988 г.г., сроки эксплуатации соответственно составляют 39 и 25 лет. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1-77,0% (12,3 МВА) и Т-2-72,5% (11,4 МВА). В период максимальных нагрузок при аварийном отключении любого трансформатора оставшийся в работе трансформатор будет находиться в режиме значительного перегруза, который приводит к необходимости ввода ограничений.

-ПС 110/35/10 кВ Восточная.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10кВ мощностью по 25 МВА, (находятся в эксплуатации с 2011 и 2012 г.г. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1-51,6% (12,7 МВА) и Т-2-49% (12,2 МВА). При аварийном отключении одного из трансформаторов в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформатор уже будет находиться в режиме допустимого перегруза.

-ПС 110/35/10 кВ Северная.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10кВ мощностью по 25 МВА, (находятся в эксплуатации с 2001 г.г., срок эксплуатации соответственно составляет 12 лет. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1-56,8% (14,2 МВА) и Т-2-77,2% (19,3 МВА). При аварийном отключении одного из трансформаторов в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформатор уже будет находиться в режиме перегруза достигающем величины более 20%.

Таблица 2.5

Данные по загрузке трансформаторов подстанций 110 кВ в период ОЗП
2016/2017 гг.

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Установленная мощность трансформатора, МВА	Максимальная нагрузка зимнего режимного дня, МВА	% загрузки тр-ра
1	Ойсунгур	T-1	25	24,40	97,60
		T-2	25	29,00	116,00
		T-3	16	13,40	83,75
2	Гудермес	T-1	16	14,70	91,88
		T-2	16	14,70	91,88
3	Шали	T-1	16	19,40	121,25
		T-2	16	15,90	99,38
4	Аргунская ТЭЦ	T-1	16	10,80	67,50
		T-2	16	12,10	75,63
5	Цемзавод	T-1	25	5,90	23,60
		T-2	25	11,60	46,40
6	Шелковская	T-1	10	0	-
		T-2	10	7,40	74,00
7	Ищерская	T-1	16	9,70	60,63
		T-2	16	9,70	97,00
8	Наурская	T-1	16	0	-
		T-2	16	13,30	83,13
9	Горячеисточнен- ская	T-1	16	0	-
		T-2	16	4,70	29,38
10	Каргалиновская	T-1	10	6,00	60,00
11	Алпатово	T-1	6,3	2,10	33,33
12	Горец	T-1	25	15,20	60,80
		T-2	25	15,40	61,60
13	Самашки	T-1	16	16,80	105,00
		T-2	16	10,20	63,75
14	Восточная	T-1	25	15,30	61,20
		T-2	25	14,70	58,80
15	Октябрьская	T-1	16	11,4	71,25
16	Северная	T-1	25	9,20	36,80
		T-2	25	13,30	53,20
17	Холодильник	T-1	25	12,80	51,20
		T-2	25	0,00	0,00
18	Южная	T-1	16	14,00	87,50
		T-2	16	13,00	81,25

19	ГРП	T-3	25	14,40	90,00
		T-4	25	19,50	78,00
20	№ 84	T-1	16	18,90	118,13
		T-2	16	3,20	20,00
21	Консервная	T-1	16	4,00	25,00
		T-2	16	0	-
22	АКХП (Аргун)	T-1	10	5,20	52,00
		T-2	10	1,00	10,00

2.5. Структура установленной электрической мощности и выработки электрической энергии на территории Чеченской Республики

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции мощностью более 5 МВт.

Аргунская ТЭЦ, восстановление которой начато в 2001 году, является объектом незавершенного строительства. Согласно проекта установленная электрическая мощность предполагалась 18 МВт.

В 2015 году введена в эксплуатацию Кокадойская МГЭС мощностью 1,3 МВт.

2.6. Перечень существующих электростанций, включая блок-станции, установленной мощностью выше 5 МВт.

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции мощностью более 5 МВт.

2.7. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции мощностью более 5 МВт. Функционировавшие на территории Чеченской Республики электростанции ТЭЦ-1,2,3,4, суммарной установленной мощностью 489,2 МВт, были разрушены в период боевых действий 1994-1996 г.г. и с тех пор электроснабжение потребителей республики осуществляется от других энергосистем.

В 2015 году введена в эксплуатацию малая ГЭС на реке Аргун (Кокадойская ГЭС) мощностью 1,3 МВт. Завершается строительство малой ГЭС на реке Сунжа мощностью 0,5 МВт. Разработаны проекты строительства малых ГЭС на реке Аргун:

МГЭС «Сателлит» - 1,2 МВт;

МГЭС «Гухой» - 2,1 МВт;

МГЭС «Ушкалой» - 4,9 МВт.

2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Чеченской Республики за период 2012–2016 гг.

Энергосистема Чеченской Республики входит в состав ОЭС Юга и полностью является дефицитной энергосистемой.

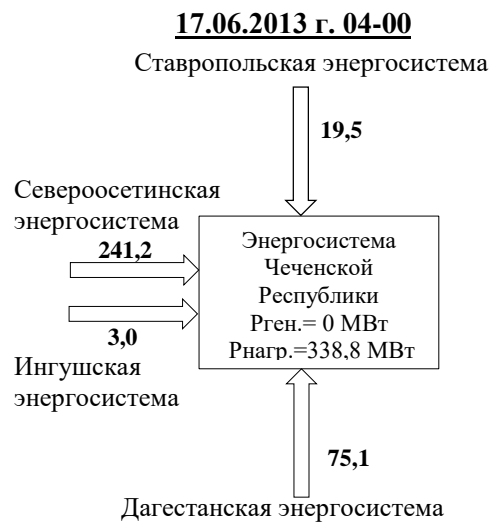
Покрытие потребности энергосистемы Чеченской Республики в мощности и электроэнергии обеспечивается перетоками мощности по сети 110 кВ от соседних энергосистем и по сети 330 кВ от ПС 330 кВ Грозный.

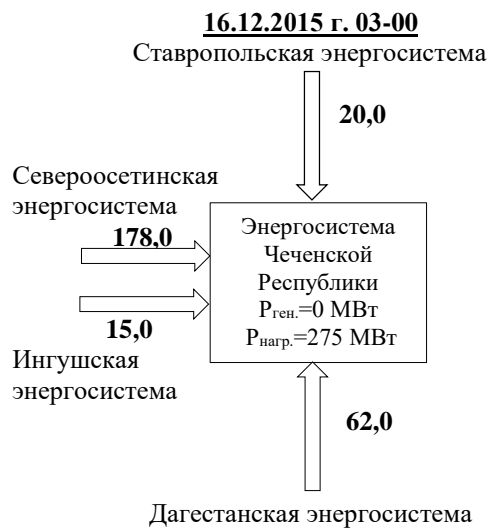
В максимум потребления мощности в Чеченской энергосистеме в 2016 году зафиксирован 04 января и составил 493 МВт и покрывался следующим образом:

- от Дагестанской энергосистемы 281 МВт;
- от СП МЭС 346 МВт;
- от Ингушской энергосистемы 16 МВт;
- от Ставропольской энергосистемы 22 МВт.

На момент максимума переток в Североосетинскую энергосистему составил 172 МВт

Ниже приведены структурные схемы балансов мощности для зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки Чеченской энергосистемы в 2012-2016 гг.





2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства Чеченской Республики 110 кВ и выше

На территории Чеченской Республики действуют несколько сетевых компаний занимающихся транспортом электрической энергии, а также промышленных предприятий, в ведении которых находятся электрические сети напряжением 110 кВ и выше. К ним относятся:

- Ставропольское предприятие магистральных электрических сетей (далее – СПМЭС). СПМЭС является филиалом публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). СПМЭС осуществляет эксплуатацию сетей 330 кВ на территории Чеченской Республики. На территории Чеченской Республики в эксплуатации СПМЭС находятся 333,52 км линий электропередачи напряжением 330 кВ и подстанция напряжением 330 кВ Грозный-330, с суммарной трансформаторной мощностью АТ 377,52 МВА.

- АО «Чеченэнерго», находится под управлением ПАО «МРСК Северного Кавказа». В составе АО «Чеченэнерго» находятся Северный участок электрических сетей и Южный участок электрических сетей, которые занимаются ремонтом и эксплуатацией электрических сетей 35 и 110 кВ. Распределительные электрические сети 10; 6 и 0,4 кВ на всей территории Чеченской Республики обслуживаются следующими подразделениями АО «Чеченэнерго»: 13 районными электрическими сетями (РЭС) и 3 городскими электрическими сетями (ГЭС). Объем передачи электроэнергии, осуществляемый энергокомпанией, достиг в отчетном году 2627,5 млн. кВт.ч. в год. Суммарная протяженность ЛЭП АО «Чеченэнерго» в 2016 г. составляла – 1069,01 км (110 кВ), 936,05 км. (35 кВ), а так же 87 подстанции напряжением 35–110 кВ общей мощностью 1156,7 МВА и 5008 трансформаторных и распределительных подстанций напряжением 6-10 кВ, общая мощность – 1040 МВА.

- Филиал ОАО РЖД Северо-Кавказская Железная Дорога (ОАО «РЖД СКЖД»). В ведении ОАО «СКЖД» находятся 3 подстанции напряжением 110 кВ и 1 подстанция напряжением 35 кВ. Суммарная установленная мощность подстанций напряжением 110 кВ – 115 МВА.

Общая протяженность ВЛ и трансформаторная мощность подстанций по классам напряжения в энергосистеме Чеченской Республики приведена в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Протяженность ВЛ и КЛ и трансформаторная мощность ПС
по классам напряжения на конец отчетного периода

Класс напряжения, кВ	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
330	111,0	375,0
110	1069,01	800,9
Всего	1402,53	1178,42

За отчетный период на территории Чеченской Республики введена в работу ПС 110 кВ Гудермес-Сити (2016 г. - 25 МВА) с отпайкой от ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Тяговая (Л-126), ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161) протяженностью 24,3 км, ВЛ 110 кВ Ищерская – Плиево(Л – 122) протяженностью 30 км, ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Гудермес – Тяговая (Л-144) протяженностью 28,5 км. Так же в результате реконструкций и доведения подстанций до проектных параметров за последние 5 лет были увеличены установленные мощности нижеперечисленных подстанций:

Таблица 2.7

Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 110 кВ и выше за период 2012 – 2016 гг. на территории Чеченской Республики

№ п/п	Класс напряжения	Наименование объекта	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность /мощность (км/МВА)
1	110	ПС Восточная, замена Т-2 16 МВА на 25 МВА	ОАО «Нурэнерго»	2012	50
2	110	ПС Аргун (ПС АКХП, ввод Т-2)	ОАО «Нурэнерго»	2012	20
3	110	ПС ГРП – 110, замена Т-3 16 МВА на 25 МВА	АО «Чеченэнерго»	2014	50
4	110	ПС Ищерская, замена Т-1 10МВА на 16 МВА	АО «Чеченэнерго»	2014	32
5	110	ПС № 84, установка 2-го трансформатора 16МВА	АО «Чеченэнерго»	2014	32
6	110	ПС «Шелковская», ввод 2-го трансформатора 10 МВА	АО «Чеченэнерго»	2014	20

По результатам мониторинга «Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2017-2021 годы», утверждённой распоряжением Главы Чеченской Республики от 31.01.2017 года № 27-рг выявлено:

- осуществлён ввод в работу ПС 110 кВ Гудермес-Сити (2016 г. - 25 МВА) с отпайкой от ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Тяговая (Л-126),
- осуществлён перенос срока ввода ПС 110 кВ Родина с ВЛ 110 кВ Грозный – Родина с 2016 на 2017 г.

2.10. Основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений

Энергосистема Чеченской Республики входит в ОЭС Юга и имеет следующие внешние межсистемные электрические связи:

- воздушные линии электропередачи напряжением 330 кВ ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный и ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, составляющие основу межсистемных связей энергосистемы;

- с Северо-Осетинской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120) и ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129);

- с Ставропольской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская *I* цепь с отпайками (Л-123) и ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская *II* цепь с отпайками (Л-124);

- с Дагестанской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148) и ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), по ВЛ 35 кВ Л-55а Кизляр-1 – Бороздиновская;

- с Ингушской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102) и ВЛ 110 кВ Ищерская – Плиево (Л-121), ВЛ 110 кВ Ищерская – Плиево с отпайками (Л-122), ВЛ 35 кВ Слепцовская – Серноводская (Л-41).

Перечень ВЛ напряжением 35 кВ и выше, обеспечивающих внешние межсистемные связи энергосистемы Чеченской Республики с энергосистемами соседних регионов, представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики

Класс напряжения	Наименование объекта	Протяженность, км
с Северо-Осетинской энергосистемой		
330 кВ	ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный	114,44
110 кВ	ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	46,44
	ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	47,84
со Ставропольской энергосистемой		
110 кВ	ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская <i>I</i> цепь с отпайками (Л-123)	132,92
	ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская <i>II</i> цепь с отпайками (Л-124)	132,92
с Дагестанской энергосистемой		
330 кВ	ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт	93,45

Класс напряжения	Наименование объекта	Протяженность, км
110 кВ	ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149)	65,8
	ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)	26,3
	ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148)	19,6
35 кВ	Л-55 а Кизляр-1 – Бороздиновская	12,1
с Ингушской энергосистемой		
110 кВ	ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	39,63
	ВЛ 110 кВ Ищерская – Плиево (Л-121)	60,54
	ВЛ 110 кВ Ищерская – Плиево с отпайками (Л-122),	60,54
35 кВ	ВЛ 35 кВ Слепцовская – Серноводская (Л-41)	11,4

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для режима летних максимальных нагрузок 2018 года при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Тяговая (Л-126) и ВЛ 110 кВ Гудермес–Тяговая – Ойсунгур (Л-144) происходит превышение длительно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) на 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО до 8 МВт.

В соответствии с вышеизложенным, для обеспечения допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярыксу (Л-128) и избежания ввода ГВО в 2018 году необходимо провести её реконструкцию с заменой провода АС-120 на провод сечением не менее АС-150. Выводы о реконструкции данной ВЛ отражены также в утверждённой СИПР ЧР на 2017-2021 гг.

2.11. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Чеченской Республики, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей

Источников тепловой энергии, осуществляющими централизованное теплоснабжение на территории Чеченской Республики с 2013 года нет. Аргунская ТЭЦ, после завершения ОЗП 2012/2013 гг. прекратила снабжать тепловой энергией потребителей г. Аргун. Представлены отчетные и прогнозные данные МУП «Теплоснабжение» г. Грозного и МУП «ПУЖКХ г. Аргун.

Имеющиеся сведения по потреблению тепловой энергии потребителями г. Грозный и Аргун представлены в нижеследующих таблицах.

Таблица 2.9

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных МУП «Теплоснабжение» за период 2012–2016 гг.

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	434,98	446,98	422,37	417,02	452,03

Таблица 2.10

Динамика потребления тепловой энергии МУП «ПУЖКХ г. Аргун» за последние 5 лет.

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	26,95	26,87	28,72	28,04	30,43
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	0	0,08	1,85	0,68	2,39
Среднегодовые темпы прироста, %	0	-1,0	1,1	-1,0	1,0

Таблица 2.11

Структура отпуска теплоэнергии (по параметрам теплоносителя) от котельных МУП «ПУЖКХ г. Аргун» за отчетный год.

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры горячая вода/вид топлива
Котельные (энергокомпаний, муниципальных)			
Всего от котельных, в т.ч.:			
1.	БМК ул. Аксактемирова, 33а	30,43	90/70°C / природный газ

Таблица 2.12

Прогноз производства (отпуска) тепловой энергии от электростанций и котельных МУП «Теплоснабжение» за период 2017–2022 гг.

Наименование	2017 г. (завершенное и ожидаемое)	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	400,18	418,85	420,50	425,50	430,00	430,00

Таблица 2.13

Прогноз потребления тепловой энергии МУП «ПУЖКХ г. Аргун»

Наименование	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	37,5	37,8	38,1	38,5	38,9
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	0,33	0,3	0,3	0,4	0,4
Среднегодовые темпы прироста, %	0,9	1,0	1,0	0,99	0,99

Таблица 2.14

Прогноз отпуска теплоэнергии МУП «ПУЖКХ г. Аргун» от ТЭС, котельных (включая котельные генерирующих компаний) на период до 2022г., тыс. Гкал.

Отпуск теплоэнергии	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
От электростанций	0	0	0	0	0
От котельных	37,5	37,8	38,1	38,5	38,9

Таблица 2.15

Структура расхода топлива, используемого электростанциями и котельными МУП «Теплоснабжение» за период 2012–2016 гг., тыс. т у.т.

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Расход топлива (газ)	81,89	86,84	88,62	77,97	79,67

Таблица 2.16

Структура расхода топлива, используемого электростанциями и котельными МУП «Теплоснабжение» на период 2017–2022 гг., тыс. т у.т.

Наименование	2017 (ожидаемое)	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Расход топлива (газ)	74,23	77,69	78,00	78,93	79,76	79,76

2.12. Перечень основных групп потребителей тепловой энергии.

Перечень основных потребителей тепловой энергии в Чеченской Республике представлен в таблице 2.17

Таблица 2.17

Основные группы потребителей тепловой энергии

№ п/п	Наименование потребителя	Годовой объем теплопотребления, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Параметры теплоносителя	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
1	Население	378,75	БМК	95/70 °С	
2	Коммерческие потребители	16,2	БМК	95/70 °С	
3	Бюджетные потребители	51,7	БМК	95/70 °С	
4	Прочие	6,8	БМК	95/70 °С	
Итого		453,45			

Прогноз потребления тепловой энергии крупных потребителей МУП «ПУЖКХ г. Аргун» представлен в таблице 2.18

Таблица 2.18

Прогноз потребления крупных потребителей МУП «ПУЖКХ г. Аргун», тыс.Гкал/час

Наименование предприятия, место расположения (адрес)	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
ООО «ИРС-ЭЮ»	20,2	21,0	22,5	23,0	23,9
ЗАО «Инкомстрой» Сити	7,5	7,6	7,7	7,8	8,0

Анализ производственной программы МУП «Теплоснабжение» г.Грозного и МУП «ПУЖКХ г. Аргун» на 2015-2017 годы на период до 2022 года, ощутимого роста теплопотребления в указанные период не предполагается. Источниками тепловой энергии предполагаются только районные котельные и БМК.

Несмотря на это, хозяйствующим субъектам в сфере теплоснабжения г. Грозного, рекомендуется проработать варианты теплоснабжения от Грозненской ТЭС, ввод которой по уточненным данным предполагается в 2019 году.

2.13. Объёмы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Чеченской Республики по состоянию на отчетный год

На территории Чеченской Республики отсутствуют электростанции для которых требуется резервирование топлива.

По котельному хозяйству резервирование топлива не производится по причине того, что котельные работают на природном газе и при возникновении ситуации прекращения подачи природного газа, есть возможность подачи в топливную сеть попутного нефтяного газа, добываемого на территории Чеченской Республики.

2.12. Единый топливно-энергетический баланс Чеченской Республики

Основу топливно-энергетических балансов Чеченской Республики по строке «производство» составляют нефть и газ, а по строке «потребление» - газ и электроэнергия.

Таблица 2.19

Отчётный и прогнозный топливно-энергетический баланс Чеченской Республики

Ресурсы		Ед. изм.	2016 г.	2022 г.
Добыча и производство, всего		млн.т.у.т.	287,177	274,32685
в т.ч.:		млн. тн.	0,689	0,54
	нефть	млн.т.у.т.	0,98527	0,7722
	бензин	млн. тн.	0	0,369
		млн.т.у.т.	0	0,54981
	дизельное топливо	млн. тн.	0	0,444
		млн.т.у.т.	0	0,6438
	попутный газ, природный газ	млн.м.куб.	248	235
		млн.т.у.т.	286,192	271,19
	эл. энергия	млн.кВтч.	0	3298,7
		млн.т.у.т.	0	1,1710385
Потребление, всего		млн.т.у.т.	2324,53	2871,0914
в т.ч.:		млн.м.куб.	1765	2250
	прир. газ	млн. т.у.т.	2036,81	2596,5
		млн.тн.	0	1
	нефть	млн.т.ут.	0	1,43
		попут. газ	млн.м.куб.	248
	млн.т.у.т.		286,192	271,19
	бензин	млн.тн.	0,23	0,34
		млн.т.ут.	0,3427	0,5066
	диз. топл.	млн.тн.	0,14	0,19
		млн.т.ут.	0,203	0,2755
	эл. энергия	млн.кВтч.	2764	3350

		млн.т.у.т.	0,98122	1,18925
Ввоз, всего		млн.т.у.т.	2037,35	2596,7645
в т.ч.:		млн.м.куб	1765	2250
	прир. газ	млн.т.у.т.	2036,81	2596,5
	нефть	млн.тн.	-0,689	0,46
		млн.т.у.т.	-0,9853	0,6578
	бензин	млн.тн.	0,23	-0,029
		млн.т.у.т.	0,3427	-0,04321
	диз. топл.	млн.тн.	0,14	-0,254
		млн.т.у.т.	0,203	-0,3683
	эл. энергия	млн.кВтч.	2764	51,3
		млн.т.у.т.	0,98122	0,0182115

Примечание: при расчете использованы коэффициенты:

- нефть – 1,43 т.у.т./т ;
- бензин – 1,49 т.у.т. т;
- дизтопливо – 1,45 т.у.т./ т;
- природный газ – 1,154 т.у.т./ тыс. м³;
- эл.энергия – 0,355 т.у.т./ тыс. кВт.ч.

Раздел 3. Анализ функционирования электроэнергетики на территории Чеченской Республики

Учитывая значительный рост электропотребления в последние годы в Чеченской Республике и растущие требования по надежности со стороны потребителей, органов власти и Системного оператора, состояние энергообъектов не всегда позволяет обеспечить надежность и качество электроснабжения всех потребителей.

Для завершения восстановления энергосистемы Чеченской Республики и приведения ее в соответствие с нормативными требованиями необходима реализация Программы восстановления и завершения строительства пусковых объектов на территории Чеченской Республики.

Энергосистема Чеченской Республики ввиду отсутствия объектов генерации является исключительно дефицитной по мощности. Покрытие дефицита мощности осуществляется за счёт внешних перетоков по сети 330, 110 кВ, со стороны энергосистем Республики Северная Осетия-Алания, Республики Ингушетия, Республики Дагестан и Ставропольского края.

В 2016 году покрытие электрической нагрузки Чеченской Республики осуществляется от ПС 330/110 кВ Грозный и по связям 110 кВ от Дагестанской, Северо-Осетинской, Ингушской и Ставропольской энергосистем. ПС 330 кВ Грозный включена в транзит 330 кВ Владикавказ-2 – Чирюрт, который также обеспечивает передачу мощности из ОЭС Юга в Дагестан и экспорт в энергосистему Азербайджана, а в летний период при наличии в Дагестанской энергосистеме значительных избытков мощности – их выдачу в ОЭС Юга.

В 2017 году сеть 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики представляет собой два отдельных энергорайона, запитанных от:

1. ПС 330 кВ Грозный и по межсистемным связям 110 кВ от Ингушской, Северо-Осетинской и Ставропольской энергосистем.

2. От Дагестанской энергосистемы по межсистемным ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) и ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148).

Транзит мощности из объединенной энергосистемы Юга в Дагестанскую энергосистему и в обратном направлении (в зависимости от текущего баланса мощности в Дагестанской энергосистеме) в настоящий момент осуществляется по сети 330 кВ Чеченской энергосистемы, по сети 110 кВ транзитных перетоков мощности не осуществляется.

Нормальные разрывы в сети 110 кВ, в настоящий момент обеспечивающие отдельную работу вышеуказанных энергорайонов 110 кВ Чеченской Республики:

– на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключены шиносоединительный выключатель ШСВ-110 и выключатель ВЛ 110 кВ Горячейсточненская – Гудермес-Тяговая (В-177) – для недопущения ограничения перетоков мощности по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах, а также в связи с необходимостью обеспечения объема воздействий устройств ПА, установленных на ПС 330 кВ Грозный (АЧР, САОН, АРПТ, воздействующих на отключение ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая (Л-141), ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)), а также комплексов (устройств) противоаварийной автоматики ОЭС Юга, действующих на отключение

энергорайона северной части Дагестанской энергосистемы и северо-восточной части энергосистемы Чеченской Республики;

– на ПС 110 кВ ГРП-110, в связи с реализацией ряда мероприятий по оснащению объектов электроэнергетики Чеченской Республики устройствами АЧР, воздействующими на отключение присоединений 6-35 кВ (вывод из-под воздействия АЧР ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110) и ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) на ПС 330 кВ Грозный), АОПО и АЛАР с воздействием на отключение ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110, включен в нормальной схеме сети шиносоединительный выключатель ШСВ-110.

На ПС 110 кВ Северная в настоящий момент исполнен нормальный разрыв на секционном выключателе СМВ-110 в связи с отсутствием линейных защит на ПС 110 кВ Северная и необходимостью обеспечения надёжности электроснабжения потребителей г. Грозный, запитанных от данного объекта.

На ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая в настоящий момент исполнен нормальный разрыв на выключателе ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), для обеспечения объема УВ на отключение нагрузки от комплексов ПА ОЭС Юга.

Раздел 4. Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики

4.1. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики

4.1.1. Расчеты электроэнергетических режимов

В данном разделе выполнены расчеты электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики для зимнего и летнего максимумов нагрузки 2018-2022 годов, анализ нормальных, основных ремонтных и наиболее тяжелых послеаварийных режимов с учетом наложения на них нормативных возмущений, с учетом реконструкции существующих и ввода новых электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

Рассмотрен один вариант развития электроэнергетики Чеченской Республики – **«Базовый» («Реалистический»)**.

«Базовый» вариант развития электроэнергетики Чеченской Республики основан на прогнозных балансовых данных АО «СО ЕЭС», данных по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики в утвержденных инвестиционных программах субъектов электроэнергетики и технических условиях на технологическое присоединение, по которым на момент разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики заключены договора на ТП.

Прогноз потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики на 5-летний период для «базового» варианта развития электроэнергетики, соответствующий данным утвержденной «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы» (далее - СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы):

Таблица 4.1

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2017	2018	2019	2020	2021	2022
ЛМ	Потребление мощности, МВт	417	422	435	438	442	446
ЗМ		509	528	544	548	553	558

В соответствии с «базовым» вариантом развития:

Согласно СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы, Договору на предоставление мощности (ДПМ), утв. распоряжением правительства РФ от 16.02.2015 №238-р - 30.06.2018, уведомления ЦФР от 14.07.2017 №1-2089 (о перенос начала исполнения обязательств по ДПМ на 30.06.2019 и на 31.12.2019), Технических условий №722р от 08.08.2017 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго», внестадийной работы «Схема выдачи мощности Грозненской ТЭС» (далее – СВМ Грозненской ТЭС) в 2019 году планируется присоединение к сети 110 кВ Грозненской ТЭС. Строительство Грозненской ТЭС намечено в Заводском районе г. Грозный, на территории бывшей Грозненской ТЭС-3. На электростанции планируется установить две ГТУ электрической мощностью 173,4 МВт каждая. Работа ГТУ планируется в базовом режиме. Таким образом, полная установленная мощность Грозненской ТЭС составит 346,8 МВт.

На основании проектных данных о панируемых режимах работы Грозненской ТЭС, располагаемая мощность ГТУ принималась в соответствии с нижеприведенными данными:

Таблица 4.2

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2017	2018	2019	2020	2021	2022
ЛМ	Выработка мощности Грозненской ТЭС, МВт	0	0	173,4	346,8	346,8	346,8
ЗМ		0	0	346,8	346,8	346,8	346,8

При рассмотрении электроэнергетических режимов работы энергосистемы Чеченской Республики привязка Грозненской ТЭС осуществлялась в соответствии проектными решениями, разработанными в СВМ Грозненской ТЭС, согласованными Системным оператором и сетевыми организациями.

Согласно СВМ Грозненской ТЭС:

Для выдачи мощности первой ГТУ Грозненской ТЭС предусматривается следующий объем электросетевого строительства:

- строительство заходов в ОРУ 110 кВ ТЭС от ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 (Л-109) и Грозный – ГРП-110 (Л-110) с образованием новой двухцепной ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайками;

- строительство захода в ОРУ 110 кВ ТЭС ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;

- строительство двух новых ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1 и 2 цепь с подвеской провода АС-300;

- мероприятия по РЗА, обеспечивающие замыкание разрыва на СВ-110 кВ ПС 110 кВ Северная.

К вводу второй ГТУ на Грозненской ТЭС необходимо выполнить строительство и реконструкцию следующих объектов:

- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от Грозненской ТЭС до ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115) с образованием новой двухцепной ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками на ПС 110 кВ Южная 1 и 2 цепь с подвеской на новом участке ВЛ провода АС-185;

- строительство новой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая с проводом АС-240;

- мероприятия по противоаварийной автоматике и замыканию существующего разрыва на В-177 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая.

Согласно ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011, Технических условий №188р от 29.11.2010 с изм. от 05.11.2015 на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике – (мощностью 19,4 МВт), в 2019 году планируется ввести в работу ПС 110/10 кВ НПЗ, питание которой будет осуществляться отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137).

Согласно ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы, Технических условий №582р от 01.08.2016 на ТП и ДТП № 457/2016 от 21.12.2016 комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» (максимальной мощностью 8,4 МВт) ЗАО «Инком-Строй», в 2017 году предполагается ввод в работу новой ПС 110 кВ Гудермес-Сити с установкой двух трансформаторов мощностью по 25

МВА, для питания энергопринимающих устройств комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити». Подключение ПС 110 кВ Гудермес-Сити осуществляется путем строительства заходов ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес (Л-126) и Гудермес-Тяговая – Аргунская ТЭЦ (Л-142) на ПС 110 кВ Гудермес-Сити, с образованием 4-х новых ВЛ 110 кВ.

В соответствии с ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы, Техническими условиями № 503р от 25.08.2015 на ТП и ДТП № 447/2016 от 21.11.2016 Цветомузыкального фонтана в г. Грозный ООО «Инком Альянс» (мощностью 6,5 МВт) в 2017 году планируется ввести в работу ПС 110/10 кВ Черноречье, питание которой будет осуществляться отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137).

В соответствии с Техническими условиями № 529р от 30.12.2015 на ТП МВК «Ахмат Тауэр», ДТП №232/2016 от 09.06.2015, Техническими условиями №540р от 27.01.2016 на ТП ТРЦ «Грозный-Молл», ДТП №231/2016 от 09.06.2016, Техническими условиями №559р от 10.04.2016 на ТП ПРЗ «Каусар», ДТП №304/2016 от 25.07.2016, к сетям АО «Чеченэнерго» в 2020 году планируется присоединить ПС 110 кВ Грозный Сити, с подключением отпайками от ЛЭП 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115) (ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками на ПС 110 кВ Южная 1 и 2 цепь), с нагрузкой до 36 МВт.

В соответствии с Техническими условиями от 25.02.2016 (ДТП №485/ТП-М5 от 01.03.2016) на ТП ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 330 кВ Грозный) планируется подключение в 2017 году новой ПС 110 кВ Тепличная, со строительством ЛЭП 110 кВ Грозный – Тепличная, с нагрузкой до 12,15 МВт.

В соответствии с ТУ от 09.09.2016 и изменениями в ТУ от 02.11.2017 (ДТП №504/ТП-М5 от 23.09.2016) на ТП ООО «ТК Югагрохолдинг» к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 330 кВ Грозный) в 2017 году планируется подключение новой ПС 110 кВ Родина, со строительством отпаечной ЛЭП 110 кВ Грозный – Тепличная, с нагрузкой 20 МВт.

В соответствии с Техническими условиями №471р от 14.07.2015 (ДТП №337/2016 от 26.08.2016) на ТП ВГК «Ведучи» к сетям АО «Чеченэнерго» в 2019 году планируется присоединить ПС 110 кВ Ведучи, со строительством ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи и ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи, с нагрузкой до 24 МВт.

В соответствии с утвержденной Схемой и программой развития электроэнергетики Чеченской Республики предшествующего периода, ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы в 2017 году планируется строительство ПС 110 кВ Курчалой с ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой и ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой, с переводом на неё части нагрузки ПС 110 кВ Ойсунгур.

В 2022 году в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на период 2017-2023, г.г. планируется ввод в работу ПС 330 кВ Сунжа с двумя АТ мощностью 125 МВА, присоединение к сети 330 кВ осуществляется заходами от ВЛ 330 кВ Алания – Артём, привязка ПС к сети 110 кВ принята в соответствии со схемой привязки, разработанной в проектной работе «ПС 330 кВ Гудермес с заходами ВЛ 330 кВ». В соответствии с вышеуказанной работой предполагается строительство заходов ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Ойсунгур (Л-144), ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Шелковская (Л-146) на ПС 330 кВ Сунжа.

В рамках «базового» варианта развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2018-2022 гг. не учитывались (не включены в расчетную

модель) вводы энергообъектов напряжением 110 кВ для технологического присоединения энергопринимающих устройств ряда потребителей, строительство которых предусматривается в соответствии с имеющимися заявками и техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Чеченэнерго», ввиду отсутствия заключённых договоров на технологическое присоединение.

В соответствии с вышеизложенным в рамках «базового» варианта не рассмотрен ввод автомобильного завода АК «Юг-Авто» в г. Аргун с максимальной мощностью 22 МВт, технологическое присоединение которого предполагается осуществить от проектируемой ПС 110 кВ Автопром (2*25 МВА), подключаемой к энергосистеме по двум проектируемым ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Автопром и ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162).

Включение данного и иных объектов электроэнергетики в «базовый» вариант Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики возможно на следующих этапах формирования СиПР после заключения договоров на технологическое присоединение соответствующих потребителей.

Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, подключаемым потребителям, а также прогнозы потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики, используемые в расчётной электрической модели на период формирования схемы и программы по «базовому» варианту развития, приведены в Приложении 1.

Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, а также прогнозы потребления мощности энергосистем других субъектов Российской Федерации Северо-Кавказского Федерального округа, используемые в расчётной электрической модели, приведены в Приложении 2.

Карты-схемы развития энергосистемы Чеченской Республики по «базовому» варианту развития на каждый год формирования программы развития приведены на рисунках (рисунки РВ-2018, РВ-2019, РВ-2020, РВ-2021, РВ-2022).

Данные по допустимым токовым нагрузкам ЛЭП и оборудования 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики приведены в Приложении 3. При этом ограничения по допустимой токовой нагрузке ЛЭП по условиям РЗА при анализе расчётов электроэнергетических режимов не учитываются с учётом предположения, что уставки устройств РЗА будут перестроены до значений, снимающих данные ограничения.

Целью расчетов является:

- проверка достаточности пропускной способности существующих и намечаемых к строительству электрических сетей, выбор их параметров и определение условий обеспечения необходимых уровней напряжения в послеаварийных режимах;
- выявление недостатка пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов («узких мест»). Проведение анализа «узких мест», связанных с наличием отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети;
- разработка предложений в виде перечня по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких

мест» и сводного перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, с ранжированием объектов по значимости и годам ввода;

- разработка рекомендаций по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования программы развития;
- разработка рекомендаций по схемам выдачи мощности планируемых к вводу электростанций, а также по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования программы развития;
- разработка рекомендаций в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше;
- обоснование необходимых мероприятий по развитию электрических сетей в соответствии с результатами расчётов характерных режимов (зимнего и летнего максимумов нагрузок) на этапах развития энергосистемы на период формирования схемы и программы развития.

Расчеты электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше Чеченской энергосистемы выполнялись исходя из следующих основных условий:

- при формировании расчетных моделей использовались результаты контрольных измерений (схемы потокораспределения, мощности нагрузок и уровней напряжения) в характерные часы зимних и летних контрольных замеров;
- расчетные нагрузки подстанций 110 кВ приняты для собственного максимума энергосистемы в рассматриваемые периоды;
- расчетные реактивные нагрузки на шинах подстанций 110 кВ принимались на основе анализа отчетных данных, для вновь вводимых подстанций - исходя из $\text{tg}\varphi$ нагрузки 0,5;
- величины межсистемных перетоков мощности, генерация электростанций, а также уровни напряжения на шинах 330-500 кВ подстанций увязаны с балансом мощности ОЭС Юга и расчетами по основной сети ОЭС Юга и Чеченской энергосистемы;
- в зимние максимумы нагрузок рассмотрены нормальные схемы и послеаварийные режимы отключения одного сетевого элемента в нормальных схемах, а также послеаварийные режимы отключения одного сетевого элемента в схемах плавки гололеда одной из ЛЭП, подверженных интенсивному гололедообразованию;
- в летние максимумы нагрузок рассмотрены нормальные и ремонтные схемы одного сетевого элемента, а также послеаварийные режимы отключения одного сетевого элемента в нормальных и ремонтных схемах одного сетевого элемента.

Результаты расчетов приведены в табличной и графической формах, схемы потокораспределения представлены в приложениях. В табличных формах приведены элементы электрической сети энергосистемы Чеченской Республики, токовая загрузка которых в расчетных режимах превышает 40% от номинальной величины.

4.1.1.1. Расчеты электроэнергетических режимов. «Базовый» вариант.

В данном подразделе приведены результаты расчетов электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимних максимумов нагрузки и летних максимумов нагрузки 2018-2022 годов для «базового» варианта развития Чеченской энергосистемы. К рассмотрению приняты периоды зимних максимумов нагрузки 2018, 2019, 2022 г.г. и летних максимумов нагрузки 2018, 2019, 2022 г.г., соответствующие годам ввода планируемых к строительству объектов электроэнергетики и наиболее энергоёмких потребителей.

4.1.1.2. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года приведены в Приложении РВ-2018-ЛМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2018-ЛМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.1.1.3. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года приведены в Приложении РВ-2018-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2018-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.1.1.4. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года приведены в Приложении РВ-2019-ЛМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2019-ЛМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.1.1.5. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года приведены в Приложении РВ-2019-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2019-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.1.1.6. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2022 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2022 года приведены в Приложении РВ-2022-ЛМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2022-ЛМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.1.1.7. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума

нагрузки 2022 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2022 года приведены в Приложении РВ-2022-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2022-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.2. Анализ расчётов электроэнергетических режимов. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики

В данном разделе на основании проведённых в разделе 4.1 расчётов проведен анализ электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше Чеченской энергосистемы в нормальных и основных ремонтных режимах с учетом наложения на них нормативных возмущений, для «базового» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики в период 2018-2022 годов, в том числе:

- произведена проверка достаточности пропускной способности существующих и намечаемых к строительству электрических сетей, выбор их параметров и определение условий обеспечения необходимых уровней напряжения в послеаварийных режимах;
- выявлены недостатки пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов («узких мест»). Проведен анализ «узких мест», связанных с наличием отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети.

На основании проведённого анализа приведены предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для «базового» варианта развития электроэнергетики Чеченской Республики:

- разработаны предложения в виде перечня по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест», с обоснованием необходимых мероприятий по развитию электрических сетей, с ранжированием объектов по значимости и годам ввода;
- разработаны рекомендации по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования схемы и программы развития;
- разработаны рекомендации по схемам выдачи мощности планируемых к вводу электростанций, а также по схемам внешнего электроснабжения объектов потребителей, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования схемы и программы развития;
- разработаны рекомендации в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.

4.2.1. Анализ расчётов электроэнергетических режимов «базового» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики.

Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики в «базовом» варианте

4.2.1.1. Краткая характеристика режимно-балансовой ситуации в период 2018-2022 гг.

До ввода в 2019 году первого ГТУ Грозненской ТЭС энергосистема Чеченской Республики ввиду отсутствия объектов генерации (за исключением Кокадойской МГЭС установленной мощностью 1,3 МВт) является исключительно дефицитной по мощности, величина дефицита при прохождении зимнего максимума нагрузки составляет 527 МВт в 2018 году, при прохождении летнего максимум нагрузки – 421 МВт в 2018 году. Покрытие дефицита мощности осуществляется за счёт внешних перетоков по сети 330, 110 кВ, со стороны энергосистем Республики Северная Осетия-Алания, Республики Ингушетия, Республики Дагестан и Ставропольского края.

Ввод Грозненской ТЭС позволит покрыть потребность Чеченской Республики в электроэнергии на 60-80 %, тем самым сократив дефицит в мощности и электроэнергии юго-восточной части ОЭС Юга.

До ввода в работу Грозненской ТЭС по проектной схеме покрытие электрической нагрузки Чеченской Республики осуществляется исключительно за внешних перетоков мощности от ПС 330 кВ Грозный и по связям 110 кВ от Дагестанской, Северо-Осетинской, Ингушской и Ставропольской энергосистем. ПС 330 кВ Грозный включена в транзит 330 кВ Владикавказ-2 – Чирюрт, который также обеспечивает передачу мощности из ОЭС Юга в Дагестан и экспорт в энергосистему Азербайджана, а в летний период при наличии в Дагестанской энергосистеме значительных избытков мощности – их выдачу в ОЭС Юга.

Сеть 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики представляет собой два отдельных энергорайона, запитанных от:

1. ПС 330 кВ Грозный и по межсистемным связям 110 кВ от Ингушской, Северо-Осетинской и Ставропольской энергосистем.
2. От Дагестанской энергосистемы по межсистемным ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148).

Транзит мощности из объединенной энергосистемы Юга в Дагестанскую энергосистему и в обратном направлении (в зависимости от текущего баланса мощности в Дагестанской энергосистеме) осуществляется по сети 330 кВ Чеченской энергосистемы, по сети 110 кВ транзитных перетоков мощности не осуществляется.

Нормальные разрывы в сети 110 кВ, в настоящий момент обеспечивающие раздельную работу вышеуказанных энергорайонов 110 кВ Чеченской Республики:

- на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен шиносоединительный выключатель ШСВ-110 и выключатель ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Горячейсточненская (В-177) – для недопущения ограничения перетоков мощности по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах, а также в связи с необходимостью обеспечения объёма воздействий устройств ПА, установленных на ПС 330 кВ Грозный (САОН, АРПТ), воздействующих на отключение ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая (Л-141), ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-

125), ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)), а также комплексов (устройств) противоаварийной автоматики ОЭС Юга, действующих на отключение энергорайона северной части Дагестанской энергосистемы и северо-восточной части энергосистемы Чеченской Республики.

– на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен выключатель ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), для обеспечения объема УВ на отключение нагрузки от комплексов ПА ОЭС Юга.

На ПС 110 кВ Северная в настоящий момент исполнен нормальный разрыв на секционном выключателе СМВ-110 в связи с отсутствием линейных защит на ПС 110 кВ Северная и необходимостью обеспечения надёжности электроснабжения потребителей г. Грозный, запитанных от данного объекта.

Для выдачи мощности Грозненской ТЭС, согласно СВМ Грозненской ТЭС, предусматривается замыкание в нормальной схеме СМВ-110 на ПС 110 кВ Северная и выключателя ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая - Горячеисточненская (В-177) на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая после выполнения комплекса технических мероприятий по РЗА, обеспечивающих возможность замыкания вышеуказанных транзитов. В соответствии с этим, в проведённых расчётах электроэнергетических режимов с вводом в 2019 году Грозненской ТЭС данные выключатели приняты нормально включёнными.

На ПС 110 кВ ГРП-110 в 2015 году осуществлено включение (замыкание) в нормальной схеме шиносоединительного выключателя ШСВ-110, ранее отключенного для недопущения ограничения перетоков мощности по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах, а также в связи с необходимостью обеспечения объёма воздействий АЧР, установленной на ПС 330 кВ Грозный и действующей на отключение ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110), ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136). Возможность включения вышеуказанной транзитной связи было обеспечено вводом устройств противоаварийной автоматики (АОПО, АЛАР) ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110, а также реализацией ряда мероприятий по оснащению объектов электроэнергетики Чеченской Республики устройствами АЧР, воздействующими на отключение присоединений 6-35 кВ, что позволило вывести из-под воздействия АЧР ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110) и ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) на ПС 330 кВ Грозный. Включение ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110 существенно оптимизировало электроэнергетический режима Центрального энергорайона Чеченской Республики, в т.ч. в части уровней напряжения в энергорайонах ПС ГРП-110, ПС 110 кВ Горец, ПС 110 кВ № 84, ПС 110 кВ Самашки.

В связи с монтажом устройств РЗА ЛЭП 110 кВ на ПС 110 кВ Цемзавод в 2016 году выполнено включение в нормальной схеме выключателя (замыкание транзита) ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160), что значительно повышает надёжность электроснабжения потребителей транзита 110 кВ Грозный – Цемзавод – Шали – Аргунская ТЭЦ.

На планируемой к вводу ПС 110 кВ Гудермес-Сити по условиям функционирования сети 110 кВ и обеспечения работы комплексов ПА ОЭС Юга будет поддерживаться нормальный разрыв на шиносоединительном выключателе 110 кВ во всех схемах.

Для недопущения ограничения перетоков мощности по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности

оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах, а также в связи с необходимостью обеспечения объема воздействий устройств ПА, установленных на ПС 330 кВ Грозный (САОН, АРПТ), на секционном выключателе 110 кВ ПС 110 кВ Курчалой, питание которой предполагается осуществлять от вновь сооружаемых ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой и ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой, предполагается поддерживать нормальный разрыв.

По вышеуказанным причинам, а так же ввиду значительной протяженности ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи и ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи (более 70 км), в целях оптимизации режима и снижения потерь электроэнергии в сети 110 кВ, предусматривается поддержание нормального разрыва на секционном выключателе 110 кВ ПС 110 кВ Ведучи.

Для повышения надежности функционирования энергосистемы Чеченской Республики, прежде всего восточной части Чеченской энергосистемы (потребители ПС 110 кВ Шелковская, ПС 110 кВ Каргалиновская, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Ойсунгур), потребуются выполнить мероприятия, обеспечивающие работу электрической сети 110 кВ в замкнутом режиме. В качестве основного мероприятия предполагается строительство и ввод в работу новой ПС 330 кВ в районе г. Гудермес (ПС 330 кВ Сунжа) в 2022 году с комплексом мероприятий по монтажу устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, обеспечивающим работу сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в замкнутом режиме.

В соответствии с этим, в расчетной модели зимнего максимума 2022 года на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая включен выключатель ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146) и ШСВ-110, на ПС 110 кВ Курчалой включен секционный выключатель 110 кВ, что соответствует режиму параллельной работы энергорайонов 110 кВ Чеченской энергосистемы, а также сетей 110 кВ энергосистем Республики Северная Осетия-Алания, Республики Ингушетия, Чеченской Республики и Республики Дагестан.

4.2.1.2. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года.

Энергосистема Чеченской Республики при прохождении летнего максимума нагрузки 2018 года характеризуется сложной режимно-балансовой ситуацией, связанной с ростом нагрузок, в условиях проведения ремонтных компаний субъектов электроэнергетики.

В нормальной схеме (РВ-ЛМ-2018-1) нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 97,5 МВА – 78% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС, загрузка ВЛ 110 кВ находится в границах длительно-допустимых значений. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 280 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузки ВЛ при 35 °С – 334 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 245 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузки ВЛ при 35 °С – 334 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111) – 227 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузки ВЛ при 35 °С – 448 А, ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайкой на ПС Черноречье (Л-136) – 248 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузки ВЛ при 35 °С – 475 А, ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с

отпайками (Л-110) – 253 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузки ВЛ при 35 °С – 500 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 107-115 кВ.

Анализ режимов работы сети Чеченской энергосистемы в ремонтных схемах для летнего периода (периода прохождения ремонтной компании), показывает, что существуют трудности в проведении ремонтов в сети 110 кВ, обусловленные повышенными температурами наружного воздуха и, как следствие, пониженной пропускной способностью ЛЭП 110 кВ. Однако данные обстоятельства, за исключением ряда случаев, не накладывают серьезных ограничений на проведение ремонтных работ, так как вопросы перегрузов сетевого оборудования на данном этапе функционирования энергосистемы в основном решаются за счет режимных мероприятий по переводу нагрузки на другие центры питания, изменением топологии сети 110 кВ и ниже и др.

Как показывают расчеты, наиболее тяжелым режимом работы энергосистемы Чеченской Республики на момент прохождения периода летних максимальных нагрузок 2018 года является режим аварийного отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт) в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный) (потеря питания ПС 330 кВ Грозный по сети 330 кВ) (РВ-ЛМ-2018-3).

В связи с особенностями схемы сети 110 кВ Чеченской энергосистемы (необходимостью поддержания нормальных разрывов на В-177 и ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая) при потере питания ПС 330 кВ Грозный по стороне 330 кВ (при отключении ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный) в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт), питание Центральной части Чеченской энергосистемы будет осуществляться через ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110, при этом его токовая нагрузка может многократно превышать допустимую.

Для недопущения повреждения оборудования ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110 (в результате протекания токов, значительно превышающих его пропускную способность до срабатывания АОПО ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110), а так же для недопущения ограничения перетоков активной мощности в сечениях «Дагестан – ОЭС» и «ОЭС – Дагестан» в ремонтных схемах, необходимо при выводе в ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный или ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт выполнять отключение ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110.

В связи с отсутствием источников генерации на территории Чеченской энергосистемы, низкой пропускной способностью связей 110 кВ, необходимостью поддержания нормальных разрывов в сети 110 кВ данный режим характеризуется погашением значительной части потребителей Чеченской энергосистемы. Величина отключенных потребителей при прохождении летнего максимума 2018 года превышает 220 МВт (центральная часть Чеченской энергосистемы – ПС 110 кВ Южная, Шали, АКХП, 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП, Консервная, Холодильник, 2 сш 110 кВ Гудермес-Тяговая, Горячеисточненская, Червленая, Терек-Тяговая, Северная, Восточная, Октябрьская, а так же Аргунская ТЭЦ).

Запитка потребителей в сложившейся схеме возможна исключительно по межсистемным связям 110 кВ от Ингушской, Северо-Осетинской, Ставропольской и Дагестанской энергосистем (РВ-ЛМ-2018-4), путем деления сети 110 кВ Чеченской энергосистемы с нагрузками, допустимыми по пропускной способности связей 110 кВ. Анализ электроэнергетического режима в сложившейся схеме показал, что после выполнения всех возможных комплексов

мероприятий запитка отключенных потребителей в полном объеме невозможна ввиду ограничений пропускной способности сети (остаётся отключенной порядка 125 МВт нагрузки) (РВ-ЛМ-2018-4).

В качестве мероприятия, обеспечивающего надежное питание потребителей Чеченской энергосистемы при потере питания ПС 330 кВ Грозный по сети 330 кВ рассматривается ввод в работу Грозненской ТЭС по проектной схеме, с привязкой к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы. Ввод Грозненской ТЭС позволит избежать массовых погашений потребителей Чеченской энергосистемы при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт) в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный) (потеря питания ПС 330 кВ Грозный по сети 330 кВ).

В послеаварийном режиме отключения АТ-1 ПС 330 кВ Грозный в схеме ремонта АТ-3 ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЛМ-2018-9) токовая загрузка стороны СН достигает 1171 А при аварийно-допустимой 816 А. Перегруз ликвидируется работой АОПО АТ-2 ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЛМ-2018-9.2).

Послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111) (РВ-ЛМ-2018-11) характеризуется перегрузом выше аварийно-допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136), токовая загрузка которой достигает 546 А, при аварийно-допустимой (ДД) токовой нагрузки ВЛ при 35 °С – 475 А. Для недопущения перегруза ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) потребуются превентивное отключение ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110. Послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111), отключенным ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110 (РВ-ЛМ-2018-11.2) характеризуется отсутствием перегрузов в сети 110 кВ и выше Чеченской энергосистемы, уровни напряжения в сети 110 кВ находятся в границах 116-105 кВ.

Интенсивный рост потребления центральной части Чеченской энергосистемы, связанный, в том числе, с присоединением ПС 110 кВ Курчалой, приводит к тому, что при прохождении периода летнего максимума 2018 года отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЛМ -2018-6) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня – 521 А при $I_{a.d.} = 401$ А при +35 °С.

Для недопущения перегрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня потребуются перевод транзита ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод - Шали - Аргунская ТЭС в тупиковый режим работы, в часы максимальных нагрузок. Наиболее оптимальным является отключение В-160 на ПС 110 кВ Цемзавод.

Дополнительно, в целях определения необходимости реконструкции ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) к этапу прохождения летнего максимума 2018 года, рассмотрен режим ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный. Расчеты показывают, что в качестве мероприятия для исключения рисков возникновения недопустимых перегрузов ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в ремонтной схеме 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, потребуются отключение СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ, включение ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая (перевод ПС 110 кВ АКХП, Т-2 Аргунской ТЭЦ, Т-2 ПС 110 кВ Гудермес-Сити, Т-2 ПС 110 кВ Курчалой на питание от Дагестанской энергосистемы), а так же

отключение В-127 и В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур для недопущения перегруза ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) сверх аварийного уровня в послеаварийных режимах (РВ-ЛМ-2018-6.1).

Рост потребления в энергорайонах ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, а так же набор мощности ПС 110 кВ Гудермес-Сити могут привести к недопустимым нарушениям параметров электроэнергетического режима. Отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) (РВ-ЛМ-2018-8) приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) сверх аварийно – допустимого уровня – 402 А. Допустимый режим работы данного энергоузла обеспечивает превентивное размыкание сети 110 кВ следующим образом: поддержание нормального разрыва транзита ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес – Ойсунгур – Ярыксу путем отключения В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур. Данная схема существенно снижает надёжность электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес.

Таким образом, учитывая, что токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) превышает аварийно-допустимую величину, для исключения необходимости перехода на тупиковую схему питания ПС 110 кВ Ойсунгур и ПС 110 кВ Гудермес в нормальной схеме (отключение В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур) требуется к летнему максимуму 2018 года выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.

4.2.1.3. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года.

Энергосистема Чеченской Республики при прохождении зимнего максимума 2018 года характеризуется сложной режимно-балансовой ситуацией, связанной с ростом нагрузок и отсутствием источников генерации.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года, показал, что в нормальной схеме (РВ-ЗМ-2018-1) нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 112 МВА - 89% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 366 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр. С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 301 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр. С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111) – 305 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 630 А, ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) – 247 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 500 А (Л-110 выполнена проводом АС-185 по всей длине, при этом аварийно-допустимая токовая нагрузка по Л-110 для + 0 гр. С составляет 500 А. Ограничение обусловлено установленными со стороны ПС 110 кВ ГРП-110 трансформаторами тока Л-110 - ТФЗМ-110 с номинальным током 500 А). Напряжение в сети обеспечивается на уровне 104-113 кВ.

Как показывают расчеты, при отключении одного из АТ-330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный нагрузка оставшихся двух АТ 330/110 кВ составит по 128 % от номинальной нагрузки (160 МВА) (РВ-ЗМ-2018-4). Токовая нагрузка АТ

обуславливается интенсивным ростом нагрузки потребителей центрального энергорайона Чеченской Республики, а так же незначительным транзитным перетоком мощности через ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110. Дальнейшее присоединение потребителей и рост нагрузки к зимнему периоду 2018 года будут ограничиваться пропускной способностью АТ 330/110 кВ Грозный. Уже на этапе прохождения зимнего максимума нагрузок 2018 года подтверждается необходимость выполнения мероприятий по вводу в работу Грозненской ТЭС, с комплексом мероприятий по её привязке к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы (СМВ Грозненской ТЭС).

Отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) приводит к снижению напряжения на сш 110 кВ Курчалой до значения (РВ-ЗМ-2018-10) – 85,1 кВ, что не ниже аварийно - допустимого уровня. Работа сети 110 кВ с таким напряжением ограничена временем, необходимым для ликвидации нарушения нормального режима. Для поднятия напряжения в случае невозможности замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) после аварийного отключения, потребуется перевод питания ПС 110 кВ Курчалой по ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) достигает 522 А – 111 % от ДД токовой нагрузки ВЛ при 0 гр.С (РВ-ЗМ-2018-11) и не превышает аварийно – допустимого значения (565 А при 0 гр. С).

Интенсивный рост потребления центральной части Чеченской энергосистемы, связанный, в том числе, с присоединением ПС 110 кВ Курчалой, приводит к тому, что при прохождении периода зимнего максимума 2018 года отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЗМ -2018-6) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня – 589 А при $I_{a.d.} = 565 \text{ А при } 0^{\circ}\text{C}$.

Для недопущения перегрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня потребуется перевод транзита ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод - Шали - Аргунская ТЭС в тупиковый режим работы, в часы максимальных нагрузок. Наиболее оптимальным является отключение В-160 на ПС 110 кВ Цемзавод. Послеаварийные режимы отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136), ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130), ВЛ 110 кВ Наурская – ПС №84 (Л-185), ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120), ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141), ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161), ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, а так же ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный не приводит к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, уровни напряжения в сети 110 кВ в данных послеаварийных режимах обеспечиваются на уровне 114 – 93 кВ.

4.2.1.4. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года.

Для обеспечения покрытия растущей нагрузки Чеченской Республики, увеличения надёжности электроснабжения потребителей Чеченской Республики и оптимизации электроэнергетического режима, в соответствии с ДПМ и СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы, в 2019 году планируется ввод в работу Грозненской ТЭС.

Расчеты электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы к

началу летнего периода 2019 года выполнены с учетом ввода в работу одной ГТУ Грозненской ТЭС.

В составе Грозненской ТЭС к летнему максимуму 2019 года будет функционировать газотурбинная установка ГТУ с генератором номинальной мощностью 173,4 МВт, с присоединением её через трансформатор мощностью 250 МВА соответственно к РУ 110 кВ.

Таким образом, в расчетной модели, при рассмотрении электроэнергетического режима работы Чеченской энергосистемы на этапе прохождения летнего максимума 2019 года установленная мощность Грозненской ТЭС принята равной 173,4 МВт. Величина потребления Грозненской ТЭС на собственные нужды принята в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС в размере 8,7 МВт.

В соответствии с СВМ Грозненской ТЭС РУ 110 кВ Грозненской ТЭС будет выполнено по схеме «Две рабочие секционированные системы шин и обходная система шин с объединенными обходными и шиносоединительными выключателями».

Присоединение Грозненской ТЭС планируется к сети 110 кВ.

В соответствии с проектными решениями, принятыми в СВМ Грозненской ТЭС, для выдачи мощности первой ГТУ Грозненской ТЭС потребуется:

- перезавод ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) на Грозненскую ТЭС, с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник;

- перезавод ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) на Грозненскую ТЭС, с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками;

- сооружение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь с сечением провода не менее 300 мм² ориентировочной протяженностью по 5,3 км каждая;

- перезавод ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с сечением провода не менее 185 мм² ориентировочной протяженностью 4,5 км с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;

- реконструкцию ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой в двух линейных ячейках ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь существующего оборудования (разъединители, выключатели, ТТ, ВЧЗ, ошиновки) с номинальным током менее 800 А на оборудование с номинальным током не менее 800 А;

- реконструкцию ПС 110 кВ Северная в объеме, необходимом для замыкания транзита 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная – Восточная – Грозный.

Этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении летнего периода повышенных температур наружного воздуха ориентирован на проверку достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, и достаточности пропускной способности электросетевого комплекса Чеченской энергосистемы для покрытия растущего потребления Республики.

Анализ электроэнергетического режима в нормальной схеме (РВ-ЛМ-2019-1) показывает, что нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный

составляет по 60 МВА – 50% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС, загрузка ВЛ 110 кВ находится в границах длительно-допустимых значений. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 283 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 °С – 334 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 243 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 °С – 334 А. Наиболее загруженными ЛЭП от Грозненской ТЭС являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1 и 2 цепи, нагрузка по ним в нормальной схеме составляет по 245 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 108-118 кВ.

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу одной ГТУ Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, выполнены проверочные расчеты. Рассмотрены режимы:

- ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103);
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная.

Анализ рассмотренных режимов показывает достаточность проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС. Дополнительных мероприятий для обеспечения выдачи мощности Грозненской ТЭС не требуется.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (РВ-ЛМ-2019-3) возникает перегруз ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная выше аварийно - допустимого уровня - 475 А при $I_{д.д.} = 469$ при +35 °С. Для исключения перегруза рекомендуется в ремонтной схеме ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный выполнять отключение М-1 и ВАТ-31 на ПС 330 кВ Грозный. Послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный с отключенным М-1 и ВАТ-31 на ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЛМ-2019-3.1) характеризуется отсутствием перегрузов сверх аварийно-допустимого уровня. Напряжение в сети 110 кВ поддерживается на уровне 98 - 112 кВ.

Отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЛМ-2019-13) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня – 514 А при $I_{a.d.} = 401$ А при +35 °С.

Для недопущения перегрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня потребуются перевод транзита ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод - Шали - Аргунская ТЭС в тупиковый режим работы, в часы максимальных нагрузок. Наиболее оптимальным является отключение В-160 на ПС 110 кВ Цемзавод.

Дополнительно, в целях определения необходимости реконструкции ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) к этапу прохождения летнего максимума 2019 года, рассмотрен режим ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный. Расчеты показывают, что для исключения рисков возникновения недопустимых перегрузов ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в ремонтной схеме 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, потребуются отключение СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ, включение ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая (перевод ПС 110 кВ АКХП, Т-2 Аргунской ТЭЦ, Т-2 ПС 110 кВ Гудермес-Сити, Т-2 ПС 110 кВ Курчалой на питание от Дагестанской энергосистемы), а так же отключение В-127 и В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур для недопущения перегруза ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур (Л-128) сверх аварийного уровня в послеаварийных режимах (РВ-ЛМ-2019-13.1). Следует отметить, что дальнейший рост нагрузки потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Цемзавод, Шали, Аргунская ТЭС приведет к возникновению перегруза ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше длительно-допустимого уровня в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.

Рост потребления в энергорайонах ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, а так же набор мощности ПС 110 кВ Гудермес-Сити могут привести к недопустимым нарушениям параметров электроэнергетического режима. Отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) (РВ-ЛМ-2019-8) приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) сверх аварийно – допустимого уровня – 406 А. Допустимый режим работы данного энергоузла обеспечивает превентивное размыкание сети 110 кВ следующим образом: поддержание нормального разрыва транзита ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес – Ойсунгур – Ярыксу путем отключения В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур. Данная схема существенно снижает надёжность электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес.

Таким образом, учитывая, что токовая загрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес-Тяговая (Л-149) превышает аварийно-допустимую величину, для исключения необходимости перехода на тупиковую схему питания ПС 110 кВ Ойсунгур и ПС 110 кВ Гудермес в нормальной схеме (отключение В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур) подтверждается необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.

4.2.1.5. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года.

Расчеты электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы к началу зимнего периода 2019 года выполнены с учетом ввода в работу двух ГТУ Грозненской ТЭС.

В составе Грозненской ТЭС будут функционировать две газотурбинные установки ГТУ с генераторами номинальной мощностью 173,4 МВт, с присоединением их через блочные трансформаторы мощностью 250 МВА к РУ 110 кВ.

Таким образом, в расчетной модели при рассмотрении электроэнергетического режима работы Чеченской энергосистемы на этапе прохождения зимнего максимума 2019 года установленная мощность Грозненской ТЭС принята равной 346,8 МВт (2х173,4МВт). Величина потребления Грозненской ТЭС на собственные нужды принята в размере 8,7 МВт на ГТУ.

В соответствии с проектными решениями, принятыми в СВМ Грозненской ТЭС, для выдачи полной мощности Грозненской ТЭС, дополнительно к мероприятиям выполнение которых потребуется для выдачи первого ГТУ, потребуется:

- сооружение двух ЛЭП 110 кВ на Грозненскую ТЭС с сечением провода не менее 185 мм² ориентировочной протяженностью 2 км в двухцепном исполнении с присоединением отпайками к ВЛ 110 кВ Грозный – Южная I цепь (Л-114) и ВЛ 110 кВ Грозный – Южная II цепь (Л-115) с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь;

- сооружение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая с сечением провода не менее 240 мм² ориентировочной протяженностью 75 км;

- строительство ПС 110 кВ Плиево Новая с дополнительной линейной ячейкой 110 кВ для присоединения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (территория Республики Ингушетия, предусмотрено инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа»).

Этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении зимнего периода ориентирован на проверку достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, и достаточности пропускной способности электросетевого комплекса Чеченской энергосистемы для покрытия растущего потребления Республики, связанного, в том числе с присоединением к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы крупных узлов нагрузки (ПС 110 кВ НПЗ, ПС 110 кВ Ведучи).

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года показал, что в нормальной схеме (РВ-ЗМ-2019-1) нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 43 МВА-34% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 369 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 314 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке

ВЛ при 0 гр.С – 471 А. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ, отходящими от Грозненской ТЭС, являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц – 338 А, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная – 294 А, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц – 337 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 106-119 кВ.

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, выполнены проверочные расчеты. Рассмотрены режимы:

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125);
- послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Наурская – ПС №84 (Л-185);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105);
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 1 цепь;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 2 цепь;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево.

Анализ рассмотренных режимов показывает достаточность проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС. Дополнительных мероприятий для обеспечения выдачи мощности Грозненской ТЭС не требуется.

Между тем, ввод в работу к декабрю 2019 года Грозненской ТЭС по проектной схеме с комплексом мероприятий по сетевому строительству, РЗ и ПА,

не снимает проблему загрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах и функционирования сети 110 кВ Восточной части Чеченской энергосистемы.

Интенсивный рост потребления центральной части Чеченской энергосистемы, связанный, в том числе, с присоединением ПС 110 кВ Ведучи, приводит к тому, что при прохождении периода зимнего максимума 2019 года отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЗМ-2019-6) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня – 579 А при $I_{a.д.} = 565$ А при 0°C .

Для недопущения перегрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня потребуются перевод транзита ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод - Шали - Аргунская ТЭС в тупиковый режим работы, в часы максимальных нагрузок. Наиболее оптимальным является отключение В-160 на ПС 110 кВ Цемзавод.

Также рассмотрен режим послеаварийного отключения 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ (РВ-ЗМ-2019-6.1). Расчеты показывают, что в схеме с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный не приводит к выходу параметров из области допустимых значений, в том числе в части загрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125). Напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 98 - 112 кВ.

Отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) (РВ-ЗМ-2019-11) приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) сверх аварийно – допустимого уровня – 527 А. Допустимый режим работы данного энергоузла обеспечивает превентивное размыкание сети 110 кВ следующим образом: поддержание нормального разрыва транзита ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес – Ойсунгур – Ярыксу путем отключения В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур. Данная схема существенно снижает надёжность электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес.

Таким образом, учитывая, что токовая загрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес-Тяговая (Л-149) превышает аварийно-допустимую величину, для исключения необходимости перехода на тупиковую схему питания ПС 110 кВ Ойсунгур и ПС 110 кВ Гудермес в нормальной схеме (отключение В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур) рекомендуется выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.

Расчеты показывают, что при прохождении зимнего максимума нагрузки 2019 года, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) (РВ-ЗМ-2019-10) приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) до 573 А, напряжение на ПС 110 кВ Курчалой снижается до 85,3 кВ, что не ниже аварийно допустимого значения. Пропускная способность ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) в зимний период ограничена оборудованием, установленным на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая и ПС 110 кВ Акташ (ТТ с номинальным током 600 А, и перегрузочной способностью до 660 А на время ликвидации послеаварийного режима (20 мин.)).

Дальнейший рост нагрузки на ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес или набор нагрузки ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ Курчалой будет

ограничиваться пропускной способностью ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) в послеаварийных режимах и допустимым уровнем напряжения на сш 110 кВ Ойсунгур в послеаварийных режимах. Расчеты показывают, что при технологическом присоединении потребителей к ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Курчалой или ПС 110 кВ Гудермес-Сити **суммарной величиной более 15 МВт** в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) при прохождении зимнего максимума 2019 года возникает перегруз ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) сверх аварийно - допустимых величин (более 660 А), напряжение на шинах 110 кВ Курчалой понижается ниже аварийно - допустимого уровня (ниже 84,7 кВ). Ликвидация недопустимых понижений напряжения на шинах 110 кВ Курчалой и токовых перегрузок ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) в рассматриваемом режиме будет осуществляться за счет работы устройств АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур, воздействующих на отключение нагрузки ПС 110 кВ Ойсунгур.

4.2.1.6. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2022 года.

Этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении летнего периода максимума нагрузок 2022 года ориентирован на проверку достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, достаточности электросетевого комплекса Чеченской энергосистемы для покрытия интенсивно растущего потребления Республики, связанного, в том числе с присоединением к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы крупных узлов нагрузки (ПС 110 кВ НПЗ, ПС 110 кВ Черноречье, ПС 110 кВ Ведучи, Грозный Сити).

Анализ электроэнергетического режима в нормальной схеме (РВ-ЛМ-2022-1) показывает, что нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 52 МВА – 42% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС, загрузка ВЛ 110 кВ находится в границах длительно-допустимых значений. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 289 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 °С – 334 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 251 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 °С – 334 А. Наиболее загруженными ЛЭП от Грозненской ТЭС являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1 и 2 цепи, нагрузка по ним в нормальной схеме составляет по 320 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 106-119 кВ.

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, выполнены проверочные расчеты. Рассмотрены режимы:

- ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;

- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103);
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС 110 кВ Южная 2 цепь.

Анализ рассмотренных режимов показывает достаточность проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС. Дополнительных мероприятий для обеспечения выдачи мощности Грозненской ТЭС не требуется.

Послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (РВ-ЛМ-2022-8) характеризуется возникновением перегруза выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 647 А. Для обеспечения допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) рассмотрено отключение СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ и перевод питания ПС 110 кВ Ведучи от ПС 110 кВ Горец (РВ-ЛМ-2022-8.1). Анализ данного режима показывает, что даже с учетом выполнения вышеуказанных мероприятий токовая загрузка ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) превышает длительно – допустимые значения (357 А, при $I_{дд} = 334А$), для ликвидации перегруза потребуется ввод ГВО.

Интенсивный рост потребления центральной части Чеченской энергосистемы, связанный, в том числе, с присоединением новых потребителей ПС 110 кВ Ведучи, приводит к тому, что при прохождении периода летнего максимума 2022 года отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЛМ -2022-13) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня – 584 А при $I_{а.д.} = 401 А$.

В качестве мероприятий для исключения рисков возникновения недопустимых перегрузов рассмотрен режим ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ и перевод питания ПС 110 кВ Ведучи от ПС 110 кВ Горец (РВ-ЛМ -2022-13.1). Анализ данного режима показывает, что даже с учетом выполнения данных мероприятий рост нагрузки на ПС 110 кВ Цемзавод, Шали, Аргунской ТЭЦ приводят к загрузке ВЛ

110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше длительно – допустимого уровня – 345 А при $I_{д.д.} = 334$ А.

В соответствии с вышеизложенным для обеспечения возможности проведения ремонтных работ оборудования 110 кВ, связанных с необходимостью вывода в ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, потребуется ограничение потребителей. Для обеспечения длительно - допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)), недопущения перегруза выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах, а так же обеспечения возможности присоединения новых потребителей (в том числе набор нагрузки ПС 110 кВ Ведучи) требуется **реконструкция ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения, замена на Аргунской ТЭЦ провода шин 110 кВ и ошинок ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) АС-120 на провод большего сечения, замена на ПС 330 кВ Грозный провода ошиновки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) АС-120 на провод большего сечения.**

4.2.1.7. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2022 года.

Заключительный этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении зимнего максимума нагрузок ориентирован на проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, достаточности пропускной способности электросетевого комплекса Чеченской энергосистемы для покрытия интенсивно растущего потребления Республики, связанного, в том числе с присоединением к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы крупных узлов нагрузки (ПС 110 кВ НПЗ, ПС 110 кВ Ведучи, ПС 110 кВ Грозный Сити). Особое внимание уделено вопросу повышения надежности питания потребителей Чеченской энергосистемы, в особенности её северо-восточной части (потребители ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Шелковская, ПС 110 кВ Каргалиновская).

Как указывалось ранее транзит мощности из объединенной энергосистемы Юга в Дагестанскую энергосистему и в обратном направлении (в зависимости от текущего баланса мощности в Дагестанской энергосистеме) осуществляется по сети 330 кВ Чеченской энергосистемы, по сети 110 кВ транзитных перетоков мощности не осуществляется. Нормальные разрывы в сети 110 кВ к моменту прохождения зимнего максимума 2022 года, обеспечивающие отдельную работу вышеуказанных энергорайонов 110 кВ Чеченской Республики:

- на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен шиносоединительный выключатель ШСВ-110 – для недопущения ограничения перетоков мощности по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах;

- на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен выключатель ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), для обеспечения объема УВ на отключение нагрузки от комплексов ПА ОЭС Юга.

Для повышения надежности функционирования энергосистемы Чеченской Республики потребуется выполнить мероприятия, обеспечивающие работу электрической сети 110 кВ в замкнутом режиме. В качестве основного мероприятия в соответствии с утвержденной СИПР ЕЭС России на период 2017-2023 г.г. предполагается строительство и ввод в работу новой ПС 330 кВ в районе г. Гудермес (ПС 330 кВ Сунжа) в 2022 году, с комплексом мероприятий по противоаварийной автоматике, обеспечивающим работу сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в замкнутом режиме.

Таким образом к периоду прохождения зимнего максимума нагрузок 2022 году для обеспечения покрытия растущей нагрузки Чеченской Республики в соответствии с СИПР ЕЭС России на период 2017-2023 г.г. планируется строительство ПС 330 кВ Сунжа. В целях увеличения надёжности электроснабжения потребителей Чеченской Республики, оптимизации электроэнергетического режима в связи с вводом дополнительного центра питания ПС 330 кВ Сунжа планируется замыкание в транзит сети 110 кВ Чеченской энергосистемы с энергосистемой Республики Дагестан. Расчёты, зимнего максимума 2022 года, выполнены с учётом транзитной работы сети 110 кВ.

Присоединение ПС 330 кВ Сунжа к сети 330 кВ планируется по схеме «заход – выход» к ВЛ 330 кВ Алалия – Артем со строительством заходов на ПС 330 кВ Сунжа протяженностью 32 км (образуются две ВЛ 330 кВ Алалия – Сунжа протяжённостью 172 км и ВЛ 330 кВ Сунжа – Артём протяжённостью 168 км).

В соответствии с выбранной площадкой строительства ПС 330 кВ Сунжа и проектными решениями, принятыми в работе «ПС 330 кВ Гудермес с заходами ВЛ 330 кВ», в расчётах выполнена следующая схема привязки проектируемой подстанции к сети 110 кВ:

- присоединение ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Ойсунгур (Л-144) к шинам 110 кВ ПС 330 кВ Сунжа по схеме «заход – выход», со строительством заходов на ПС 330 кВ Сунжа протяжённостью 0,2 км каждый (образуются две ВЛ 110 кВ Сунжа – Гудермес-Тяговая 1 цепь протяжённостью 5,1 км и ВЛ 110 кВ Сунжа – Ойсунгур протяжённостью 28,7 км);

- разрезание ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Шелковская (Л-146) и присоединение к шинам 110 кВ ПС 330 кВ Сунжа по схеме «заход – выход», со строительством заходов на ПС 330 кВ Сунжа протяжённостью 2,4 км каждый (образуются две ВЛ 110 кВ Сунжа – Гудермес-Тяговая 2 цепь протяжённостью 4,9 км и ВЛ 110 кВ Сунжа – Шелковская протяжённостью 29 км);

Строительство ПС 330 кВ Сунжа обуславливается необходимостью обеспечения допустимых параметров режима работы сети 110 кВ как в Чеченской, так и Дагестанской энергосистеме, от которой по нормальной схеме осуществляется питание потребителей восточной части Чеченской энергосистемы.

Выявлены следующие риски в обеспечении надежного электроснабжения потребителей северо-восточной части энергосистемы Чеченской Республики:

- при аварийном отключении 1 СШ-110 Каскада Чирюртских ГЭС в Дагестане и при включении отключенных действием ПА потребителей возникает перегруз сверх допустимых величин ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199), ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185), ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135), ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136);

- в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) и аварийном отключении 1 СШ-110 Каскада Чирюртских ГЭС в Дагестане при

включении отключенных действием ПА потребителей возникает перегруз сверх длительно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135), ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136).

Действие ПА в вышеуказанных режимах приводит к погашению потребителей северо-восточной части Чеченской энергосистемы.

Для ввода режима в область допустимых значений выполняется перевод часть потребителей Северного энергорайона Дагестанской энергосистемы на питание от ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) и ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141), а так же снижение перетока в энергосистему Чеченской Республики из Республики Дагестан в плоть до **0 МВт**.

Как видно из вышеприведенных режимов для ввода режима в область допустимых значений, а также включения отключенных потребителей требуется перевод всех потребителей энергосистемы Чеченской Республики запитанных от ПС 110 кВ Акташ, ПС 110 кВ Ярыксу и ПС 110 кВ Кизляр-1 на центры питания, находящиеся в Чеченской энергосистеме, что в свою очередь сопряжено с возникновением перегрузов по слабым связям 110 кВ Чеченской энергосистемы, характеризующимися недостаточной пропускной способностью.

Как показывают расчеты, интенсивный рост потребления в Чеченской энергосистеме и низкая пропускная способность сети 110 кВ уже к периоду летних нагрузок 2022 год не позволит выполнить мероприятия по переводу питания потребителей восточной части Чеченской энергосистемы на другие центры питания. Режим с 0-м перетоком по сети 110 кВ из Дагестанской энергосистемы в Чеченскую энергосистему, даже с учетом выполнения комплекса переключений на объектах 110 кВ Чеченской энергосистемы, оптимизирующего загрузку сети 110 кВ и исключаящего перегрузы выше аварийно - допустимого уровня в послеаварийных режимах (на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен В-177, В-142, включен В-146, ШСВ-110, на ПС 110 кВ Ойсунгур отключен В-Курчалой, на Аргунской ТЭЦ отключен В-162, на ПС 110 кВ Цемзавод отключен В-Ведучи, на ПС 110 кВ Ярыксу отключен В-128, на ПС 110 кВ Акташ отключен В-149, на ПС 110 кВ Кизляр-1 отключен В-148, на ПС 110 кВ Ведучи включен СВ-110, на ПС 110 кВ Курчалой включен СВ-110) (см. РВ-ЛМ-2022-24) показывает, что для обеспечения 0-го перетока и недопущения перегруза питающих ВЛ 110 кВ потребуется ввод ГВО. В зимний период в связи с ростом нагрузки ситуация значительно усугубится. Кроме того, реализация данной схемы, для исключения перегрузов питающих ВЛ 110 кВ сверх аварийно - допустимого уровня в послеаварийных режимах, потребует большого числа переключений, что увеличивает время, в течении которого потребители остаются обесточены, а так же сопряжена с необходимостью перевода значительной части потребителей Чеченской энергосистемы в радиальный режим питания, что в условиях проведения ремонтной компании не всегда исполнимо.

Как выше показано расчетами периода зимнего максимума 2019 года, рост нагрузки (дополнительные технологические присоединения) на ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ Курчалой ограничивается пропускной способностью ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) и допустимым уровнем напряжения на сш 110 кВ ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Курчалой в послеаварийных режимах. Ликвидация недопустимых снижений напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Курчалой и токовых перегрузок ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) в

рассматриваемом режиме будет осуществляться за счет работы устройств АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур, воздействующих на отключение нагрузки ПС 110 кВ Ойсунгур.

Строительство ПС 330 кВ Сунжа с комплексом мероприятий, обеспечивающим замыкание сети 110 кВ Чеченской и Дагестанской энергосистем в транзитный режим, создаст технические условия, обеспечивающие возможность развития (новых технологических присоединений) в северо-восточный энергорайон Чеченской Республики и надежное электроснабжение существующих потребителей данного региона.

Таким образом, подтверждается необходимость выполнения мероприятий по вводу в работу ПС 330 кВ Сунжа и замыканию в транзит сети 110 кВ Чеченской энергосистемы как мероприятия, в комплексе решающего проблему дефицита пропускной способности сетей 110 кВ северной части Дагестанской энергосистемы и северо-восточной части энергосистемы Чеченской Республики в условиях отсутствия генерирующих мощностей в данных энергорайонах.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2022 года с учетом строительства ПС 330 кВ Сунжа, показал, нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 47 МВА - 38% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС, нагрузка автотрансформаторов ПС 330 кВ Сунжа по 62 МВА – 49 % от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Нагрузка ВЛ 110 кВ и выше находится в границах длительно - допустимых величин. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 114-119 кВ.

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, в том числе обеспечивающему выдачу мощности Грозненской ТЭС и привязку ПС 330 кВ Сунжа к сети 110 кВ, выполнены проверочные расчеты. Рассмотрены режимы:

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125);
- послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Наурская – ПС №84 (Л-185);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120);
- послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
- послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц.
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками 2 ц.;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками 1 ц.;
- послеаварийный режим отключения ГТУ-2 Грозненской ТЭС.
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево;
- послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 330 кВ Сунжа;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Алания – Сунжа;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Сунжа – Артем;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Сунжа – Ойсунгур;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Гудермес Сити 1 ц.

Анализ рассмотренных режимов показывает, что параметры режима находятся в области допустимых значений, что свидетельствует о достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, достаточность проектных решений, обеспечивающих присоединение ПС 330 кВ Сунжа. Дополнительных мероприятий для обеспечения допустимого режима работы сети 110 кВ и выше Чеченской энергосистемы не требуется.

4.2.1.8. Мероприятия по противоаварийной автоматике.

Присоединение к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы Грозненской ТЭС в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС предполагает совместное выполнение комплекса мероприятий по монтажу устройств релейной защиты, противоаварийной и сетевой автоматики, обеспечивающих статическую и динамическую устойчивость станции, допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования в сети 110 кВ в послеаварийных режимах, а так же обеспечивающие возможность замыкания в нормальной схеме транзитов 110 кВ Наурская – Терек-Тяговая – Горячеисточненская – Гудермес-Тяговая и Грозненская ТЭС – Северная – Восточная – Грозный для выдачи мощности станции.

Таким образом, на рассмотренном этапе развития энергосистемы Чеченской Республики к 2019 году должны выполнены технические решения по устройствам РЗА на объектах электроэнергетики в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС.

Замыкание сети 110 кВ Чеченской энергосистемы на параллельную работу с Дагестанской энергосистемой с вводом ПС 330 кВ Сунжа предполагает совместное

выполнение комплекса мероприятий по монтажу устройств противоаварийной автоматики: АЛАР, АОПО (АРПТ), САОН. Решения по противоаварийной автоматике отражены в основных технических решениях по титулу строительства ПС 330 кВ Сунжа.

4.2.1.9. Регулирование напряжения в сети и размещение источников реактивной мощности в узлах нагрузки Чеченской энергосистемы.

Регулирование напряжения в сети 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики в период формирования программы в нормальных режимах обеспечивается в допустимых диапазонах посредством использования регулировочных возможностей РПН автотрансформаторов ПС 330 кВ Грозный, ПС 330 кВ Сунжа, регулировочного диапазона по реактивной мощности генераторов Грозненской ТЭС, а также автотрансформаторов подстанций 330/110 кВ смежных энергосистем (ПС 330 кВ Моздок, ПС 330 кВ Владикавказ-500, ПС 330 кВ Артем, ПС 330 кВ Чирюрт).

Ввод в работу Грозненской ТЭС обеспечит снижение дефицита реактивной мощности в энергосистеме Чеченской Республики.

Монтажа дополнительных источников реактивной мощности в Чеченской энергосистеме на период формирования настоящей программы не требуется.

4.2.1.10. Наличие отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети.

Анализ расчёта электроэнергетических режимов на период формирования программы в части возможности осуществления дополнительных технологических присоединений потребителей к электрическим сетям энергосистемы Чеченской Республики показывает следующее.

Уже к периоду летнего максимума 2018 года послеаварийные режимы характеризуются перегрузом ВЛ 110 кВ, что **не позволяет осуществлять дополнительное подключение потребителей в энергоузлы:**

1. ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес – до реконструкции ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128).

2. ПС 110 кВ Цемзавод, ПС 110 кВ Шали, Аргунская ТЭЦ, ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая, ПС 110 кВ АКХП – ограничение по допустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125).

Ввод в работу Грозненской ТЭС по проектной схеме привязки к сети 110 кВ Чеченской Республики не снимает ограничения на технологическое присоединение потребителей в вышеуказанные центры питания, данные ограничения снимаются реконструкцией ограничивающих элементов и (или) вводом в работу ПС 330 кВ Сунжа и замыканию в транзит сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в северо-восточной её части.

4.2.1.11. Рекомендации по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования Схемы и программы развития.

Анализ расчётов электроэнергетических режимов на период формирования Схемы и программы развития показывает, что существует необходимость строительства 3-х новых центров питания 110 кВ в энергосистеме Чеченской Республики в период 2018-2022 гг. по «базовому» варианту развития: **ПС 110 кВ Курчалой, ПС 110 кВ Ачхой-Мартан и ПС 110 кВ Город**. Обоснование необходимости строительства вышеуказанных объектов приведены в разделе 4.2.1.12.

Вышеприведенным анализом расчётов электроэнергетических режимов на период формирования Схемы и программы развития подтверждается необходимость выполнения мероприятий по вводу в работу ПС 330 кВ Сунжа и замыканию в транзит сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в северо-восточной её части.

4.2.1.12. Анализ загрузки трансформаторов 110 кВ на энергообъектах энергосистемы Чеченской Республики в период формирования Схемы и программы развития по «базовому» варианту.

С учётом прироста нагрузки по «базовому» варианту развития энергосистемы Чеченской Республики, прогнозная загрузка трансформаторов 110 кВ энергообъектов энергосистемы Чеченской Республики составит:

Таблица 4.3

Центр питания	Установленная мощность, МВА, в 2016 году	Вероятная величина нагрузки в ЗМ-2022 г., МВт
Аргунская ТЭЦ	2x16	22,2
ПС 110 кВ Восточная	2x25	29,2
ПС 110 кВ ГРП-110	25, 16, 2x2,5	32,7
ПС 110 кВ Консервная	2x16	13,7
ПС 110 кВ Ойсунгур <i>без учета перевода нагрузки на ПС 110 кВ Курчалой</i>	2x25, 16	68,4
ПС 110 кВ Ойсунгур <i>с учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Курчалой</i>	2x25, 16	40,4
ПС 110 кВ Северная	2x25	28,7
ПС 110 кВ Южная	2x16	27,3
ПС 110 кВ Холодильник	2x25	12,0
ПС 110 кВ Самашки	2x16	26,2
ПС 110 кВ Самашки <i>с учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Ачхой-Мартан</i>	2x16	14,2
ПС 110 кВ Ищерская	2x16	25,3
ПС 110 кВ Цемзавод	2x25	23,3
ПС 110 кВ Октябрьская	16	12,2

Центр питания	Установленная мощность, МВА, в 2016 году	Вероятная величина нагрузки в ЗМ-2022 г., МВт
ПС 110 кВ №84	2x16	21,4
ПС 110 кВ Червлённая	2x6,3	6,0
ПС 110 кВ Шали	2x16	38,3
ПС 110 кВ Горячеисточненская	2x16	4,6
ПС 110 кВ Гудермес	2x16	33,1
ПС 110 кВ АКХП	2x10	6,1
ПС 110 кВ Горец	2x25	45,8
ПС 110 кВ Алпатово	6,3	2,1
ПС 110 кВ Наурская	2x16	13,3
ПС 110 кВ Шелковская	2x10	7,2
ПС 110 кВ Каргалиновская	10	5,8
ПС 110 кВ Гудермес-сити	2x25	6,0
ПС 110 кВ НПЗ	2x25	7,6
ПС 110 кВ Черноречье	2x16	4,8
ПС 110 кВ Ведучи	2x25	8,8
ПС 110 кВ Грозный Сити	2x40	14,2
ПС 110 кВ Родина	25	10,5
ПС 110 кВ Тепличная	16	7,5

В соответствии с вышеуказанным анализом, для исключения недопустимых перегрузов трансформаторов 110 кВ в максимум ОЗП в нормальном режиме, а также в послеаварийном режиме отключения одного из трансформаторов энергообъекта с наибольшей установленной мощностью, рекомендуется увеличение трансформаторной мощности или выполнение мероприятий в распределительных сетях по переводу нагрузок на энергообъекты, имеющие резервы (с учетом критерия «N-1») трансформаторной мощности, на следующих энергообъектах энергосистемы Чеченской Республики: Аргунская ТЭЦ, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ ГРП-110, ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Самашки, ПС 110 кВ Ищерская, ПС 110 кВ №84, ПС 110 кВ Шали, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Горец.

Необходимость выполнения вышеуказанных мероприятий должна быть подтверждена техническими условиями на технологическое присоединение к соответствующим центрам питания 110 кВ, однозначно определяющими мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций.

Разгрузка трансформаторов ПС 110 кВ Гудермес может быть осуществлена за счет перевода части нагрузки на питание от ПС 110 кВ Гудермес-сити.

Обоснование необходимости строительства ПС 110 кВ Курчалой.

В качестве мероприятия, снимающего проблему недопустимого перегруза трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Ойсунгур возможно рассматривать строительство дополнительного центра питания.

В настоящее время на ПС 110 кВ Ойсунгур установлена три трансформатора Т-1: ТДТН-25000, 2005 года выпуска; Т-2 - ТДТН-25000, 1962 года выпуска; Т-3 ТДТН-16000, 1978 года выпуска.

На ПС 110 кВ Ойсунгур имеются РУ 35 кВ и 6 кВ и реализована следующая схема подключения трансформаторов сторонами 35 кВ и 6 кВ:

- трансформатор Т-1 питает нагрузку 1 СШ-35 кВ, 2 СШ-35 кВ на которую

нормально фиксированы ВЛ 35 кВ Ойсунгур - Энгель-Юрт (Л-440), ВЛ 35 кВ Ойсунгур - Саяна (Л-48) и нагрузку ЗРУ 6 кВ;

- трансформатор Т-2 питает нагрузку ВЛ 35 кВ Ойсунгур - Курчалой (Л-452) и нагрузку ЗРУ 6 кВ;
- трансформатор Т-3 питает нагрузку ВЛ 35 кВ Ойсунгур - Бачи-Юрт (Л-452), нагрузка по стороне 6 кВ отсутствует.

В связи с недостаточной пропускной способностью трансформаторного оборудования, трансформаторы Т-1 и Т-2 работают в параллели по сторонам 6 кВ (шиносоединительный выключатель 6 кВ между 1СШ-6 и 2 СШ-6 - СВ-6 замкнут).

Нормальный режим работы энергорайона ПС 110 кВ Ойсунгур при прохождении зимнего максимума 2018 года, с учетом распределения нагрузок по трансформаторам ПС 110 кВ Ойсунгур, приведен на рисунке (РВ-3М-2018-16) приложения РВ-2018-3М-Графика и в таблице (РВ-3М-2018-16) приложения РВ-2018-3М-Таблицы. Расчеты показывают, что фактическая загрузка обмоток ВН трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Ойсунгур **в нормальной схеме** превышает длительно - допустимые значения на 2-13% (Т-1 -140 А и Т-2 - 156 А при $I_{дд}=137,5$ А).

В послеаварийном режим работы отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ойсунгур (рисунок (РВ-3М-2018-17) приложения РВ-2018-3М-Графика, таблица (РВ-3М-2018-17) приложения РВ-2018-3М-Таблицы), токовая загрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Ойсунгур составляет 160 % от номинальной (221 А при аварийно-допустимом токе - 175 А).

Для разгрузки Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ойсунгур до длительно допустимых значений при отключении Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Ойсунгур в период прохождения зимнего максимума 2018 года **потребуется ввод ГВО в объеме не менее 17 МВт.**

ПС 110 кВ Ойсунгур **не имеет связей с другими центрами питания 110 кВ** по распределительным сетям 35 кВ и ниже, и, соответственно, возможность разгрузки Т-1 или Т-2 при отключении из трансформаторов за счет перевода части нагрузки отсутствует.

Установка силовых трансформаторов большей мощности на ПС 110 кВ Ойсунгур повлечет за собой необходимость масштабной реконструкции подстанции.

Так же стоит отметить, что увеличение трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Ойсунгур (с масштабной реконструкцией) не снимает проблему возможных перегрузов выше аварийно-допустимого уровня ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) в послеаварийных режимах отключения ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярыксу (Л-128).

Таким образом, подтверждается необходимость строительства ПС 110 кВ Курчалой с ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой, ВЛ 110 кВ Курчалой – Аргунская ТЭЦ (с переводом нагрузки потребителей с ПС 110 кВ Ойсунгур) как наиболее целесообразного, комплексного решения вопроса острого дефицита трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Ойсунгур.

Нормальный режим работы энергорайона ПС 110 кВ Ойсунгур при прохождении зимнего максимума 2018 года, с учетом распределения нагрузок по трансформаторам ПС 110 кВ Ойсунгур и переводом нагрузки потребителей ПС 110 кВ Ойсунгур на питание от ПС 110 кВ Курчалой (ВЛ 35 кВ Ойсунгур - Курчалой (Л-452) и частично нагрузка ЗРУ 6 кВ суммарно 28 МВт), приведенный на рисунке (РВ-3М-2018-18) приложения РВ-2018-3М-Графика и в таблице (РВ-3М-2018-18)

приложения РВ-2018-3М-Таблицы, показывает, что фактическая загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Ойсунгур в нормальной схеме находится в границах длительно-допустимых значений.

В послеаварийном режим работы отключения Т-2 ПС 110 кВ Ойсунгур (рисунок (РВ-3М-2018-19) приложения РВ-2018-3М-Графика, таблица (РВ-3М-2018-19) приложения РВ-2018-3М-Таблицы), с учетом строительства ПС 110 кВ Курчалой и переводом части нагрузки с ПС 110 кВ Ойсунгур (28 МВт) характеризуется отсутствием перегрузов.

В соответствии с вышеизложенным, для недопущения перегруза Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Ойсунгур выше длительно - допустимых значений в нормальном режиме, а так же перегруза Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Ойсунгур выше аварийно-допустимых значений в послеаварийных режимах отключения Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ойсунгур, подтверждается необходимость строительства ПС 110 кВ Курчалой с ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой, ВЛ 110 кВ Курчалой – Аргунская ТЭЦ (с переводом нагрузки потребителей с ПС 110 кВ Ойсунгур). Ввиду необходимости скорейшего решения проблемы острого дефицита трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Ойсунгур данное мероприятие предлагается осуществить в 2017 году.

Обоснование необходимости строительства ПС 110 кВ Ачхой-Мартан.

В настоящее время схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Самашки представляет собой нетиповую схему – одиночную не секционированную систему шин с подключением отходящих ВЛ 110 кВ через разъединители и трансформаторов Т-1 и Т-2 через один выключатель. Трансформатор Т-1: ТДТН-16000, 1971 года выпуска; Т-2 - ТДТН-16000, 1986 года выпуска.

При существующей схеме РУ 110 кВ возникновение КЗ на системе шин 110 кВ ПС 110 кВ Самашки или питающих её ВЛ 110 кВ влечет за собой полное погашение РУ 110 кВ Самашки, размыкание транзита 110 кВ Плиево – Самашки – ГРП-110, потерю электроснабжения потребителей данной ПС, а также временное ограничение электроснабжения (на время переключения оперативным персоналом) питающихся от данной ПС других центров питания, что однозначно снижает надёжность работы данного энергорайона.

Нормальный режим работы энергорайона ПС 110 кВ Самашки при прохождении зимнего максимума 2018 года, с учетом распределения нагрузок по трансформаторам ПС 110 кВ Самашки, приведен на рисунке РВ-3М-2018-20 приложения РВ-2018-3М-Графика и в таблице РВ-3М-2018-20 приложения РВ-2018-3М-Таблицы. Расчеты показывают, что фактическая загрузка обмоток ВН трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Самашки в нормальной схеме составляют Т-1 - 107% и Т-2 - 70% от длительно-допустимых значений (Т-1 - 95 А и Т-2 - 56 А при $I_{дд}=88$ А).

В послеаварийном режиме отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Самашки (рисунок РВ-3М-2018-21 приложения РВ-2018-3М-Графика, таблица РВ-3М-2018-2) приложения РВ-2018-3М-Таблицы), токовая загрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Самашки составляет 172 % от длительно-допустимой (152 А при аварийно-допустимом токе - 123 А).

Для разгрузки Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Самашки до длительно допустимых значений при отключении Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Самашки в период прохождения зимнего максимума 2018 года потребуются ввод ГВО в объеме не менее 12 МВт.

ПС 110 кВ Самашки имеет связи с другими центрами питания 110 кВ по

распределительным сетям 35 кВ и ниже, а именно с ПС 110 кВ Горец, ПС 110 кВ ГРП-110 и ПС 110 кВ Слепцовская. Однако следует отметить, что в максимальных режимах токовая нагрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Горец достигает до 100 % и в данных режимах отсутствует возможность перевода дополнительного объема нагрузки с ближайших центров питания, а существующей пропускной способности транзитных связей 35 кВ с энергосистемой Ингушетии и ПС 110 кВ ГРП-110 недостаточно для перевода питания указанной нагрузки.

Согласно имеющимся данным, приведенных в утвержденной «Комплексной программе развития энергосистемы Чеченской Республики на 2017-2021 г.г.», кроме ПС 110 кВ Самашки имеется ряд центров питания 35 кВ данного энергоузла, характеризующихся недостаточной пропускной способностью силовых трансформаторов, а именно: ПС 35 кВ Ачхой-Мартан (токовая нагрузка каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2 достигает более 90 %) и ПС 35 кВ Катыр-Юрт (токовая нагрузка каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2 достигает 60-70 %).

Таким образом, ремонт любого из трансформаторов вышеперечисленных подстанций в нормальной схеме сети в связи с отсутствием возможности перевода питания потребителей по сети 10 кВ на ближайшие ЦП, имеющие резервы трансформаторной мощности, приводит к необходимости ограничения потребителей, питающихся от данных ПС.

В связи с большим объемом необходимой реконструкции (реконструкция трех центров питания) в качестве наиболее техно-экономически целесообразного и комплексного решения **рекомендуется создание нового центра питания – ПС 110 кВ Ачхой-Мартан с установленной мощностью трансформаторов 2 x 16 МВА и переводом на ее шины части нагрузки ПС 35 кВ Ачхой-Мартан и ПС 35 кВ Катыр-Юрт, что позволит устранить повышенную нагрузку данных ПС в нормальной и ремонтных схемах сети, и тем самым снизить нагрузку трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Самашки до допустимого для безопасной эксплуатации уровня.**

Присоединение ПС 110 кВ Ачхой-Мартан к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы рекомендуется по схеме "заход-выход" к существующим или планируемым к сооружению ВЛ 110 кВ Чеченской энергосистемы. Для определения окончательной схемы привязки ПС 110 кВ Ачхой-Мартан необходимы проектные проработки.

Обоснование необходимости строительства ПС 110 кВ Город.

Энергоузел г. Грозный в настоящее время получает электроснабжение от четырёх основных центров питания: ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Холодильник.

Существующие питающие центры 110 кВ на момент разработки Схемы и программы развития уже перегружены (ПС 110 кВ Восточная установленная мощность 50 МВА - подключено 306 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 92 МВА, ПС 110 кВ Северная установленная мощность 50 МВА - подключено 520 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 143 МВА, ПС 110 кВ Южная установленная мощность 32 МВА - подключено 220 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 42 МВА, ПС 110 кВ Холодильник установленная мощность 32 МВА – подключено 220 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 42 МВА), что ограничивает производство планово-предупредительных работ, их кольцевание и резервирование по распределительным сетям в аварийных ситуациях.

Загрузка центров питания энергоузла г. Грозный в ЗРД 2016 года и ЛРД 2017 года приведена в таблице 4.4:

Таблица 4.4

Существующая нагрузка подстанций 110 кВ,
питающих центр г. Грозный

Наименование центра питания	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в ЗРД 2016 г., МВА	Нагрузка в ЛРД 2017 г., МВА	Нагрузка в аварийном режиме N-1, %
ПС 110 кВ Восточная	2x25	30,0	19,9	120,0
ПС 110 кВ Южная	2x16	27,0	18,1	168,75
ПС 110 кВ Северная	2x25	22,5	17,8	90,0
ПС 110 кВ Холодильник	2x25	12,8	10,9	51,2

В горизонте планирования настоящей Схемы и программы развития согласно действующим техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» к указанным центрам питания предполагается подключение энергопринимающих устройств потребителей суммарной мощностью порядка 25 МВт.

Город Грозный интенсивно развивается. В связи с усиленным ростом строительства городской инфраструктуры, планируемым вводом социально-значимых объектов и объектов промышленности стоит вопрос обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей и технологического присоединения новых потребителей в центральной части города Грозный.

Согласно представленным данным Министерства экономического, территориального развития и торговли Чеченской Республики в г. Грозный планируется реализация энергоемких инвестиционных проектов и строительство объектов, требующих присоединения к электрическим сетям суммарной мощностью 42,6 МВт. Перечень предполагаемых к реализации проектов приведён в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Перечень энергоемких инвестиционных проектов, планируемых к строительству в г. Грозный по данным Министерства экономического, территориального развития и торговли ЧР

№ п/п	Наименование проекта (место реализации, отрасль)	Инициатор проекта	Ориентировочная мощность, МВт
1.	Строительство завода по производству литий-ионных аккумуляторов мощностью 125 МВт*ч в год	ОАО «Чеченнефтехимпром»	1,5
2.	Реконструкция Грозненской экспериментальной мебельной фабрики (Ленинский район, ул. Б. Хмельницкого, 221)	ООО «ВариоКом»	1
3.	Строительство завода по полной	ООО	2

№ п/п	Наименование проекта (место реализации, отрасль)	Инициатор проекта	Ориентировочная мощность, МВт
	переработке и утилизации отходов производства и потребления	«Стройиндустрия»	
4.	Организация производства по розливу бутилированной (минеральной, родниковой и сокодержательной) воды	ООО Фирма «Интал»	0,5
5.	Строительство хранилища плодоовощной продукции на 5000 тонн	ООО «Сады Чечни»	2
6.	Строительство детского спортивного развлекательного комплекса (Ленинский район, ул. Айдамирова, рядом с детсадом № 143)	ООО «ИРАПРОФ»	1
7.	Строительство и ввод в эксплуатацию спортивного клуба «Алды им. Мансура» (Заводской район, пос. Алды)	ИП Амхадов Д.С.	1
8.	Строительство ТРЦ «Капитолий» (Старопромысловский район, пос. Катаяма)	ИП Ибахаджиев Л.Х.	1
9.	Строительство жилого дома с не жилыми помещениями и подземной парковкой на 150 мест (Октябрьский район, ул. Субботников)	ООО «Капитал»	0,5
10.	Строительство ультра-современной многопрофильной медицинской клиники (Старопромысловский район, ул. Заветы Ильича)	ООО «Медтехсервис»	0,8
11.	Строительство и ввод в эксплуатацию выставочного зала, (Октябрьский район, ул. Филатова)	ООО «ДОМЭЛИТСТРОЙ ЮГ»	0,5
12.	Строительство и ввод в эксплуатацию торгово-развлекательного центра (Старопромысловский район, ул. Кольцова)	ИП Истамулов В.А.	0,8
13.	Строительство завода по производству спортивного питания (Ленинский район, ул. Ионисиани)	ООО «Strongman Nutrition»	0,8
14.	Строительство и ввод в эксплуатацию торгово-офисного центра (Ленинский район, ул. Ионисиани)	ООО «Strongman Nutrition»	0,6
15.	Строительство 9-этажного	ООО «Дика-	1,2

№ п/п	Наименование проекта (место реализации, отрасль)	Инициатор проекта	Ориентировочная мощность, МВт
	одноподъездного многоквартирного жилого дома со встроенными нежилыми помещениями и подземной парковкой на 18 машиномест (Октябрьский район, пр. Кадырова)	Стройпроект»	
16.	Строительство 9-этажного одноподъездного многоквартирного жилого дома со встроенными нежилыми помещениями и подземной парковкой на 18 машиномест (Ленинский район, ул. Космонавтов)	ООО «Дика-Стройпроект»	1,2
17.	Строительство торгово-офисного центра (Октябрьский район, пр. Кадырова)	ООО «Сатурн-С»	0,9
18.	Строительство кожевенного завода (ул. Зелёная)	ООО «Обувная фабрика»	2,4
19.	Строительство обувной фабрики (ул. Зелёная)	ООО «Обувная фабрика»	0,8
20.	Организация производства светодиодных осветительных приборов (Старопромысловский район, пос. Бутенко)	ООО «Иновационная компания Межрегиональный технико-внедренческий центр»	1,5
21.	Организация производства приборов учёта на базе ООО «Энергия Плюс» (ул. Старосунженская)	ООО «Энергия Плюс»	0,8
22.	Строительство Грозненского завода автоклавного газобетона мощностью 120 000 куб.м. в год (ул. Зелёная)	ООО «АЛЬЯНС-СТРОЙ»	4,5
23.	Строительство двух 9-этажных одноподъездных домов с подземным паркингом (Ленинский район, ул. Кадырова)	ООО «Империя»	2,4
24.	Строительство 12-этажного двухподъездного дома с подземным паркингом (Ленинский район, ул. Кадырова)	ООО «Империя»	1,6
25.	Строительство 9-этажного трёхподъездного жилого дома (Ленинский район, ул. Кадырова)	ООО «Гор-Строй»	1,2
26.	Строительство 9-этажного трёхподъездного жилого дома	ООО «Гор-Строй»	1,2

№ п/п	Наименование проекта (место реализации, отрасль)	Инициатор проекта	Ориентировочная мощность, МВт
	(Ленинский район, ул. Субботникова)		
27.	Строительство двух 5-этажных трёхподъездных жилых домов (Ленинский район, ул. Дьякова)	ООО «Гор-Строй»	0,8
28.	Строительство 5-этажного тдвухподъездного жилого дома (Старопромысловский район, ул. Каменщиков)	ООО «Гор-Строй»	0,8
29.	Строительство и эксплуатация цеха по производству корпусной мебели торгово-выставочного центра (Ленинский район, Петропавловское шоссе)	ИП Магамгазиев В.А.	0,7
30.	Строительство торгово-офисного центра (Ленинский район, ул. Ш.А. Митаева)	ООО «Гор-Строй»	0,5
31.	Строительство детского развлекательного комплекса (Заводской район, ул. Мамасурова)	ООО «Кредо Гарант»	0,7
32.	Строительство цеха по производству товаров бытовой химии и гигиены (Заводской район, ул. Индустриальная)	ООО «Ведмарк»	0,9
33.	Строительство детской спортивной школы «Цунами» (Октябрьский район, ул. Фонтанная)	Федерация спортивного карате России по ЧР	0,9
34.	Строительство и ввод в эксплуатацию торгово- развлекательного центра (Ленинский район, ул. Кавказская)	ООО «Сириус-Р»	1
35.	Строительство и ввод в эксплуатацию торгово- развлекательного центра (Ленинский район, Бульвар Дудаева)	ООО «Сириус-Р»	0,5
36.	Строительство птичника на 2000 голов птицы (п. Долинск)	ИП Батукаев Д.С.	1,5
37.	Строительство цеха по обработке природного камня (Заводской район, ул. Индустриальная)	ИП Абдулаев У.А.	0,6
	ИТОГО: суммарная мощность, МВт		42,6

В связи с ростом нагрузок в существующих центрах питания 110 кВ и подключением новых потребителей, объектов промышленности и социально значимых объектов жилищной инфраструктуры города Грозного **необходимо строительство в 2018 году в центральной части города Грозного нового центра питания 110 кВ.**

В связи с вышеизложенным **предлагается сооружение ПС 110/10 кВ Город с двумя трансформаторами мощностью по 40 МВА со строительством 2-х цепной ВЛ 110 кВ проводом АС-185 ориентировочной протяжённостью 2х5 км с присоединением отпайками к существующим ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114), ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115).**

Реализация данных мероприятий обеспечит качественное и надежное электроснабжение потребителей г. Грозного, позволит обеспечить технологическое присоединение потребителей, повысит инвестиционную привлекательность города Грозного.

Сводный перечень предлагаемых мероприятий по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики для ликвидации «узких мест» в «базовом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики приведён в Приложении 4 (Таблица 1.6.1).

4.3. Комплекс мероприятий, необходимых к проведению в сетях 0,4-10 кВ в муниципальных районах и городских округах Чеченской Республики

Учитывая наличие у распределительных сетевых компаний, в том числе оборудования классом напряжения ниже 110 кВ, в разработанные материалы включены сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ.

В настоящее время распределительным электрическим сетям напряжением 0,4-35 кВ уделяется недостаточно внимания, что является причиной неэффективной работы и замедляет развитие этих сетей, приводит к их ускоренному износу и существенным трудностям, относительно присоединения к ним новых мощностей потребителей.

Эффективность экономики напрямую зависит от работоспособности распределительных электрических сетей среднего и низкого уровня напряжения. Ведь электроснабжение разных групп потребителей (промышленность, ЖКХ, сельское хозяйство, быт и т.п.) осуществляется от этих сетей, протяжность которых составляет около 90 % сетей всех классов напряжения, а мощность распределительных установок, к которым присоединены непосредственно указанные потребители, составляет свыше 50% установленной мощности на трансформаторных подстанциях всех электропередающих организаций.

Технологические потери электроэнергии в электрических сетях напряжением 35 кВ, 6-10 кВ и 0,4 кВ превышают 20%. Многие электросети напряжением 0,4-35 кВ находятся в эксплуатации свыше 50 лет, поэтому морально и физически устарели. Свыше 40% линий электропередачи находятся в неудовлетворительном техническом состоянии, нуждаются в капитальном ремонте, реконструкции и замене. Электрооборудование некоторых подстанций напряжением 6-35 кВ отработало свой срок службы.

В рамках данной программы по «базовому» варианту развития учитываются мероприятия по строительству и реконструкции электросетевых объектов классом напряжения 0,4-35 кВ на территории Чеченской Республики.

Реализация данных мероприятий позволит существенно уменьшить потери в электрических сетях и обеспечит надёжное электроснабжение потребителей.

Перечень предполагаемых к реализации проектов приведён в таблице 4.6.

Таблица 4.6

Модернизация электросетевого комплекса Чеченской Республики
по объектам распределительных сетей 10/6/0,4кВ АО "Чеченэнерго"
на 2017-2018гг.

№ п.п.	Наименование объекта	ВЛ-0,4кВ	ВЛ-6-10кВ	МВА	Сумма без НДС (тыс.руб.)	Сумма с НДС (тыс.руб.)
1	2	3	4	5	6	7
Ножай-Юртовские РЭС						
1	Реконструкция ВЛ 6-10 кВ		47,890		76 903,18	90 745,76
2	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	38,63			42 493,00	53 722,60
3	Строительство ВЛ-6/10 кВ		13,00		18 694,95	22 060,04
4	Строительство ВЛ-0,4 кВ	27,90			30 690,00	34 794,37
5	Строительство ТП			2,090	6 681,594	7 884,281
6	Реконструкция ТП			2,100	6 380,78	7 529,32
Итого					181 843,51	213 285,89
Потери электроэнергии за 2016 год, в %						42,69
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %						15,78
Итум-Калинские РЭС						
1	Реконструкция ВЛ 6-10 кВ		23,50		39 321,95	46 399,90
2	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	50,86			55 946,00	73 701,51
3	Реконструкция ТП			0,575	2 200,411	2 596,485
4	Итого				97 468,36	115 012,67
Потери электроэнергии за 2016 год, в %						22,19
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %						15,78
Курчалоевские РЭС						
1	Строительство ВЛ-10 кВ		112,05		154 197,17	181 952,66
2	Строительство - ТП			3,570	5 813,060	8 580,123
3	Строительство ВЛ-0,4 кВ	58,35			64 185,00	69 540,57
4	Реконструкция ВЛ-10 кВ		61,90		95 120,44	112 242,11

5	Реконструкция - ТП			4,600	10 086,130	11 901,633
6	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ	106,40			117 040,00	141 598,17
Итого					446 441,80	526 801,32
Потери электроэнергии за 2016 год, в %		32,25				
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %		16,31				
Аргунские ГЭС						
1	Реконструкция ВЛ 6-10 кВ		78,99		137 191,78	161 886,30
2	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	109,92			120 912,00	159 285,69
3	Реконструкция ТП			1,450	2 413,47	2 847,89
Итого					260 517,25	307 410,35
Потери электроэнергии за 2016 год, в %		23,98				
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %		16,74				
Веденские РЭС						
1	Реконструкция ВЛ-10кВ	3,40			3 740,00	6 165,16
2	Реконструкция ВЛ-0,4кВ	46,03			50 633,00	61 257,18
3	Реконструкция ТП 10/0,4кВ			0,100	470,56	555,27
Итого					54 843,56	59 746,94
Потери электроэнергии за 2016 год, в %		22,39				
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %		14,85				
Грозненские РЭС						
1	Реконструкция ВЛ 6-10 кВ		164,38		263 966,29	311 480,22
2	Строительство ВЛ 6-10 кВ		62,5		89 879,54	106 057,86
3	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	766,44			843 084,00	1 065 85,30
4	Строительство ВЛ 0,4 кВ	172,16			189 376,00	214 410,43
5	Строительство ТП			19,880	45 098,07	53 215,73
Итого					1 431 03,90	1 689 56,60
Потери электроэнергии за 2016 год, в %		34,17				
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %		15,25				
Урус-Мартановский РЭС						
1	Строительство ВЛ-10 кВ		6,92		9 951,46	11 742,72
2	Строительство ВЛ-0,4 кВ	57,30			63 030,00	71 287,48
3	Строительство ТП, Монтаж КТП с ТМ			2,640	7 415,01	8 749,71
4	Реконструкция	85,94		0,250	95 086,01	115 715,65
Итого					175 482,48	207 069,33
Потери электроэнергии за 2016 год, в %		34,32				

Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				15,32		
Шалинский РЭС						
1	Реконструкция ВЛ 6-10 кВ		42,50		71 114,16	83 914,71
2	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	119,90			131 890,00	173 747,75
3	Реконструкция ТП			9,080	19 047,24	22 475,74
Итого					222 051,40	262 020,66
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				41,81		
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				16,49		
Грозненские ГЭС						
1	Строительство ВЛ 6-10 кВ		26,84		40 035,94	47 242,41
2	Строительство ВЛ-0,4 кВ	98,40			108 240,00	122 548,71
3	Монтаж КТП с ТМ			6,850	12 995,20	15 334,33
4	Реконструкция ВЛ-0,4кВ	114,40			125 840,00	159 095,66
Итого					287 111,14	338 791,14
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				31,19		
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				17,27		
Надтеречные РЭС						
1	Строительство ВЛ 10 кВ		6,05		9 419,32	11 114,80
2	Реконструкция ВЛ 10 кВ		0,30		521,56	615,44
3	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	6,55			7 205,00	13 625,87
Итого					17 145,88	20 232,14
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				24,72		
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				16,03		
Ачхой-Мартановские РЭС						
1	Реконструкция ВЛ 10 кВ		144,06		231 335,83	272 976,28
2	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	324,94			382 960,06	451 892,87
3	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ			11,770	31 560,87	37 241,83
Итого					645 856,76	762 110,97
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				25,87		
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				15,02		
Наурские РЭС						
1	Реконструкция ВЛ 6-10 кВ		474,08		824 196,42	972 551,77
2	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	304,52			334 972,00	458 491,61
3	Реконструкция ТП			36,079	54 368,19	64 154,47
4	Строительство ТП			3,040	10 235,30	12 077,65

Итого						1 223 71,91	1 444 50,85
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				25,77			
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				15,41			
Шатойские РЭС							
1	Реконструкция ВЛ 6-10 кВ		14,20			23 760,50	28 037,39
2	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	125,19				153 740,28	181 413,53
3	Реконструкция ТП			0,860		2 726,90	3 217,74
Итого						180 227,68	212 668,66
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				25,65			
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				15,24			
Шелковские РЭС							
1	Реконструкция ВЛ 10 кВ		91,59			181 068,13	213 660,40
2	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ	230,55				207 826,69	245 235,50
3	Реконструкция ТП			0,250		597,63	705,20
4	Строительство 0,4-10кВ и ТП	30,26	3,46	0,48		45 350,65	53 513,77
Итого						434 843,11	513 114,87
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				27,54			
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				15,07			
Гудермесские ГЭС							
1	Реконструкция ВЛ-6кВ		12,70			19 515,83	23 028,67
2	Реконструкция ВЛ-0,4кВ	214,90				242 365,29	285 991,05
3	Реконструкция ТП 6/0,4кВ			11,150		17 851,78	21 065,10
4	Строительство ВЛ-6кВ		2,70			3 882,80	4 581,70
5	Строительство ВЛ-0,4кВ	19,70				19 896,72	23 478,13
6	Строительство ТП 6/0,4кВ			1,480		3 372,77	3 979,86
Итого						306 885,18	362 124,52
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				33,74			
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				16,95			
Сунженский уч-к Ачхой-Мартановских РЭС							
1	Реконструкция ВЛ-0,4кВ	47,86				56 409,24	66 562,90
2	Реконструкция ВЛ-10кВ		27,18			43 640,03	51 495,23
3	Строительство ТП			1,870		5 006,92	5 908,17
4	Реконструкция ТП			2,270		5 187,76	6 121,56
Итого						110 243,95	130 087,86
Потери электроэнергии за 2016 год, в %				21,35			
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %				15,02			
Гудермесские РЭС							

1	Реконструкция ВЛ-04/6/10 кВ и ТП	292,93	28,28	0,25	374 353,44	441 737,06
2	Строительство ВЛ-0,4/6/10 кВ и ТП	38,65	7,48	2,360	56 566,58	62 956,63
3	Реконструкция ТП			4,916	8 873,88	10 471,18
Итого					439 793,90	515 164,88
Потери электроэнергии за 2016 год, в %		28,67				
Ожидаемые потери электроэнергии после реконструкции, в %		15,91				
Всего по АО "Чеченэнерго"		4 214,24	1452,54	129,96	6 334 088,26	7 470 432,21
Потери электроэнергии за 2016 год, в %		34,00				
Ожидаемый экономический эффект после реализации программы модернизации электросетевого комплекса АО "Чеченэнерго" согласно утвержденным нормам Минэнерго России, в %		20,34				

Сводные данные по строительству и реконструкции электросетевых объектов 35-110 кВ на территории Чеченской Республики приведены в Приложении 5.

Сводные данные по строительству и реконструкции электросетевых объектов коммунальных электрических сетей 0,4-10 кВ в период 2017-2018 гг. на территории Чеченской Республики и необходимых затратах, приведены в Приложении 6.

Заключение

До строительства Грозненской ТЭС энергосистема Чеченской Республики является исключительно дефицитной по мощности. Строительство генерирующих мощностей Грозненской ТЭС практически полностью покрывает дефицит мощности и электроэнергии в Чеченской Республике, а так же снижает дефицит мощности в юго-восточной части ОЭС Юга.

Ввод Грозненской ТЭС обеспечит полное покрытие дефицита автотрансформаторной мощности на ПС 330 кВ Грозный и надежное электроснабжение потребителей центральной части Чеченской энергосистемы при потере питания ПС 330 кВ Грозный по сети 330 кВ.

Присоединение Грозненской ТЭС к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы предполагает выполнение комплекса мероприятий по строительству новых электросетевых объектов 110 кВ, обеспечивающих выдачу мощности ТЭС, монтажу устройств РЗА. Расчеты электроэнергетических режимов, выполненные в настоящей работе, подтверждают необходимость и достаточность проектных решений, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС.

Вместе с тем ввод Грозненской ТЭС не решает проблему обеспечения надежного электроснабжения потребителей восточной части Чеченской энергосистемы. Для повышения надежности функционирования энергосистемы Чеченской Республики, обеспечения надежного электроснабжения потребителей Чеченской Республики необходимо обеспечить строительство и ввод в работу новой ПС 330 кВ в районе г. Гудермес (ПС 330 кВ Сунжа) с привязкой к сети 110 кВ в соответствии с проектными решениями и комплексом мероприятий по релейной защите и противоаварийной автоматике, обеспечивающим работу сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в замкнутом режиме. Проведёнными в настоящей Программе расчётами электроэнергетических режимов подтверждается необходимость выполнения вышеуказанных мероприятий.

В условиях растущего потребления энергосистемы Чеченской Республики, для обеспечения параметров электроэнергетического режима в рамках допустимых значений, обеспечения возможности по режимным условиям осуществления технологических присоединений новых потребителей, требуется выполнение ряда дополнительных мероприятий по реконструкции объектов электросетевого хозяйства Чеченской Республики.

Сводный перечень предлагаемых мероприятий по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики для ликвидации «узких мест» приведён в Приложении 4.

Список принятых сокращений

ВЛ – воздушная линия электропередачи
 СВМ- схема выдачи мощности
 КЗ – короткое замыкание
 ОАО – открытое акционерное общество
 АО – акционерное общество
 СО-системный оператор
 ОРУ – открытое распределительное устройство
 ОЭС – объединенная энергетическая система
 ПС – подстанция
 СКФО – Северокавказский федеральный округ
 ТЭС – теплоэлектростанция
 ТЭЦ - теплоэлектроцентраль
 ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы
 СиПР – схема и программа развития
 ВИЭ – возобновляемые источники энергии
 ИРМ – источник реактивной мощности
 МДП – максимально допустимый переток
 БМК – блочно-модульная котельная
 МУП- муниципальное унитарное предприятие
 МЖКХ- Министерство жилищно-коммунального хозяйства
 ШСВ- шиносоединительный выключатель
 СВ - секционный выключатель
 АОСН - автоматическое ограничение снижения напряжения...
 АЧР - автоматическая частотная разгрузка
 РЗА – релейная защита и автоматика
 АОПО - автоматика ограничения перегрузки оборудования
 ОЗП – осенне-зимний период
 ОВ – оптимистический вариант
 РВ – реалистический вариант
 ОЭС - объединённая энергетическая система
 ПУЖКХ - производственное управление жилищно коммунального хозяйства
 КЗ-короткое замыкание
 ОРУ – открытое распределительное устройство
 ЕЭС – единая энергетическая система
 СКФО – Северокавказский федеральный округ
 ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы
 СиПР – схема и программа развития
 ВИЭ – возобновляемые источники энергии
 ИРМ – источник реактивной мощности
 МДП – максимально допустимый переток
 БМК – блочно-модульная котельная
 ГЭС – гидроэлектростанция
 МГЭС - малая гидроэлектростанция
 ОПП – оптовые покупатели-продавцы электроэнергии
 ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство
 МВА – мега вольт-ампер

кВ – киловольт

РДУ – региональное диспетчерское управление

ГВО – график временного ограничения электроснабжения

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение

ПГУ – парогенераторная установка

сш – сборка шин

ДПМ – договор о предоставлении мощности

ГТУ – газотурбинная установка

ПТУ - паротурбинная установка

РЗ и ПА – релейная защита и противоаварийная автоматика

Перечень нормативной и ссылочной документации

1. Правила устройства электроустановок, 7-ое издание.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утв. Приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229.
3. Основные требования ОАО «ФСК ЕЭС» к проектным организациям, утв. Первым Зам. Председателя Правления Чистяковым А.Н. 21 марта 2006г.
2. Общие технические требования к подстанциям 35-750 кВ нового поколения, утв. Зам. Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Васильевым В.А. 08.01.2004г.
3. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009.
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281.
5. Приказ Минпромэнерго России № 49 от 22.02.07г.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем, утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 277.
7. Стандарт «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 г. № 136.
8. СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Стандарт «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередач напряжением 35-750 кВ», утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.11.2014 г. № 525.
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 г. № 441.
10. СНиП 23-01-99* «Строительная климатология».