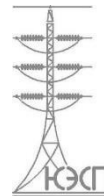




Филиал ООО «Э н е р г о – Ю г»
«Ю Ж Э Н Е Р Г О С Е Т Ъ П Р О Е К Т»



**Разработка схемы и программы развития электроэнергетики
Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы**

Внестадийная работа

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

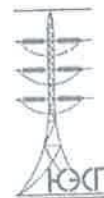
Изм.	№док.	Подп.	Дата
1	1225-19		08.07.19

2019 г.



Энерго+Юг

Филиал ООО «Энерго-Юг»
«ЮЖЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»



Разработка схемы и программы развития электроэнергетики
Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы

Внестадийная работа

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	1225-19		08.07.19

Главный инженер



А.В. Лубенец

И.о. начальника отдела энергосистем



А.Н. Алексеенко

2019 г.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Состав проектной документации

Работа выполнена в одном томе

[illegible]

Содержание

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Стр.

Введение

6

1 Общая характеристика Карачаево-Черкесской Республики

8

2 Анализ функционирования энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 гг.

13

2.1 Общая характеристика энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики

13

2.2 Динамика потребления электроэнергии и максимальной нагрузки в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2014–2018 годах

14

2.3 Структура электропотребления в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 годы. Динамика основных показателей электроэффективности

16

2.4 Состав и структура установленной электрической мощности на электростанциях в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики

22

2.5 Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы за 2014-2018 годы

24

2.6 Характеристика электросетевого хозяйства и режимы работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики.

27

3 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Карачаево-Черкесской Республики

38

4 Основные направления развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 годы

40

4.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг. Электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ в 2020 и 2024 гг.

40

4.1.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на территории Карачаево-Черкесской Республики с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов.

40

4.1.2 Электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ в 2020 и 2024 гг.

46

4.2 Развитие электрических станций и оценка перспективной балансовой ситуации в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг.

55

4.3 Разработка предложений по развитию и реконструкции электрических сетей напряжением 35, 110 кВ и выше в период 2020-2024 гг.

61

Наименование
стройки
(по титулу)Разработка схемы и программы развития электроэнергетики
Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы

Э1924

1 - Все

1225-19

СФ

08.07.19

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подпись

Дата

Инж.

Савина

СФ

08.07.19

Вед. инж.

Жданова

СФ

08.07.19

Вед. инж.

Синельников

СФ

08.07.19

Н. контр.

Галахова

СФ

08.07.19

Нач. отд.

Алексеев

СФ

08.07.19

Пояснительная записка

Стадия

Лист

Листов

СХ

1

Филиал ООО «Энерго-Юг»
«ЮЖЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

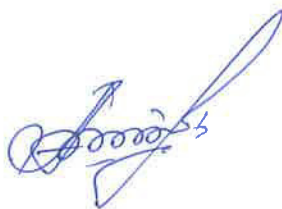
						4
4.3.1	Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 35 кВ и выше					61
4.3.2	Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах					77
4.3.3	Анализ баланса реактивной мощности. Рекомендации по объёму средств компенсации реактивной мощности					80
5	Программа снижения потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево - Черкесскэнерго»					83
6	Определение объемов электросетевого строительства, технико-экономические показатели развития сетей					90
7	Выводы и рекомендации					94
8	Список использованных сокращений					99
9	Список использованных документов и литературы					100
ПРИЛОЖЕНИЯ						
А	Техническое задание					107
Б	Карта-схема электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. с развитием до 2024г.					126
В	Принципиальная схема электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. с развитием до 2024г.					127
Г	Данные по загрузке трансформаторов подстанций 35 - 110 кВ филиала ПАО "МРСК Северного Кавказа" – «Карачаево-Черкесскэнерго» по результатам замеров режимных дней 2016-2018гг.					128
Д	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2020 г.					130
Е	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2021 г.					161
Ж	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2022 г.					165
З	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2023 г.					170
И	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2024 г.					177
К	Расчет электрических нагрузок микрорайона в северной части города Черкесска					205
Л	Справка о возможности перевода нагрузок с ПС 110 кВ Северная, копии актов технологического освидетельствования (ТО) ПС 110 кВ Преградная и ПС 110 кВ Свобода					217
М	Замечания и ответы на замечания, полученные при согласовании данной работы					229
В данном томе всего содержится 237 лист.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ						2

Справка

Настоящая проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, градостроительным планом земельного участка, требованиями Федерального закона от 30 декабря 2009 г. N 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасности эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Все технические решения по сооружениям, конструкциям приняты и разработаны в полном соответствии с действующими на дату выпуска проекта нормам и правилам, включая правила пожаро-и взрывобезопасности. При соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожаро- и взрывобезопасности, эксплуатация сооружений по данному проекту безопасна.

Главный инженер проекта



А.Н. Алексеенко

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						Лист
							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	3
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена по заказу Министерства промышленности и торговли Карачаево-Черкесской Республики в соответствии с техническим заданием (см. Приложение А).

Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории республики, входит в состав ОЭС Юга и территориально включает в себя (по состоянию на 1.01.2019 г.):

- электрические сети напряжением до 110 кВ включительно, эксплуатация которых осуществляется, в основном, филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»;

- электрические сети напряжением 330 кВ – сети эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга;

- электрические станции суммарной мощностью 329,0 МВт, в основном (301,2 МВт) это электростанции Карачаево-Черкесского филиала ПАО «РусГидро».

Основными целями Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы (далее – СиПР) являются:

- мониторинг функционирования энергосистемы республики в 2014-2018 годах и исполнения мероприятий, предусмотренных утверждённой «Схемой и программой развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы»;

- разработка предложений по формированию эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории республики;

- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры республики;

- обеспечение координации планов социально-экономического развития Карачаево-Черкесской Республики и схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

- информационное обеспечение деятельности органов исполнительной власти республики, а также субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

За отчётный в «Схеме и Программе...» принят 2018 год, в качестве расчётных – 2019-2024 гг.

Работа выполнена в соответствии с действующими нормативными и методическими документами по проектированию развития энергосистем и электрических сетей.

При выполнении работы использованы следующие материалы:

- «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы», утверждена Минэнерго России от 28.02.2019 г. приказом №174;

- «Схема и программа развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы», утверждена Распоряжением Главы Карачаево-Черкесской Республики 28.04.2018 г №107-р;

- отчётные материалы филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга и Северокавказское РДУ о схеме и режимах работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в 2014-2018 гг.;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ		Лист
								4

- материалы Карачаево-Черкесского филиала ПАО «РусГидро» о составе и режимах работы ГЭС, функционирующих на территории Карачаево-Черкесской Республики;
- проектные проработки по перспективному развитию электрических сетей отдельных районов и узлов энергосистемы, выполненные в предшествующий период;
- нормативно-технические документы по проектированию энергосистем и электрических сетей (см. Раздел 11 перечень использованной литературы);
- «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г № 281;
- «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 г № 630;
- «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.180.02.140-2012;
- «Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» (Приложение № 1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
											5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Карачаево-Черкесская Республика – субъект Российской Федерации в составе Северо-Кавказского федерального округа (СКФО). Ее территория (14,3 тыс. км²) расположена в предгорьях северо-западного Кавказа. На западе Карачаево-Черкесия граничит с Краснодарским краем, на севере и северо-востоке – со Ставропольским краем, на востоке – с Кабардино-Балкарской Республикой. На юге граница проходит по Главному Кавказскому хребту с Грузией и Республикой Абхазия. В пределах республики выделяются три зоны: предгорная равнина, предгорья и горы Кавказа, горная местность составляет около 80% общей площади. В северной части протянулись Передовые хребты Большого Кавказа. На юге, от верховьев р. Малая Лаба тянутся Водораздельный и Боковой хребты Большого Кавказа, достигающие высоты до 4000 м. На границе с Кабардино-Балкарией расположена самая высокая вершина Кавказа – г. Эльбрус. Через хребет к побережью Черного моря ведут перевалы – Марухский и Клухорский. Севернее тянутся Скалистый и Пастбищный хребты. Карачаево-Черкесская Республика богата водными ресурсами: бассейны рек, озера, водохранилища. Здесь около 130 высокогорных озер ледникового происхождения, множество горных водопадов, по ее территории протекает 172 малых и больших рек. Из них самые крупные Кубань, Большой и Малый Зеленчук, Уруп, Лаба. Имеется Кубанское водохранилище, входящее в систему Большого Ставропольского канала, являющегося источником водоснабжения для Ставропольского края.

Климат умеренно тёплый, зима короткая, лето тёплое, продолжительное, достаточно увлажнённое. Для климата показательна большая продолжительность солнечного сияния. Средняя температура января 2017 г. $-4,0$ градуса, июля 2017 г. $+18,4$ градуса, самая высокая температура $+39$ градусов, низкая -29 градусов. Продолжительность суток со средней температурой воздуха $+8^{\circ}\text{C}$ и ниже составляет 169 дней (СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»).

Карачаево-Черкесская Республика включает в себя 12 муниципальных образований (10 муниципальных районов и 2 города республиканского подчинения – Карачаевск и Черкесск, рис. 1.1). Они состоят из 149 населённых пунктов, из них 4 города (Черкесск, Карачаевск, Усть-Джегута и Теберда). Столица Карачаево-Черкесской Республики – город Черкесск.

Численность населения Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. (по данным Росстата) составила 465,563 тыс.чел., из них городское население – 199,214 тыс.чел. (42,79 %), сельское – 266,35 тыс.чел. (57,21 %). Плотность населения (32,61 чел./км²) в 1,7 раза ниже показателя средней плотности по СКФО. В таблице 1.1 приведены общие сведения по муниципальным образованиям КЧР на 01.01.2019 г. (площадь территории, численность и плотность населения). Около 70% территории республики занимают три крупных муниципальных района, расположенные в южной горной зоне и отличающиеся от других низкой плотностью населения. Здесь проживает 22,3% от общей численности населения Карачаево-Черкесии. Два городских округа – Черкесский и Карачаевский выделяются высокой плотностью населения.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
							6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

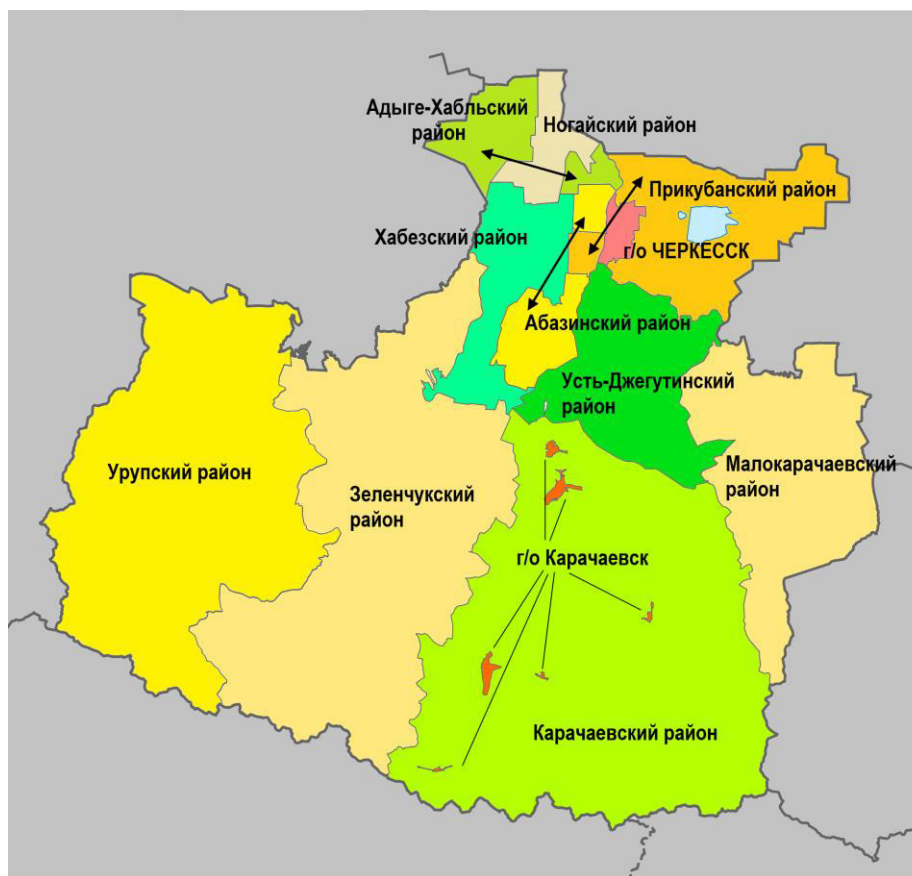


Рисунок 1.1 - Территориальное распределение муниципальных образований Карачаево-Черкесской Республики

Таблица 1.1 – Общая характеристика муниципальных образований Карачаево-Черкесской Республики

		Муниципальное образование	Площадь территории		Численность населения на 01.01 2019 года		Плотность населения		
			кв.км.	%	Всего		чел./кв.км		
					тыс.чел.	%			
Взам. инв. №		Черкесский городской округ	66,7	0,5	122,804	26,4	1841,1		
		Карачаевский городской округ	22,5	0,2	38,49	8,3	1710,7		
		Абазинский район	252,8	1,8	17,643	3,8	69,8		
		Адыге-Хабльский район	274,0	1,9	15,652	3,4	57,1		
		Зеленчукский район	2911,0	20,4	48,117	10,3	16,5		
		Карачаевский район	3916,0	27,4	31,697	6,8	8,1		
		Малокарачаевский район	1365,0	9,5	43,52	9,3	31,9		
		Ногайский район	195,0	1,4	15,515	3,3	79,6		
		Прикубанский район	1020,0	7,1	28,752	6,2	28,2		
		Урупский район	2808,0	19,6	22,565	4,8	8,0		
		Усть-Джегутинский район	943,0	6,6	49,993	10,7	53,0		
		Хабезский район	526,0	3,7	30,815	6,6	58,6		
		Итого	14277	100,0	465,563	100,0	32,61		
		Инв. № подл.							
Подпись и дата									
Инв. инв. №									

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
							7

Доля Карачаево-Черкесской Республики по важнейшему показателю, характеризующему уровень экономического развития региона – валовому региональному продукту (ВРП) составляет менее 5% от ВРП СКФО.

Экономику республики формируют три вида экономической деятельности – сфера услуг, промышленное производство и сельское хозяйство. В таблице 1.2 приведена динамика структуры валового регионального продукта, произведенного в период с 2014 по 2017 годы.

Таблица 1.2 - Структура валового регионального продукта Карачаево-Черкесской Республики (по видам экономической деятельности) за период с 2014 по 2017 годы, %*

	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Валовой региональный продукт, всего	100	100	100	100
<i>в том числе:</i>				
Добыча полезных ископаемых	1,6	2,3	2,3	2,1
Обрабатывающие производства	14,1	11,7	13,6	14,8
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	4,2	4,6	4,4	6,4
Итого промышленное производство	19,9	18,6	20,3	23,3
Оптовая и розничная торговля	10,4	9,2	9,6	9,4
Гостиницы и рестораны	0,7	0,7	0,8	0,8
Финансовая и страховая деятельность	0,2	0,1	0	0
Операции с недвижимым имуществом	4,3	4,6	3	3,3
Государственное управление и безопасность	15,7	14,7	15,5	16,3
Образование	6,6	6,5	6,2	6,3
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	6,7	6,7	6,5	6,2
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг, научная и техническая деятельность	1,7	1,7	2,7	2,7
Итого сфера услуг	46,3	44,2	44,3	45,0
Транспорт и связь	4,7	4,5	4,7	4,1
Сельское и лесное хозяйство, включая рыбоводство	20,2	25,0	20,6	18,5
Строительство	8,9	7,5	10,2	9,1

Примечание: *) – Аналогичные данные за 2018 год на момент разработки «Схемы и программы...» не опубликованы Управлением Федеральной службы государственной статистики по Северо-Кавказскому федеральному округу.

В таблице 1.3 приведена динамика ВРП, а также промышленного и сельскохозяйственного производства за отчетный период.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 1.3 - Динамика основных показателей социально-экономического развития Карачаево-Черкесской Республики, индексы в % к предыдущему году**

Показатели	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.*
ВРП (валовая добавленная стоимость в основных ценах)	98,0	95,1	104,3	н/д*
Сельское хозяйство	95,5	101,7	101,9	99,4
Строительство	100,8	97,8	95,1	96,6
Промышленное производство, всего	79,2	100,2	101,7	113,3
Добыча полезных ископаемых	100,2	96,1	102,4	98,4
Обрабатывающие производства	79,2	93,4	107,4	111,5
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	74,2	113,1	96,8	110,4

Примечание: *) – данные за 2017 г. будут уточняться в течении 2019 г.;

**) – Аналогичные данные за 2018 год на момент разработки «Схемы и программы...» не опубликованы Управлением Федеральной службы государственной статистики по Северо-Кавказскому федеральному округу.

По итогам 2017 года индекс промышленного производства составил 113,3 % к уровню 2016 года в основном за счет увеличения производства и распределения электроэнергии, газа и воды, а также за счет роста доли обрабатывающих производств (по объему отгруженной продукции). При этом произошло снижение в структуре ВРП строительства, добычи полезных ископаемых и сельскохозяйственного производства республики.

В таблице 1.4 приведен список наиболее крупных промышленных предприятий.

Таблица 1.4. - Список действующих крупных и средних промышленных предприятий Карачаево-Черкесской Республики (по состоянию на 01.01.2019 г.)*

№ п/п	Наименование предприятия	Месторасположение	Основной ВЭД
1	ЗАО "Урупский ГОК"	Урупский район, п. Медногорский	Добыча полезных ископаемых
2	ООО "Фактор"	г. Черкесск	Химическое пр-во и пр-во резиновых и пластмассовых изделий
3	ОАО "ЧЗ РТИ"	г. Черкесск	Химическое пр-во и пр-во резиновых и пластмассовых изделий
4	ОАО "Завод НВА"	г. Черкесск	Машиностроительное производство
5	ОАО "Холодмаш"	г. Черкесск	Машиностроительное производство
6	ОАО "Каскад"	г. Черкесск	Машиностроительное производство
7	ООО "Черкесское предприятие Кавказпакет" (учредитель Всероссийское общество слепых г. Москва)	г. Черкесск	Машиностроительное производство
8	ЗАО "Кардоникский завод "Электроизолит"	Зеленчукский район	Машиностроительное производство

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
								9

№ п/п	Наименование предприятия	Месторасположение	Основной ВЭД
9	ОАО "Гидропневмонормаль"	Хабезский район	Машиностроительное производство
10	ОАО "Завод Элия"	Малокарачаевский район	Машиностроительное производство
11	ООО Автомобильная компания "Дервейс"	г. Черкесск	Машиностроительное производство
12	КЧРГУП "Урупский лесхоз"	Зеленчукский район	Целлюлозно-бумажное и деревообрабатывающее производство
13	КЧРГУП "Бескесский лесхоз"	Урупский район	Целлюлозно-бумажное и деревообрабатывающее производство
14	КЧРГУП "Зеленчукский лесхоз"	Зеленчукский район	Целлюлозно-бумажное и деревообрабатывающее производство
15	ООО "Селена"	Усть-Джегута	Производство синтепона
16	ЗАО ПТШФ "ИНЕ"	г. Черкесск	Текстильное и швейное производство, производство кожи и изделий из кожи
17	ООО "Квест-А"	г. Черкесск	Текстильное и швейное производство, производство кожи и изделий из кожи
18	ЗАО «Кавказцемент»	Усть-Джегутинский район	Производство стройматериалов
19	ОАО "Хабезский гипсовый завод"	Хабезский район	Производство стройматериалов
20	ООО "Рустона"	г. Карачаевск	Производство стройматериалов
21	ООО ГПК «Камея»	Урупский район	Производство стройматериалов
22	ЗАО «Недра»	Усть-Джегутинский район	Производство стройматериалов
23	ООО «Авангард»	А.-Хабльский р-он	Производство стройматериалов
24	ОАО "Флора Кавказа"	Урупский район	Производство лекарственных средств
25	ОАО Корпорация «Камос»	Карачаевский р-н	Производство пищевой продукции и напитков
26	АО Агрокомбинат «Южный»		Производство овощей

*) – данные мониторинга, осуществляемого Министерством промышленности и торговли Карачаево-Черкесской Республики

Карачаево-Черкесия традиционно является регионом с развитым сельскохозяйственным производством. Доля сельского хозяйства в структуре ВРП республики в рассматриваемый период повышалась и в 2014-2018 г.г. составляла 19-25 %. Важнейшим видом сельскохозяйственного производства является животноводство (мясомолочное и мясошерстное). В настоящее время в республике реализуется проект по созданию единственного в РФ предприятия полного цикла по переработке шерсти и производству изделий из нее с использованием инновационных технологий фабрики «Квест-А». Развитие сельского хозяйства Карачаево-Черкесии ориентируется на производство импортозамещающей продукции. В настоящее время в республике реализуется несколько проектов по выпуску импортозамещающей продукции, в их числе проект ООО «Сады Карачаево-Черкесии» по закладке садов интенсивного типа и проект по модернизации крупнейшего на Юге России агрокомбината «Южный».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

10

2 АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ В 2014-2018 ГГ.

2.1. Общая характеристика энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики.

В состав энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики входят следующие электросетевые и сбытовые компании:

- *Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети Юга* – осуществляет ремонтно-эксплуатационное обслуживание магистральных электрических сетей напряжением 330 кВ и выше одного из самых сложных районов России – Северного Кавказа общей площадью 440 тыс. кв. км. МЭС Юга обеспечивает электрическую связь ОЭС Юга с энергосистемами ОЭС Центра, Украины, Грузии, Азербайджана, а через них - перетоки электроэнергии в Турцию и Иран;
- *Филиал ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал»;*
- *Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»* – осуществляет эксплуатацию сетевого хозяйства республики напряжением 110 кВ и ниже, за исключением электрических сетей города Черкесска и города Карачаевска;
- *АО «Распределительная сетевая компания»* – осуществляет эксплуатацию сетевого хозяйства на территории города Черкесска;
- *АО «Черкесские городские электрические сети»* - энергосбытовая организация на территории г. Черкесска;
- *ОАО «Оборонэнерго»* – осуществляет эксплуатацию электрических сетей военного городка в ст. Сторожевая, Зеленчукского района;
- *ОАО «Карачаевск-Теплоэнерго»* – осуществляет теплоснабжение и эксплуатацию электросетевого хозяйства г. Карачаевска;
- *ОАО «Электрические сети микрорайона Московский»*, являются муниципальной собственностью осуществляет эксплуатацию электрических сетей микрорайона Московский, г. Усть-Джегута, Усть-Джегутинского района;
- *АО «Карачаево-Черкесскэнерго»;*
- *АО «Оборонэнергобыт».*

Карачаево-Черкесская энергосистема работает в составе Объединенной энергосистемы Юга (ОЭС Юга) и входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (далее – Северокавказское РДУ).

Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики связана с энергосистемами Краснодарского края (1 ВЛ 110 кВ) и Ставропольского края (4 ВЛ 330 кВ, 7 ВЛ 110 кВ, 4 ВЛ 35 кВ).

По состоянию на 01.01.2019 г. в энергосистеме республики функционируют следующие электростанции:

- Зеленчукская ГАЭС (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») установленной мощностью 300 МВт, фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 461,1 млн. кВт.ч;
- МГЭС «Большой Зеленчук» (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») установленной мощностью 1,2 МВт (два гидроагрегата по 0,6 МВт) с вводом в 2018 г. (акт о приемке в эксплуатацию 29.12.2017 г.) и среднегодовой проектной выработкой 7,8 млн. кВт.ч;

Взам.инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист	
Краснодарского края (1 ВЛ 110 кВ) и Ставропольского края (4 ВЛ 330 кВ, 7 ВЛ 110 кВ, 4 ВЛ 35 кВ). По состоянию на 01.01.2019 г. в энергосистеме республики функционируют следующие электростанции: - Зеленчукская ГАЭС (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») установленной мощностью 300 МВт, фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 461,1 млн. кВт.ч; - МГЭС «Большой Зеленчук» (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») установленной мощностью 1,2 МВт (два гидроагрегата по 0,6 МВт) с вводом в 2018 г. (акт о приемке в эксплуатацию 29.12.2017 г.) и среднегодовой проектной выработкой 7,8 млн. кВт.ч;										
							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ			11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

- Эшкаконская ГЭС (по состоянию на начало 2019 г. собственник ГЭС ООО «НИПТ», г. Нижний Новгород) установленной мощностью 0,6 МВт, фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 2,8 млн. кВт.ч;
- Новокарачаевская МГЭС (ЗАО «Фатон») установленной мощностью 1,2 МВт, фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 8,8 млн. кВт.ч;
- Мини-ТЭЦ г. Черкесск (ООО «Генерация») установленной мощностью 10 МВт (пять газопоршневых установок G3520C по 2 МВт каждый), фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 45,1 млн. кВт.ч;
- ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесского сахарного завода» установленной мощностью 16 МВт; фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 5,8 млн. кВт.ч.

2.2. Динамика потребления электроэнергии и максимальной нагрузки в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2014–2018 годах

Объем потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2018 году составил 1354,3 млн. кВт.ч, снизившись по сравнению с 2017 годом на 3,9 %. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за последние пять лет (2014-2018 годы) составил 1,25 %. Доля потребления электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в объеме потребления электроэнергии ОЭС Юга не превышает 1,32 %.

По потреблению мощности энергосистема Карачаево-Черкесской Республики занимает одиннадцатое место в общей нагрузке ОЭС из тринадцати территориальных энергосистем ОЭС Юга. В 2018 году ее доля составляла 1,37 % от общей нагрузки ОЭС Юга. Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2018 году (15.01.2018 г., 18-00) составила 218,0 МВт и по сравнению с 2017 годом (16.02.2017 г., 19-00) - 226,0 МВт, уменьшилась на 3,5 %.

В таблице 2.2.1 приведены годовые максимумы электрической нагрузки энергосистемы, дата и время их прохождения, среднесуточная температура наружного воздуха на день прохождения годового максимума энергосистемы.

Таблица 2.2.1. - Максимальные электрические нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 гг.

Годы	Электрическая нагрузка, МВт	Среднесуточная температура наружного воздуха, град С	Дата и время, дд.мм; чч.мм
2014	216,0	-14,9	31.01; 19:00
2015	207,7	-14,8	09.01; 18:00
2016	224,3	-3,9	20.12; 18:00
2017	226,0	-7,0	16.02; 19:00
2018	218,0	-5,5	15.01; 18:00

Как видно из таблицы 2.2.1 годовые максимумы электрической нагрузки в отчетный период наблюдались в декабре, январе и феврале месяцах и имели устойчивый вечерний пик. Наибольшее значение максимальной электрической нагрузки за рассматриваемый период наблюдалось в 2017 году (226 МВт), наименьшее – в 2015 году (207,7 МВт). Разница между наибольшим и наименьшим значением максимальной электрической нагрузки за рассматриваемый период составила 18,3 МВт или 8,1 %.

В таблице 2.2.2 приведена динамика основных показателей электропотребления в

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

12

Джегутинского. На их долю приходится более половины электроэнергии, поступившей в электросети филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго».

2.3 Структура электропотребления в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 годы. Динамика основных показателей электроэффективности

Динамика показателей потребления электроэнергии в энергосистеме КЧР по видам экономической деятельности, отражающая особенности экономического развития республики, приведена в таблице 2.3.1.

Структура электропотребления составлена по данным филиала ПАО МРСК СК «Карачаево-Черкесскэнерго» и АО «Распределительная сетевая компания»

Таблица 2.3.1-Потребление электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики по основным видам экономической деятельности в 2014-2017 гг.

Виды экономической деятельности	Потребление электроэнергии, млрд.кВт.ч			
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Промышленные производства, всего	0,464	0,469	0,406	0,3876
Прочие производства	0,05	0,02	0,006	0,084
Строительство	0,002	0,002	0,083	0,003
Транспорт и связь	0,014	0,013	0,051	0,015
Сфера услуг и домашние хозяйства	0,491	0,51	0,522	0,525
домашние хозяйства:	0,263	0,285	0,296	0,297
в том числе: город	0,12	0,126	0,126	0,126
село	0,143	0,159	0,170	0,171
сфера услуг	0,228	0,225	0,226	0,228
Производственные нужды сельского хозяйства	0,03	0,032	0,022	0,034
Итого полезное потребление	1,001	1,026	1,084	1,0484
Потери в сетях	0,271	0,251	0,186	0,21
С.н. электростанций	0,004	0,005	0,005	0,005
Всего потребление электроэнергии	1,276	1,282	1,2747	1,2634

Примечание: Аналогичные данные за 2018 год на момент разработки «Схемы и программы...» не предоставлены Министерством промышленности и торговли Карачаево-Черкесской Республики

Доля промышленного электропотребления в Карачаево-Черкесской Республике за рассматриваемый период (2014-2017 гг.) снизилась на 3,2 %, с 36,3 % в 2014 году до 33,1 % в 2017 году. Абсолютное снижение потребления электроэнергии в промышленности, начавшееся с 2014 года, в первую очередь, связано с сокращением производства строительных материалов, доминирующего в структуре обрабатывающих производств. Потребление электроэнергии на ЗАО «Кавказцемент» - крупнейшем предприятии СКФО в производстве строительных материалов, сырьевой базой которого является Усть-Джегутинское месторождение известняка, снизилось за последние три года более чем на 24 %.

В то же время доля домашних хозяйств и сферы услуг в суммарном электропотреблении увеличилась за четыре года на 5 % и в 2017 году около 43,6 % суммарного объема потребленной электроэнергии в республике обеспечивали домашние хозяйства и сфера услуг, что обусловлено преобладанием в структуре экономики республики видов экономической деятельности, относящихся к обслуживанию населения.

Изм.	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					14

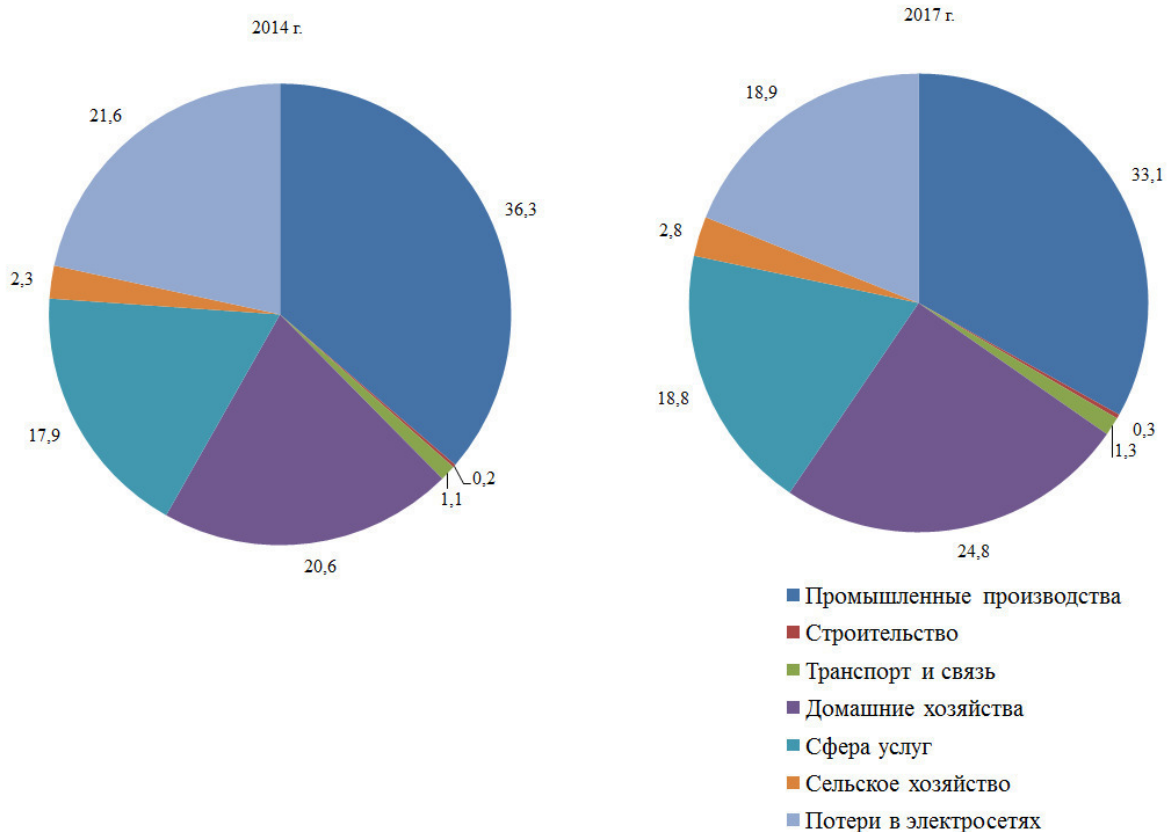


Рисунок 2.3.1 - Структура потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики по основным видам экономической деятельности в 2014 и 2017 гг. (в процентах).

В таблице 2.3.2 приведены показатели электропотребления по крупным потребителям на территории энергосистемы КЧР, представленные администрацией республики.

Таблица 2.3.2- Основные крупные потребители электроэнергии на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики и их потребление электроэнергии.

Наименование потребителя	Единица измерения	Г о д ы				
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
ЗАО "Ставропольский бройлер"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,000	0,000	0,000	1,550	1,486
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,000	0,000	0,000	0,212	0,205
ОАО "Хабезский гипсовый завод"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,000	0,000	0,000	3,677	4,298
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,000	0,000	0,000	0,660	0,731
ОАО Племпредуптор "Зеленчукский"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	1,880	1,887	2,200	2,237	2,277
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,337	0,278	0,339	0,357	0,340
САО РАН						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	4,455	4,794	4,850	4,533	4,557
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,716	0,628	0,628	0,581	0,593

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

15

							18
Наименование потребителя		Единица измерения	Г о д ы				
			2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
ООО "Ставропольский птицекомплекс"							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	1,299	1,272	1,217	1,225	1,022	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,181	0,196	0,179	0,181	0,160	
ООО АК Дервейс							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	25,325	18,597	18,912	20,700	19,523	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	3,362	2,642	2,630	2,994	2,858	
"Кубанские очистные сооружения водоснабжения"							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	2,237	2,117	2,028	1,975	1,983	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,321	0,341	0,340	0,342	0,353	
ООО "Карачаева-Черкесский завод силикатного кирпича"							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	5,598	5,807	5,200	0,143	0,140	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,942	1,000	0,919	0,020	0,019	
ЗАО «Усть-Джегутинский гипсовый комбинат им. Р.А. Джанибекова»							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	2,481	2,229	2,006	1,762	1,898	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,359	0,415	0,358	0,327	0,343	
ООО " Селена - Химволокно"							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	3,543	3,294	3,899	4,250	4,054	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,473	0,453	0,512	0,554	0,536	
Известняк ЗАО							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	5,598	5,807	5,200	6,083	5,676	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,942	1,000	0,919	1,045	1,012	
Селеста							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,089	0,296	0,195	0,290	0,145	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,012	0,057	0,043	0,058	0,042	
У-Д ФФГБУ "УМЗ и СХВ ПО КЧР"							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	6,870	8,367	7,011	7,375	6,489	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,765	0,937	0,920	0,932	0,883	
ОАО "Карачаево-Черкесский сахарный завод"							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	3,210	3,195	3,394	3,320	2,690	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,484	0,493	0,501	0,652	0,387	
ОАО Агрокомбинат "Южный"							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	15,976	22,643	13,941	26,896	6,600	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	2,578	3,354	2,414	4,137	1,661	
ЗАО "Урупский ГОК"							
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	39,984	38,594	38,694	41,717	42,732	
- максимальная потребляемая мощность	МВт	5,556	5,342	4,995	5,398	5,504	
Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ							
Лист							
16							

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

						19
Наименование потребителя	Единица измерения	Г о д ы				
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
ОАО РАПП "КАВКАЗ МЯСО"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	1,567	3,888	1,147	1,094	0,989
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,338	0,823	0,269	0,233	0,223
ОАО "КАСКАД"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	1,361	1,262	1,426	1,390	1,128
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,741	0,556	0,353	0,367	0,355
ЗАО "Карачаево-Черкесский мукомол"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,591	0,575	0,354	0,038	0,037
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,178	0,156	0,093	0,007	0,007
ЗАО "Недра"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	11,461	11,311	9,884	10,168	9,576
- максимальная потребляемая мощность	МВт	1,652	1,677	1,798	1,862	1,688
ЗАО "Кавказцемент"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	177,263	171,947	164,330	165,778	148,272
- максимальная потребляемая мощность	МВт	20,370	20,163	19,723	19,656	17,564
ОАО "Курорты Северного Кавказа"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,000	2,259	8,610	8,586	10,207
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,000	0,313	1,249	1,270	1,509
АО "Черкесские городские электрические сети"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	258,956	253,926	272,255	273,516	278,744
- максимальная потребляемая мощность	МВт	38,576	38,244	40,536	40,423	40,484
ОАО "Карачаевск-Теплоэнерго" г. Карачаевск						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	42,234	42,980	45,521	46,311	48,231
- максимальная потребляемая мощность	МВт	6,124	6,127	6,496	6,640	5,652
ООО "ЭнергосетьЮга"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	10,372	10,102	10,105	10,314	10,226
- максимальная потребляемая мощность	МВт	1,606	1,670	1,651	1,694	1,367
ОАО "Оборонэнерго"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	25,418	24,604	23,771	23,601	22,795
- максимальная потребляемая мощность	МВт	3,258	3,229	3,106	3,136	2,548
другие потребители	млн Вт.ч	146,153	140,654	146,552	141,963	150,258

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Таблица 2.3.3 - Показатели абсолютного и удельного потребления электроэнергии в сфере услуг и домашних хозяйствах на территории Карачаево-Черкесской Республики*

Наименование показателей	Ед. изм.	2010 г.	2016 г.	2017 г.
Численность населения, в т.ч.	тыс. чел.	473,8	466,43	466,305
городское	тыс. чел.	205,2	199,40	199,223
сельское	тыс. чел.	268,6	267,03	267,082
Потребление электроэнергии в сфере услуг и домашних хозяйствах, в т.ч.:	млн.кВт.ч	364,0	522,0	525,0
Потребление электроэнергии в сфере услуг	млн.кВт.ч	141,0	226,0	228,0
Потребление электроэнергии в домашних хозяйствах	млн.кВт.ч	223,0	296,0	297,0
город	млн.кВт.ч	106,0	126,0	126,0
село	млн.кВт.ч	117,0	170,0	171,0
Потребление электроэнергии в сфере услуг и домашних хозяйствах на душу населения, в т.ч.:	кВт.ч./чел.	768	1119	1126
Потребление электроэнергии в сфере услуг на душу населения	кВт.ч./чел.	298	485	489
Потребление электроэнергии в домашних хозяйствах на душу населения, в т.ч.	кВт.ч./чел.	471	635	637
город	кВт.ч./чел.	517	632	632,5
село	кВт.ч./чел.	436	637	640

*) – за 2018 г. данные по абсолютному и удельному потреблению электроэнергии в сфере услуг и домашних хозяйствах на момент разработки «Схемы и программы...» отсутствуют

Удельный показатель потребления электроэнергии в домашних хозяйствах и сфере услуг, рассчитанный на душу населения и являющийся важным показателем уровня и качества жизни населения, вырос в Карачаево-Черкесской Республике по сравнению с 2010 годом (за семь лет) на 46,6 % (на 0,6 % за 2017 г.) и составил в 2017 году 1126 кВт.ч на человека в год, что соответствует средним показателям по СКФО. В сфере услуг душевое потребление электроэнергии в 2011-2017 гг. увеличилось на 64,0 %, в домашних хозяйствах – на 35,2 %.

Конфигурации отчетных характерных графиков электрической нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики за зимние и летние рабочие сутки представлены на рисунке 2.3.2.

Отчетные графики электрической нагрузки за характерные сутки зимнего и летнего рабочих дней имеют устойчивую конфигурацию. Для графиков характерны два пика: утренний и вечерний, на который и приходится максимальная электрическая нагрузка за сутки. Следует отметить более выраженный утренний пик в зимние рабочие сутки по сравнению с растянутым в летние сутки.

Коэффициент неравномерности зимних графиков электрической нагрузки за рабочие сутки в рассматриваемый отчетный период находился в пределах 0,68 – 0,73.

Коэффициент неравномерности зимних графиков электрической нагрузки за рабочие сутки в 2016-2017 гг. составил 0,73-0,74 и практически не превысил значений за 2015 год.

Неравномерность летнего суточного графика электрической нагрузки в 2016 году осталась на уровне 2015 года (0,67), а в 2017 году увеличилась до 0,63.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

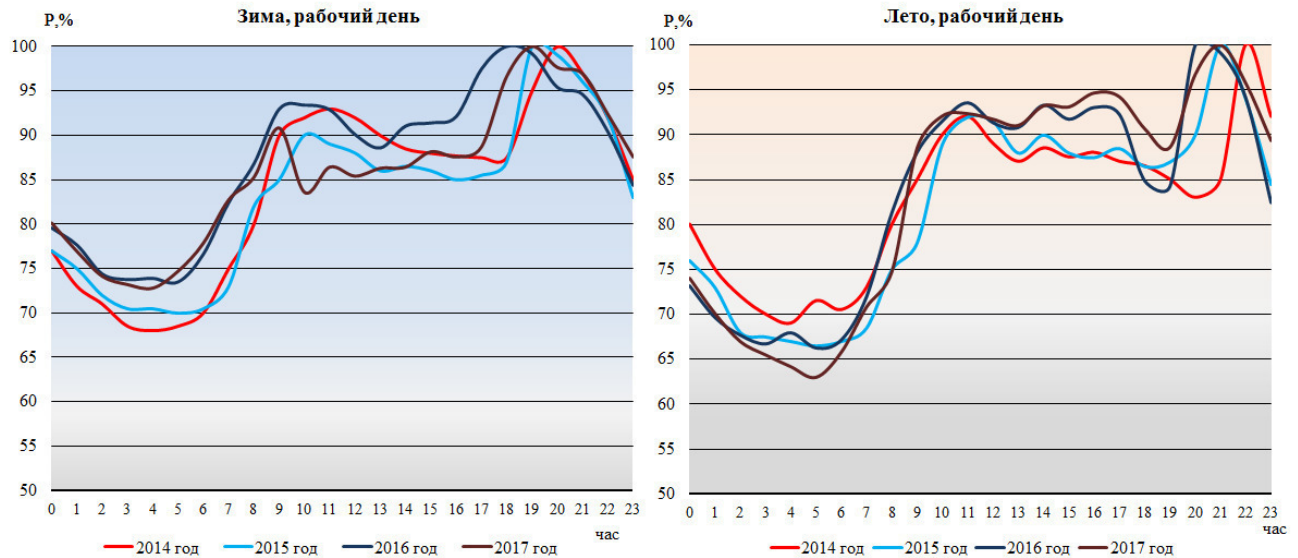


Рисунок 2.3.2 – Конфигурации зимних и летних суточных графиков электрической нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2017 гг.

На рисунке 2.3.3 представлена конфигурация годовых графиков месячных максимумов электрической нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 годы.

P, МВт

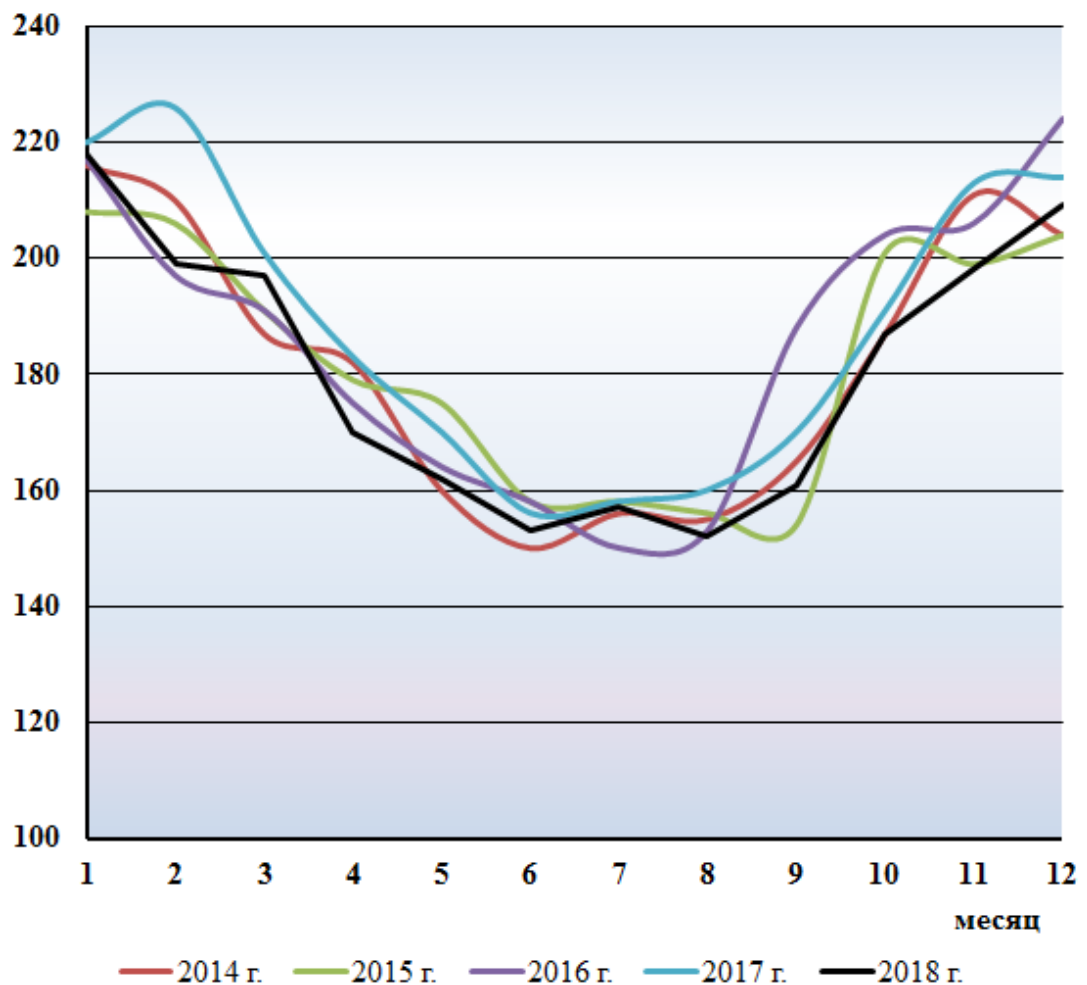


Рисунок 2.3.3 – Годовые графики месячных максимумов нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 гг.

Инв. № подл.	<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>																	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Подпись и дата	Взам.инв. №	Рисунок 2.3.3 – Годовые графики месячных максимумов нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 гг.
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата																					

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ							Лист
							19

Как видно из рисунка 2.3.3 неравномерность годового графика месячных максимумов энергосистемы достаточно низкая: летнее снижение месячных максимумов составляет 30-34 %. Это объясняется наличием в структуре электропотребления высокой доли сезонных потребителей, таких как предприятия сельского хозяйства, а также развитием курортно-туристических комплексов. Минимальные значения месячных максимумов в 2014-2018 гг. наблюдались в июне-сентябре месяцах.

2.4 Состав и структура установленной электрической мощности на электростанциях в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики

Состав электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики с указанием установленной мощности, правового статуса, места расположения и года ввода представлен в таблице 2.4.1.

Ввод в эксплуатацию генерирующего оборудования за рассматриваемый период (2014-2018 гг.) составил 146,4 МВт:

- ввод 23.12.2016 г. двух обратимых гидроагрегатов на Зеленчукской ГАЭС (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») каждый мощностью 70 МВт в генераторном и 78 МВт в насосном режиме;

- ввод в 2018 г. (подписан акт о приемке в эксплуатацию 29.12.2017 г.) МГЭС «Большой Зеленчук» (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») установленной мощностью 1,2 МВт (два гидроагрегата по 0,6 МВт);

- ввод в 2015 г. на Мини-ТЭЦ (собственник ООО «Генерация») в городе Черкесске дополнительно двух газопоршневых агрегатов мощностью 2 МВт каждый (прирост мощности ТЭЦ 4 МВт);

- ввод Новокарачаевской МГЭС (собственник ЗАО «Фатон») мощностью 1,2 МВт (два гидроагрегата по 0,6 МВт) в 2014 году.

Таблица 2.4.1 – Состав электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики по состоянию на 01.01.2019 г.

		Наименование электростанций	Генерирующая компания	Место расположения	Установленная мощность на 01.01.2019г, МВт	Год ввода	
		Гидроэлектростанции			303,0		
		Зеленчукская ГАЭС	ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал»	Территория Зеленчукского и Карачаевского районов (р. Кубань)	300,0	1999 2001 2016	
		МГЭС «Большой Зеленчук»		Территория Зеленчукского района (р. Большой Зеленчук)	1,2	2018	
		Эшкаконская ГЭС	ООО «НИПТ» г. Нижний Новгород	Малокарачаевский район, р. Эшкакон	0,6	2009	
		Новокарачаевская МГЭС	ЗАО «Фотон»	Карачаевский район, п. Новый Карачай (р.Кубань)	1,2	2014	
		Тепловые электростанции			26,0		
		ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесского сахарного завода»	ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод»	Ногайский район, п. Эркен-Шахар	16,0	1964	
		Мини-ТЭЦ г. Черкесска	ООО «Генерация»	г. Черкесск	10,0	2013 2015	
		Всего:			329,0		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
							20

Вводы генерирующей мощности в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 годов представлены в таблице 2.4.2.

Наименование электростанций	Ввод мощности по годам, МВт					Всего за 2014-2018 гг.
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
Всего по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики, из них:	1,2	4,0	140	-		146,4
ТЭС, всего	-	4,0	-	-		4,0
<i>Мини-ТЭЦ г. Черкесска</i>	-	4,0	-	-		4,0
ГЭС, всего	1,2	-	140	-		142,4
<i>Новокарачаевская МГЭС</i>	1,2	-	-	-		1,2
<i>Зеленчукская ГАЭС</i>	-	-	140	-		140
<i>МГЭС «Большой Зеленчук»</i>	-	-	-	-	1,2	1,2

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 годах не производился.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики преобладающая доля электростанций принадлежит ПАО «РусГидро»-«Карачаево-Черкесский Филиал» и составляет 91,5 % (301,2 МВт).

Структура установленной мощности электростанций Карачаево-Черкесской Республики приведена в таблице 2.4.3.

Таблица 2.5.1 - Фактический баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на час прохождения собственного максимума в 2014-2018 гг. *МВт*

Наименование показателей	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
<i>Дата, час прохождения максимума</i>	31.01 19-00	09.01 18-00	20.12 18-00	16.02. 19-00	15.01. 18-00
1. Потребность					
Максимум потребления	216,1	207,7	224,3	226,0	218
Резерв и ремонт мощности	0	0	0	0	0
Итого потребность	216,1	207,7	224,3	226,0	218,0
2. Покрытие					
2.1. Установленная мощность, всего	180,6	184,0	187,8	327,8	329
в том числе: ГЭС	160,6	161,8	161,8	301,8	303
ТЭС	20,0	26,0	26,0	26,0	26
2.2. Ограничения, всего	176,2	178,0	179,3	200,0	181,8
в том числе: ГЭС	160,6	160,8	160,7	179,4	161,2
ТЭС	15,6	17,2	18,6	20,6	20,6
2.3. Располагаемая мощность, всего	4,4	6,0	68,3	127,8	147,2
в том числе: ГЭС	0,0	1,0	60,9	122,4	141,8
ТЭС	4,4	5,0	7,4	5,4	5,4
4. Нагрузка электростанций, всего	4,4	6,0	68,3	126,6	145,6
в том числе: ГЭС	0,0	1,0	60,9	121,2	140,2
ТЭС	4,4	5,0	7,4	5,4	5,4
5. Баланс («+» – избыток, «-» – дефицит)	-211,7	-201,7	-156,0	-99,4	-72,4

Производство электроэнергии на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 годах составляло 67,1-523,6 млн. кВт ч. Существенное снижение выработки электроэнергии в 2014 и в 2016 гг. обусловлено условиями останова Зеленчукской ГЭС для работ по подготовке ввода Зеленчукской ГАЭС, а также годовым стоком рек ниже среднегодовых значений.

Структура производства электроэнергии на электростанциях Карачаево-Черкесской Республики приведена в таблице 2.5.2.

В структуре производства электроэнергии с 2014 гг. до 2018 г. доля ГЭС увеличилась с 6 % до 90,3 %. В 2014 году, в условиях останова Зеленчукской ГЭС и сниженного притока в водохранилища, доля ГЭС составила 6%, ТЭС – 94%. В 2018 г. на ГЭС было произведено 90,3 %, на ТЭС – 9,7 % от всей электроэнергии, выработанной на территории республики.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Кол.уч.
Лист	№ док.
Подпись	Дата

Таблица 2.5.2 – Структура производства электроэнергии на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг.

Наименование	Произведено электроэнергии на электростанциях									
	2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%
Всего	67,1	100,0	408,7	100,0	165,4	100,0	485,9	100,0	523,6	100
в т.ч. ГЭС	4,0	6,0	343,5	84,0	106,1	64,1	419,4	86,3	472,7	90,3
Зеленчукская ГАЭС	0,9		335,7		98,4		410,7		461,1	
Эшкаконская ГЭС	0,7		0,5		0		0,4		2,8	
Новокарачаевская МГЭС	2,3		7,2		7,7		8,3		8,8	
ТЭС	63,1	94,0	65,2	16,0	59,3	35,9	66,5	13,7	50,9	9,7
Мини-ТЭЦ г. Черкесск	46,3		51,7		44,9		50,5		45,1	
ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод»	16,8		13,5		14,4		16,0		5,8	

Баланс электроэнергии Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг. приведен в таблице 2.5.3.

Анализ приведенных в таблице 2.5.3 данных показал, что превышение потребности в электроэнергии над производством в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2015 г. и 2017 г. составило 873,7 млн. кВт.ч и 923,5 млн. кВт.ч соответственно (68% и 65,5 % от потребности). В 2014 и 2016 гг. в условиях останова Зеленчукской ГЭС и сниженного притока в водохранилища дефицит электроэнергии в энергосистеме республики достигал 1109,3-1208,5 млн. кВт.ч (87-94,7 % от потребности). В 2018 году дефицит электроэнергии энергосистемы составлял 830,7 млн. кВт.ч с учетом заряда ГАЭС (61,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии осуществлялось за счет поставок электроэнергии из энергосистемы Ставропольского края по сети 110 и 330 кВ.

Годовое число часов использования установленной мощности ТЭС в период 2014-2018 годов составляло 2281-2868 часов/год.

Таблица 2.5.3 – Баланс электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг.

Показатели	Единицы измерения	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Электропотребление	млн.кВт ч	1275,6	1282,4	1262,6	1299,1	1246,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт ч	--	--	12,1	110,3	108,1
Итого потребность:	млн.кВт ч	1275,6	1282,4	1274,7	1409,4	1354,3
Производство электроэнергии, всего	млн.кВт ч	67,1	408,7	165,4	485,9	523,6
в т.ч. ГЭС	млн.кВт ч	4,0	343,5	106,1	419,4	472,7
ТЭС	млн.кВт ч	63,1	65,2	59,3	66,5	50,9
Баланс (дефицит (-), избыток (+))	млн.кВт ч	-1208,5	-873,7	-1109,3	-923,5	-830,7

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ				Лист
										24

2.6 Характеристика электросетевого хозяйства и режимы работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики

Электрические сети на территории Карачаево-Черкесской Республики развиваются на напряжениях 330, 110 и 35 кВ. Основными электросетевыми компаниями на территории республики, обеспечивающими функционирование электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, являются *Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга и Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»*.

На территории Республики функционируют несколько организаций, владеющих на правах собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и выполняющих функции по передаче электроэнергии.

2.6.1 Мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных утвержденной «Схемой и программой развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы».

В рамках данной работы был проведен мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных «Схемой и программой развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы», утвержденной распоряжением Главы Карачаево-Черкесской Республики от 28.04.2018 № 107-р (далее – утвержденная СиПР КЧР).

В утвержденной СиПР КЧР предусматривался ввод в 2018 г. *малой ГЭС на реке Большой Зеленчук* установленной мощностью 1,2 МВт в составе двух гидроагрегатов мощностью по 0,6 МВт каждый. Ввод МГЭС «Большой Зеленчук» в 2018 году был выполнен (подписан акт о приемке в эксплуатацию ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал» от 29.12.2017 г.).

В утвержденной СиПР КЧР предусматривался ввод в 2018 г. *Усть-Джегутинской МГЭС* установленной мощностью 5,6 МВт в составе двух гидроагрегатов мощностью по 2,8 МВт каждый. Ввод указанной ГЭС в 2018 г. не был выполнен и данное мероприятие переносится на 2019 г.

В утвержденной СиПР КЧР в 2018 г. предусматривалась реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА. В 2018 г. данное мероприятие не было завершено. В соответствии с утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») завершение реконструкции ПС 110 кВ Южная с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 40 МВА предусматривается в 2019 году.

Далее в разделе приведены основные характеристики существующего электросетевого хозяйства напряжением 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики.

2.6.2 Электросетевые объекты напряжением 330 кВ и выше.

На территории Карачаево-Черкесской Республики функционируют объекты сети 330 кВ, входящие в состав Единой национальной электрической сети, эксплуатация которых осуществляется филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга.

ПС 330/110 кВ Черкесск – является основным питающим центром сети 110 кВ, от которого обеспечивается электроснабжение более половины потребителей Карачаево-Черкесской Республики. На подстанции установлены два АТ 330/110/10 кВ мощностью

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 25
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

по 125 МВА каждый. Максимальная суммарная нагрузка АТ в последние годы составляла 90-150 МВА. ПС 330 кВ Черкесск присоединена к энергосистеме по ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск и КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко, а также по ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.

ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск и КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко входят в состав транзита 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск – Ильенко – Баксан, по которому обеспечивается передача мощности из избыточной энергосистемы Ставропольского края в дефицитную юго-восточную зону ОЭС Юга.

ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск (введена в 2016 г.), обеспечивает выдачу мощности Зеленчукской ГАЭС при ее работе в генераторном режиме и передачу мощности на ГАЭС при ее работе в насосном режиме.

На территории Карачаево-Черкесской Республики функционирует Кубанская ГЭС-2, которая является частью каскада Кубанских ГЭС, а ее ОРУ 110 кВ – центром питания для сети 110 кВ Прикубанского района республики. Кубанская ГЭС-2 выдает свою мощность как в сеть 110 кВ, так и в сеть 330 кВ по ВЛ 330 кВ **Невинномысская ГРЭС – ГЭС-2 и ВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук**.

По территории Республики также проходит ВЛ 500 кВ Центральная-Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавказиони), по которой осуществляется параллельная работа ОЭС Юга (в частности энергосистема Республики Адыгеи и Краснодарского Края) с Грузинской энергосистемой.

Таблица 2.6.1. - Характеристики ЛЭП напряжением 330 кВ и выше, находящиеся на территории Карачаево-Черкесской Республики

№ п/п	Наименование ВЛ	Марка провода	Протяженность линии, км		Год ввода в эксплуатацию
			Всего	По территории Республики	
1.	ВЛ 500 кВ Центральная-Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавказиони)	3хАС-300/66	408,2	179	1984
2.	ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск	2хАС-300/39	59,0	39,842	1976
3.	КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко	2хАС-300/39	71,0	27,492	2015
4.	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	2хАС-300/67	56,3	56,3	2016
5.	ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – ГЭС-2	2хАС-300/39	75,7	3,7	1969
6.	ВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук	2хАС-300/39	84,5	3,7	1969
ИТОГО ВЛ 500 кВ			408,2	179	
ИТОГО ВЛ 330 кВ			346,5	131,034	

Таблица 2.6.2- Характеристики подстанций 330 кВ, находящихся на территории Карачаево-Черкесской Республики, являющихся центрами питания сети 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Силовые трансформаторы		Год ввода подстанции в эксплуатацию
		Тип	Мощность, шт. х МВА	
1.	ПС 330 кВ Черкесск	АТ 330/110/10 кВ	1х125 1х125	1980 1982
2.	Зеленчукская ГАЭС	АТ 330/110/13,8 кВ	1х200	2016
		Блочный тр-р 330/13,8 кВ	1х200	
3.	Кубанская ГЭС-2	АТ 330/110/10 кВ	1х120 1х120	1968 1969
ИТОГО:			890	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
								26

2.6.3 Электросетевые объекты напряжением 35 и 110 кВ

Электрические сети напряжением 35 и 110 кВ эксплуатируются в основном Филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго». Кроме объектов ПАО «МРСК Северного Кавказа», на территории Карачаево-Черкесской Республики функционируют также подстанции 35 и 110 кВ других собственников, в том числе ОАО «Кавказцемент», ОАО «Недра», Филиала ПАО «РусГидро»-«Карачаево-Черкесский филиал».

Электрические сети Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» включают в себя 8 районов электрических сетей (РЭС):

- Адыге-Хабльский РЭС;
- Зеленчукский РЭС;
- Карачаевский РЭС;
- Малокарачаевский РЭС;
- Прикубанский РЭС;
- Урупский РЭС;
- Усть-Джегутинский РЭС;
- Хабезский РЭС.

Сводная информация о подстанциях и линиях электропередачи напряжением 35 и 110 кВ, функционирующих на территории Карачаево-Черкесской Республики по состоянию на 01.01.2019 года представлена в таблицах 2.6.3, 2.6.4 и 2.6.5.

Таблица 2.6.3. - Сводная информация по подстанциям напряжением 35 и 110 кВ, функционирующих на территории Карачаево-Черкесской Республики (на 01.01.2019 г.)

Класс напряжения, кВ	Количество подстанций, шт.	Количество трансформаторов, шт.	Установленная мощность, МВА
Подстанции Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»			
110	37	63	895,5
35	25	37	147,8
Подстанции других собственников			
110	3	6	108
35	7	10	4,18

Таблица 2.6.4 – Общая характеристика подстанций 35 и 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г.

Наименование	Напряжение, кВ		Всего
	110	35	
Общее количество подстанций, шт.	40	32	72
Из них эксплуатируются:			
- с одним трансформатором	11	19	30
- с одним источником питания	10	18	28
- с перегрузкой трансформаторов в режиме (n-1)	2	0	2
в том числе с перегрузкой выше 30%	0	0	0

Подстанции 110 кВ на территории Карачаево-Черкесской Республики в основном двухтрансформаторные (из 40 подстанций только 11 имеют по одному трансформатору), а их распределительные устройства имеют по две системы или секции шин, оборудованные секционными выключателями. Только один источник питания имеют 10 ПС

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
								29

110 кВ, из них 8 ПС однострансформаторные, две ПС 110 кВ имеют резервирование на напряжении 35 кВ.

Большинство подстанций 110 кВ связаны транзитными линиями электропередачи, что обеспечивает резервирование их питания и достаточно надежное электроснабжение потребителей.

Из 32 подстанций 35 кВ более половины (19 ПС, из них 5 - потребительские) имеют по одному трансформатору. Питание 18 подстанций 35 кВ обеспечивается только от одного источника, из них две подстанции (Николаевская и Первомайская) имеют два трансформатора.

Таким образом, 25 % подстанций 110 кВ и более половины подстанций 35 кВ не могут обеспечивать электроснабжение потребителей 1 и 2 категории.

Высокий износ трансформаторного и другого оборудования на подстанциях 35 и 110 кВ, а также линий электропередачи: 59% оборудования на подстанциях 110 кВ и более 75 % на подстанциях 35 кВ эксплуатируется более 30 лет. Протяженность линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ в энергосистеме республики со сроком эксплуатации более 30 лет составляет около 55 %. Однако, оборудование подстанций находится в удовлетворительном техническом состоянии, регулярно проводятся его ремонты.

Таблица 2.6.5. - Сводная информация по ЛЭП напряжением 35 и 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго», функционирующих на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г.

Класс напряжения, кВ	Количество, шт.	Протяженность по трассе, км	Протяженность по цепям, км
110	64	1001,5	1100,9
35	31	401,4	421,8
Итого:	95	1402,9	1522,7

Полный перечень подстанций и линий электропередачи в сети 35 и 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» и других владельцев объектов сетевого хозяйства с указанием их основных характеристик на 01.01.2019 г. приведен в таблицах 2.6.6 и 2.6.7.

В Приложении Г представлена максимальная загрузка трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на подстанциях ПАО «МРСК Северного Кавказа» – «Карачаево-Черкесскэнерго» по результатам замеров режимных дней 2016-2018 годов.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
										28
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 2.6.6 - Перечень действующих подстанций сети 35 и 110 кВ на территории Карачаево-Черкесской Республики

№ п/п	Наименование подстанций	Характеристики трансформаторов			
		Дисп. номер трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ	Год ввода
Подстанции Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»					
	<u>Подстанции 110 кВ</u>				
1.	ПС110 кВ Академическая	T-1	25	115/11/6,6	1983
		T-2	25	115/11/6,6	1983
2.	ПС 110 кВ Береговая	T-1	10	115/6,6	1978
		T-2	10	115/6,6	1978
3.	ПС 110 кВ Зеленчук	T-1	16	115/38,5/11	1978
		T-2	20	112/38,5/11	1954
4.	ПС 110 кВ Ильичевская	T-1	6,3	115/11	1991
5.	ПС 110 кВ Кавказская	T-1	6,3	115/11	1992
		T-2	6,3	115/11	1992
6.	ПС 110 кВ Карачаевск	T-1	16	115/11	1980
		T-2	63	115/10,5-10,5	1984
7.	ПС 110 кВ Кош-Хабль	T-1	6,3	115/11	1991
		T-2	6,3	115/11	1990
8.	ПС 110 кВ Курджиново	T-1	6,3	110/38,5/11	1964
9.	ПС 110 кВ Майская	T-1	6,3	115/11	1982
		T-2	6,3	115/11	1980
10.	ПС 110 кВ Октябрьская	T-1	10	115/6,6	1977
		T-2	10	115/11	1983
11.	ПС 110 кВ Преградная	T-1	25	115/38,5/6,6	1974
		T-2	25	115/38,5/6,6	1972
12.	ПС 110 кВ Северная	T-1	25	115/38,5/6,6	1971
		T-2	20	115/38,5/6,6	1967
13.	ПС 110 кВ Сторожевая	T-1	6,3	110/10	1991
		T-2	6,3	110/10	1991
14.	ПС 110 кВ Ток Москвы	T-1	16	110/6	1979
		T-2	10	110/35/6	1966
15.	ПС 110 кВ Усть-Джегута	T-1	20	115/38,5/6,6	1966
		T-2	20	112/38,5/6,3	1962
16.	ПС 110 кВ Учкекен	T-1	16	115/38,5/11	1989
17.	ПС 110 кВ Хабез	T-1	6,3	110/11	1976
		T-2	6,3	115/11	1982
18.	ПС 110 кВ Цементная	T-1	40	115/6,3-6,3	1974
		T-2	40	115/6,3-6,3	2011
19.	ПС 110 кВ Эркен-Шахар	T-1	10	115/38,5/6,6	1974
		T-2	16	115/38,5/10,5	1982
20.	ПС 110 кВ Южная	T-1	16*	115/11	1987
		T-2	40	115/10,5-10,5	2014
21.	ПС 110 кВ Горный Воздух	T-1	2,5	115/11	2013
22.	ПС 110 кВ Головная	T-1	6,3	115/6,6	1979
		T-2	6,3	115/6,6	1979
23.	ПС 110 кВ БСР	T-1	2,5	110/11	1982
24.	ПС 110 кВ Гоначхир	T-1	10	110/11	1971

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

29

№ п/п	Наименование подстанций	Характеристики трансформаторов			
		Дисп. номер трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ	Год ввода
		T-2	10	115/11	1987
25.	ПС 110 кВ Горная	T-1	6,3	115/11	1990
		T-2	6,3	115/11	1990
26.	ПС 110 кВ Заречная	T-1	6,3	115/11	1993
27.	ПС 110 кВ Маруха	T-1	2,5	115/11	1990
28.	ПС 110 кВ Поляна	T-1	6,3	110/38,5/11	1968
		T-32	2,5	35/10,5	1979
29.	ПС 110 кВ ПРП	T-1	25	115/11-11	2005
30.	ПС 110 кВ Салихо	T-1	2,5	110/11	1982
31.	ПС 110 кВ Сары-Тюз	T-1	10	115/11	1981
32.	ПС 110 кВ Старокувинская	T-1	6,3	115/35,5/11	1981
33.	ПС 110 кВ Теберда	T-1	10	115/11	1972
34.	ПС 110 кВ Чапалы	T-1	16	115/11	1986
		T-2	16	115/11	1986
35.	ПС 110 кВ Садовая	T-1	6,3	115/11	1983
		T-2	10	115/11	1987
36.	ПС 110 кВ Кубанская	T-1	16	115/11	1991
		T-2	10	115/11	1997
37.	ПС 110 кВ Лунная Поляна	T-1	40	115/38,5/11	2014
		T-2	40	115/38,5/11	2014
	Итого:		895,5		
	<u>Подстанции 35 кВ</u>				
1.	ПС 35 кВ Архыз	T-31	2,5*	35/10,5	1976
		T-32	4,0	35/10,5	2016
2.	ПС 35 кВ Бесленей	T-31	2,5	35/10,5	1981
		T-32	2,5	35/10,5	1974
3.	ПС 35 кВ Биче-Сын	T-31	4,0	35/10,5	1988
4.	ПС 35 кВ Буково	T-31	2,5	35/11	1985
5.	ПС 35 кВ Икон-Халк	T-31	2,5	35/10,5	1967
6.	ПС 35 кВ Исправная	T-31	4,0	35/10,5	1977
7.	ПС 35 кВ Кардоник	T-31	6,3	35/11	1999
8.	ПС 35 кВ Кичи-Балык	T-31	2,5	35/10,5	1976
		T-32	2,5	35/10,5	1976
9.	ПС 35 кВ Конзавод	T-31	4,0	35/11	1985
10.	ПС 35 кВ Красный-Восток	T-31	4,0	35/11	1989
		T-32	4,0	35/11	1989
11.	ПС 35 кВ Кубан-Халк	T-31	4,0	35/10,5	1980
		T-32	4,0	35/10,5	1980
12.	ПС 35 кВ Николаевская	T-31	2,5	35/11	1987
		T-32	2,5	35/11	1979
13.	ПС 35 кВ Новая-Джегута	T-31	2,5	35/10,5	1980
		T-32	2,5	35/10,5	1980
14.	ПС 35 кВ Первомайская	T-31	4,0	35/10,5	1967
		T-32	4,0	35/11	1982
15.	ПС 35 кВ Полевая	T-31	2,5	35/11	1980
16.	ПС 35 кВ Псаучье-Дахе	T-31	4,0	35/10,5	1974

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

30

№ п/п	Наименование подстанций	Характеристики трансформаторов			
		Дисп. номер трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ	Год ввода
		T-32	4,0	35/11	1993
17.	ПС 35 кВ Ратан	T-31	4,0	35/11	1982
18.	ПС 35 кВ Терезе	T-31	2,5	35/11	1994
		T-32	2,5	35/10,5	1994
19.	ПС 35 кВ Уччулан	T-31	2,5	35/10,5	1978
20.	ПС 35 кВ Худес	T-31	2,5	35/10,5	1978
21.	ПС 35 кВ Электроизолит	T-31	4,0	35/10,5	1984
22.	ПС 35 кВ Эльтаркач	T-31	2,5	35/10,5	1980
23.	ПС 35 кВ Эрсакон	T-31	6,3	35/11	1986
		T-32	4,0	35/10,5	1983
24.	ПС 35 кВ Эшакон	T-31	1,6	35/10,5	1982
		T-32	1,6	35/10,5	1987
25.	ПС 35 кВ Романтик	T-31	16,0	36,75/10,5	2012
		T-32	16,0	36,75/10,5	2012
	Итого:		147,8		

Подстанции других собственников

	<u>Подстанции 110 кВ</u>				
1.	ПС 110 кВ Карьер	T-1	10	110/6	н/д
		T-2	16	110/6	н/д
2.	ПС 110 кВ Холодмаш	T-1	16	115/11	н/д
		T-2	16	115/11	н/д
3.	ПС 110 кВ Химзавод	T-1	25	115/10,5-6,3	н/д
		T-2	25	115/10,5-6,3	н/д
	Итого:		108		
	<u>Подстанции 35 кВ</u>				
1.	ПС 35 кВ ГАИШ	T-31	0,63	35/0,4	н/д
		T-32	0,63	35/0,4	н/д
2.	ПС 35 кВ АНЦ «Проект Техника»	T-31	0,4	35/0,4	н/д
		T-32	0,4	35/0,4	н/д
3.	ПС 35 кВ Башлаев	T-31	0,1	35/0,4	н/д
4.	ПС 35 кВ Хубиев	T-31	0,1	35/0,4	н/д
5.	ПС 35 кВ Батчаев	T-31	0,1	35/0,4	н/д
6.	ПС 35 кВ ГОК	T-31	0,63	35/6	н/д
		T-32	0,63	35/6	н/д
7.	ПС 35 кВ Обсерватория	T-31	0,56	35/0,4	н/д
	Итого:		4,18		

Примечание: *) фактически в 2018 г. была произведена замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Южная мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА и демонтаж трансформатора Т-31 на ПС 35 кВ Архыз мощностью 2,5 МВА с установкой нового трансформатора мощностью 4,0 МВА. Однако в соответствии с утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») завершение реконструкции ПС 110 кВ Южная и ПС 35 кВ Архыз предусматривается в 2019 году.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Интв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата			

Таблица 2.6.7 - Перечень линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ
энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г.

№ п/п	Диспетчерское наименование ВЛ	Протя- женность по цепям, км	Марка про- вода	Год ввода в эксплуа- тацию
ЛЭП Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»				
	ВЛ 110 кВ			
1.	ВЛ 110 кВ ГАЭС – Береговая (Л-26)	13,7	АС-185/29	1962/2000
2.	ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27)	8,5	АС-120/19	1960/1997
3.	ВЛ 110 кВ Сторожевая – Преградная (Л-28)	28,3	АС-185/29	1961/2010
4.	ВЛ 110 кВ Карачаевск – Зеленчук (Л-29)	28,7	АС-150/24	1963/2011
5.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Кубанская (Л-29-1)	3,9	АС-95/16 АС-185/29	1999
6.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Маруха (Л-29-2)	4,9	АС-70/11	1963/1981
7.	ВЛ 110 кВ Карачаевск – Теберда (Л-30)	40	АС-95/16	1970
8.	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск (Л-31)	22,2	АС-185/29	1979
9.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Кубанская (Л-31-1)	3,9	АС-150/24	1999
10.	ВЛ 110 кВ Теберда – Горная (Л-37)	5,0	АС-120/19	1970
11.	ВЛ 110 кВ Горная – Гоначхир (Л-38)	11,2	АС-120/19	1970
12.	ВЛ 110 кВ Усть-Джегута – Кош-Хабль (Л-39)	13	АС-120/19 АС-150/24	1990
13.	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Южная (Л-42)	43,7	АС-240/39 АС-185/29	1979
14.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Головная (Л-42-1)	0,54	АС-120/19	1979
15.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Сары-Тюз (Л-42-2)	0,9	АС-150/24	1981
16.	ВЛ 110 кВ ГАЭС – ГЭС-1 (Л-46)	12,3	АС-185/29	1964/2009
17.	ВЛ 110 кВ ГЭС-1 – ГЭС-2 (Л-47)	8,1	АС-185/29	1962/1992
18.	ВЛ 110 кВ Карачаевск – Поляна (Л-58)	37,15	АС-120/19 АС-185/29	2007
19.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Горный Воздух (Л-58-1)	1,066	АС-120/19	2013
20.	ВЛ 110 кВ Преградная – Курджиново (Л-81)	23,6	АС-150/24	1964/2011
21.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Салихо (Л-81-1)	2,5	АС-120/19	1982
22.	ВЛ 110 кВ Курджиново – Псебай (Л-91)	9,5/12,0*	АС-150/24 АС-120/19*	1967/2011
23.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Сторожевая (Л-92)	15,5	АС-120/19	1973
24.	ВЛ 110 кВ Эркен Шахар – Старокувинская (Л-94)	17	АС-95/16 АС-120/19	1990
25.	ВЛ 110 кВ Северная – Южная (Л-95)	13,0	АС-185/29	1967
26.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Холодмаш (Л-95-1)	0,7	АС-185/29	1978
27.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Химзавод (Л-95-2)	0,04	АС-185/29	1982
28.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Джогонасс (Л-95-3)	0,3	АС-185/29	2005
29.	ВЛ 110 кВ Ильичевская – Бекешевкая (Л-96)	20,3	АС-185/29	1970/2013
30.	ВЛ 110 кВ Северная – Черкесск (Л-97)	11,8	АС-185/29	1972
31.	ВЛ 110 кВ Южная – Цементная (Л-98)	15,1	АС-185/29	1972
32.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Карьер (Л-98-1)	0,42	АС-70/11	1972
33.	ВЛ 110 кВ Южная – Усть-Джегута (Л-99)	13,6	АС-185/29	1991/1997/ 2012
34.	ВЛ 110 кВ Черкесск – Ильичевская (Л-100)	11,3	АС-185/29	1989
35.	ВЛ 110 кВ Садовая – Эркен-Шахар (Л-125)	16,0	АС-185/29	1989
36.	ВЛ 110 кВ отпайка на Заречная (Л-125-1)	10,55	АС-120/19	1992

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

32

№ п/п	Диспетчерское наименование ВЛ	Протя- женность по цепям, км	Марка про- вода	Год ввода в эксплуа- тацию
37.	ВЛ 110 кВ Кавказская – Северная (Л-126)	21,8	АС-185/29	1962/1992
38.	ВЛ 110 кВ Кош-Хабль – Хабез (Л-127)	16,2 0,2	АС-150/24 АС-120/19	1990
39.	ВЛ 110 кВ Хабез – Зеленчук (Л-128)	21,4	АС-120/19 АС-150/24	1960/2009
40.	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	18,6	АС-185/29	1981
41.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Зеленчукская ГАЭС (Л-144)	31,4	АС-150/24	1981
42.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС БСР (Л-144-1)	1,0	АС-70/11	1981
43.	ВЛ 110 кВ Майская – Октябрьская (Л-146)	9,76	АС-185/29	1979
44.	ВЛ 110 кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	9,1	АС-185/29	1977/1992
45.	ВЛ 110 кВ Новая Деревня – Эркен-Шахар (Л-200)	28,7	АС-185/29	1959/1994
46.	ВЛ 110 кВ Черкесск – Цементная (Л-216)	12,2	АС-185/29	1982
47.	ВЛ 110 кВ Южная – Черкесск (Л-217)	4,4	АС-185/29	1970
48.	ВЛ 110 кВ Черкесск–Ток Москвы с отпайками (Л-218)	26,3	АС-240/39 АС-185/29	1972
49.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Карьер (Л-218-1)	0,4	АС-70/11	1972
50.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Головная (Л-218-2)	0,4	АС-120/24	1979
51.	ВЛ 110 кВ Северная – Химзавод (Л-220)	1,7	АС-185/29	1982
52.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Академическая	31,36	АС-150/24	2015
53.	ВЛ 110 кВ Черкесск – Зеленчук	59,0	АС-150/24	2015
54.	ВЛ 110 кВ Академическая - Невинномысская ГРЭС (Л-222)	95	АС-185/29	1987
55.	ВЛ 110 кВ Академическая – Чапалы (Л-223)	17,8	АС-120/24	1986
56.	ВЛ 110 кВ Академическая – Чапалы (Л-224)	17,9	АС-120/24	1986
57.	ВЛ 110 кВ Береговая – Кавказская (Л-226)	8,6	АС-185/29	1962
58.	ВЛ 110 кВ Садовая – Северная (Л-228)	10,9	АС-185/29	1982/2010
59.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Лунная Поляна (Л-229)	54,1	АС-150/24	2015
60.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Лунная Поляна (Л-230)	54,1	АС-150/24	2015
61.	ВЛ 110 кВ Бекешевская – Учкекен (Л-243)	31,9	АС-185/29	1970/2011
62.	ВЛ 110 кВ Суворовская – Боргустан (Л-245)	21,4	АС-185/29	1993
63.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Суворовская (Л-247)	13,8	АС-185/29	1983/2012
64.	ВЛ 110 кВ Учкекен – Зеленогорская (Л-252)	13,2	АС-185/29	1970/2011
ВЛ 35 кВ				
1.	ВЛ 35 кВ Зеленчукская – Буково (Л-93)	29,1	АС-150/24	1967
2.	ВЛ 35 кВ Буково – Архыз (Л-193)	24,3	АС-150/24	1975
3.	ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Учкекн (Л-324)	15,9	АС-70/11	1967/2011
4.	ВЛ 35 кВ отпайка на п/ст Конзавод (Л-324-1)	0,6	АС-70/11	1967
5.	ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Кичи Балык (Л-325)	17,4	АС-95/16	1969/2013
6.	ВЛ 35 кВ Кичи Балык – Г.А.С. (Л-326)	7,4	АС-70/11	1969/2013
7.	ВЛ 35 кВ Кичи Балык – Биче Сын (Л-327)	34	АС-70/11	1977
8.	ВЛ 35 кВ Биче-Сын – Поляна (Л-328)	30,1	АС-70/11	1978
9.	ВЛ 35 кВ Поляна – Учкулан (Л-329)	11,5	АС-70/11	1978/2010
10.	ВЛ 35 кВ Беломечетская – Георгиевская (Л-602)	11,5	АС-70/11	1972
11.	ВЛ 35 кВ Эркен Шахар – Кубан-Халк (Л-605)	5,8	АС-70/11	1975
12.	ВЛ 35 кВ Эркен Шахар – Икон Халк (Л-606)	12,8	АС-95/16	1971
13.	ВЛ 35 кВ отпайка на п/ст Кубан-Халк (Л-606-1)	2,7	АС-95/16	1971
14.	ВЛ 35 кВ Эркен Шахар – Беломечетская (Л-607)	8,7	АС-70/11	1972
15.	ВЛ 35 кВ Псаучье Дахе – Бесленей (Л-608)	12	АС-70/11	1974

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

33

№ п/п	Диспетчерское наименование ВЛ	Протя- женность по цепям, км	Марка про- вода	Год ввода в эксплуа- тацию
16.	ВЛ 35 кВ Кубан-Халк – Полевая (Л-609)	5,2	АС-70/11	1980
17.	ВЛ 35 кВ Усть-Джегута – Новая Джегута (Л-610)	12,1	АС-95/16	1989
18.	ВЛ 35 кВ Усть-Джегута – Красный Восток (Л-612)	22,2	АС-70/11	1968
19.	ВЛ 35 кВ отпайка на п/ст Эльтаркач (Л-612-1)	0,3	АС-70/11	1979
20.	ВЛ 35 кВ Усть Джегута – Николаевская (Л-613)	15,3	АС-70/11	1979
21.	ВЛ 35 кВ Зеленчукская – Электроизолит (Л-614)	8,4	АС-70/11	1974
22.	ВЛ 35 кВ Зеленчукская – Кардоникская (Л-615)	8	АС-50/9	1974
23.	ВЛ 35 кВ Зеленчукская – Казачья (Л-616)	4,8	АС-70/11	1976
24.	ВЛ 35 кВ Старокувинская – Бесленей (Л-617)	12,2	АС-70/11	1981
25.	ВЛ 35 кВ Старокувинская – Эрсакон (Л-618)	11,3	АС-95/16	1979
26.	ВЛ 35 кВ Учкёкен – Эшакон (Л-619)	11,5	АС-70/11	1982
27.	ВЛ 35 кВ Казачья – Исправная (Л-620)	23,8	АС-70/11	1976/1983
28.	ВЛ 35 кВ Новая Деревня – Эрсакон (Л-623)	19,3	АС-95/16	1980
29.	ВЛ 35 кВ Терезе – Красный Восток (Л-624)	10,7	АС-95/16	1988
30.	ВЛ 35 кВ Икон Халк – Псаучье Дахе (Л-627)	8,5	АС-95/16	1971
31.	ВЛ 35 кВ Эшакон – Терезе (Л-628)	10	АС-95/16	1988

ВЛ других собственников

	ВЛ 35 кВ			
1.	ВЛ 35 кВ Лунная Поляна – Романтик (левая) (Л-629)	7,2	АС-240/32	2013
2.	ВЛ 35 кВ Лунная Поляна – Романтик (правая) (Л-630)	7,2	АС-240/32	2013
3.	ВЛ 35 кВ Преградная – ГОК (левая) (Л-625)	н/д		
4.	ВЛ 35 кВ Преградная – ГОК (правая) (Л-626)	н/д		

Примечание: *) – участок ВЛ 110 кВ по территории Краснодарского края

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 34
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

2.6.4 Внешние электрические связи энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики

Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики имеет внешние электрические связи с энергосистемой Ставропольского края и энергосистемой Краснодарского края и Республики Адыгея по четырём ВЛ 330 кВ, восьми ВЛ 110 кВ и трем ВЛ 35 кВ. Перечень ВЛ 35, 110 и 330 кВ по которым осуществляются внешние электрические связи энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики представлены в таблице 2.6.8.

Таблица 2.6.8 - Внешние электрические связи энергосистемы
Карачаево-Черкесской Республики

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Наименование линий электропередачи	Протяженность, км
С энергосистемой Ставропольского края			
1.	330	ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск	59
2.	330	ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – ГЭС-2	75,7
3.	330	ВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук	84,5
4.	330	КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко	71
5.	110	ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Академическая (Л-222)	95
6.	110	ВЛ 110 кВ Эркен-Шахар – Новая Деревня (Л-200)	28,7
7.	110	ВЛ 110 кВ ГЭС-2 – Т-302 (Л-49)	12,35
8.	110	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Суворовская (Л-247)	13,8
9.	110	ВЛ 110 кВ Ильичевская – Бекешевская (Л-96)	20,3
10.	110	ВЛ 110 кВ Бекешевская – Учкекен (Л-243)	31,9
11.	110	ВЛ 110 кВ Зеленогорская – Учкекен (Л-252)	13,2
12.	35	ВЛ 35 кВ Новая Деревня – Эрсакон (Л-623)	19,3
13.	35	ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Учкекен (Л-324)	15,9
14.	35	ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Кичи-Балык (Л-325)	17,4
15.	35	ВЛ 35 кВ Эркен-Шахар – Беломечетская (Л-607)	8,7
С энергосистемой Краснодарского края и Республики Адыгея			
1.	110	ВЛ 110 кВ Курджиново – Псебай (Л-91)	9,5

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
							35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

3 ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Анализ балансовой ситуации на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики показал, что на протяжении рассматриваемого ретроспективного периода баланс мощности и баланс электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики складывался с дефицитом. Превышение потребности в электроэнергии над производством в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2015 г. и 2017 г. составило 873,7 млн. кВт.ч и 923,5 млн. кВт.ч соответственно (68% и 65,5 % от потребности). В 2014 и 2016 гг. в условиях останова Зеленчукской ГЭС и сниженного притока в водохранилища дефицит электроэнергии в энергосистеме республики достигал 1109,3-1208,5 млн. кВт.ч (87-94,7 % от потребности). В 2018 году дефицит электроэнергии энергосистемы составлял 830,7 млн. кВт.ч с учетом заряда ГАЭС (61,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии осуществлялось за счет поставок электроэнергии из энергосистемы Ставропольского края по сети 110 и 330 кВ.

Карачаево-Черкесская Республика обладает большим гидроэнергетическим потенциалом. До 1964 года на территории республики работало до двадцати малых ГЭС, которые стояли на Кубани, Большом Зеленчуке, Теберде, Аксауте, Марухе и т.д., однако, в период глобализации в СССР, эти малые ГЭС были разрушены. На сегодняшний день, когда удорожание природных ресурсов – газа, нефти, угля ведет к постоянному росту тарифов на электроэнергию, становится особенно актуальным вопрос использования возобновляемых источников электроэнергии. Изучено створов рек для строительства 30 малых ГЭС, начато проектирование трех малых ГЭС на существующих водозаборных сооружениях Зеленчукских ГЭС. Общий неиспользуемый гидроэнергетический потенциал малых ГЭС Карачаево-Черкесской Республики оценивается в 100-110 МВт и 480-500 млн. кВт.ч в год.

В энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики высокий износ трансформаторного и другого оборудования на подстанциях 35 и 110 кВ, а также линий электропередачи. Число трансформаторов на подстанциях 110 кВ, срок эксплуатации которых превышает 30 лет, составляет 41 единица из 69 (что составляет 59% от общего числа трансформаторов данного класса), в том числе срок эксплуатации 7 трансформаторов превысил 50 лет. На подстанциях 35 кВ количество трансформаторов со сроком службы, превышающим 30 лет составляет 29 шт. из 37 (более 78 %).

Протяженность линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ в энергосистеме республики со сроком эксплуатации 30 лет и менее составляет 668 км (44,1 %), 31-40 лет – 523,1 км (34,5 %), 41-50 лет – 277,4 км (18,4 %) и 51 год и более эксплуатируются 78,4 км (5,1 %).

Однако, оборудование подстанций и линий электропередачи находится в удовлетворительном техническом состоянии, регулярно проводятся его ремонты.

Анализ максимальной загрузки трансформаторов в последние годы (2016-2018 гг.), см. Приложение Г, показал, что с учетом завершения реконструкции ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора мощностью 16 МВА на 40 МВА в 2019 году, в Карачаево-Черкесской Республике останется только одна ПС 110 кВ на которой возможна перегрузка существующих трансформаторов. Так на ПС 110 кВ Северная в 2016-2018 г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
								36
Индв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

при достигнутой нагрузке подстанций был возможен перегруз трансформаторов в аварийном режиме (при отключении одного из трансформаторов).

В настоящее время на ПС 110/35/6 Северная установлены два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью Т-1 25 МВА и Т-2 20 МВА. Срок эксплуатации трансформаторов на 01.01.2019 года составил для Т-1 49 и для Т-2 52 года. Трансформаторы отработали нормативный срок службы, при этом износ оборудования составил 196 % и 208 % соответственно, но при регулярно проводимых ремонтах они находятся в удовлетворительном техническом состоянии. Фактическая суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Северная в зимний режимный день 2017 г. составляла 20,38 МВА, в 2018 г. – 22,3 МВА. В случае отключения одного из трансформаторов (в данном случае трансформатора Т-1 большей мощности – 25 МВА), нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составила 111,5 % в зимний режимный день 2018 г.

Подробно мероприятия по приведению установленной мощности трансформаторов на подстанциях энергосистемы республики в соответствие с их максимальной нагрузкой рассмотрены в разделе 4.3.2 «Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
										37
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

4 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ В ПЕРИОД 2020-2024 ГОДЫ

4.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг. Электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ в 2020 и 2024 гг.

Прогнозные показатели потребления электроэнергии для «Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы» соответствуют базовому варианту прогноза спроса на электроэнергию для энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики приведенному в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы».

4.1.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на территории Карачаево-Черкесской Республики с выделением крупных потребителей и инвестиционных проектов.

Величины планируемой к присоединению к энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики максимальной мощности энергопринимающих устройств в 2020-2024 гг. в соответствии с выданными техническими условиями и заключенными договорами на технологическое присоединение по наиболее крупным потребителям (максимальная присоединяемая нагрузка больше 0,5 МВт) с указанием годов ввода объектов и центров питания приведены в таблице 4.1.1.

Прогнозируемое по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики увеличение спроса на электроэнергию в первую очередь будет определяться развитием туристско-рекреационного комплекса (ТРК) «Архыз» - освоением второго курортного поселка «Лунная поляна» и запуском четырех объектов горнолыжной инфраструктуры. Первый поселок курорта («Романтик») запущен в 2014 году. Ввод в эксплуатацию энергопринимающих устройств, с максимальной мощностью Заявителя 23,4 МВт (в том числе ранее присоединённая мощность на момент подписания ТУ – 2 МВт) предполагалось выполнить в несколько этапов с окончанием в 2020 году (ТУ на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Курорты Северного Кавказа» №520р от 30.11.2015г.). Однако, согласно акту о технологическом присоединении ввод в эксплуатацию объектов по данному ТУ был завершён 25.04.2017г.

Кроме того, на территории республики намечается рост жилищного строительства (застройка нового микрорайона в северной части г. Черкесске), а также создание технологического парка в Усть-Джегутинском районе (ТУ на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Строитель» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» №611р от 07.09.2016 г.), строительство сельскохозяйственных комплексов в Прикубанском и Предгорном районах. В Карачаевском районе в п. Домбай планируется строительство объектов культурно-развлекательного назначения.

Прогнозная динамика электропотребления по существующим крупным потребителям приведена в таблице 4.1.2.

В таблице 4.1.3 представлены основные показатели перспективных режимов электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	(застройка нового микрорайона в северной части г. Черкесске), а также создание технологического парка в Усть-Джегутинском районе (ТУ на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Строитель» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» №611р от 07.09.2016 г.), строительство сельскохозяйственных комплексов в Прикубанском и Предгорном районах. В Карачаевском районе в п. Домбай планируется строительство объектов культурно-развлекательного назначения. Прогнозная динамика электропотребления по существующим крупным потребителям приведена в таблице 4.1.2. В таблице 4.1.3 представлены основные показатели перспективных режимов электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики.					
			Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист		
						38		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

41

Таблица 4.1.1 – Перечень крупных потребителей, подключаемых к энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики
в 2019-2024 годах

№ п/п	Наименование потребителей	РЭС	P _{max} , МВт	tgφ	Основное назначение объекта присоединения	Точки подключения (ПС привязки)	Год ввода	Источник информации Ссылка на ТУ	Примечание
1	ООО «Софийский ледник»	Зеленчукский	1,0	0,4	Цех по розливу воды в п. Архыз	ПС 110 кВ Лунная Поляна	2021	Договор №180/2017 от 12.04.2017г	-
2	ООО «Газпром инвест-газификация»	Хабезский	0,74	0,4	Физкультурно-оздоровительный комплекс в а.Хабез	ПС 110 кВ Хабез	2021	Договор №186/2017 от 10.04.2017г; ТУ на ТП №598 от 01.08.2016г.	
3	ООО «Строитель»	Усть-Джегутинский	31,5	0,4	Технопарк по производству строительных материалов	Новая ПС 110 кВ Технопарк	2019	ТУ на ТП №611р от 07.09.2016г	
4	ООО «Шанс»	г. Черкесск	29,05	0,4	Строительство жилья и инфраструктуры северного микрорайона г.Черкесска	ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Химзавод Новая ПС 110 кВ Свобода	2021	Министерство промышленности и энергетики КЧР ТУ на ТП №802р от 11.09.2018г., с изм. №1 в ТУ на ТП №802р от 25.01.2019г. ДТП № 59/2019 от 18.03.2019г.	См. Приложение К и примечание к данной таблице
5	ООО КФК «Мичуринский»	Прикубанский р-н	5,0	0,4	Строительство плодохранилища	ПС 110кВ Кавказская	2019	ТУ на ТП №779 от 19.03.2018г.	
6	ООО «Канатные дороги Домбая»	п. Домбай, Карачаевского р-на	2,252	0,4	Строительство объектов культурно-развлекательного назначения (канатные дороги)	ПС 110кВ Гоначхир	2019	ТУ на ТП №805 от 24.09.2018г.	
7	ООО «Мир»	Предгорный р-н	2,5	0,4	Тепличный комплекс	ПС 35кВ Конзавод	2021	ТУ на ТП №804 от 19.09.2018г.	

Примечание:

До ввода новой ПС 110 кВ Свобода (предусмотрен в 2021 году) присоединение вводимых нагрузок строительства северного микрорайона г. Черкесск в период 2019-2021г. предусматривается к ПС 110 кВ Северная и ПС 110 кВ Химзавод.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

39

Таблица 4.1.2. - Динамика изменения показателей электропотребления по существующим крупным потребителям на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период до 2024года

Наименование потребителя	единица измерения	прогноз по годам					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
ЗАО "Ставропольский бройлер"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
возможное увеличение мощности	МВт	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910
ОАО "Хабезский гипсовый завод"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	4,298	4,298	4,298	4,298	4,298	4,298
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731
возможное увеличение мощности	МВт	1,130	1,130	1,130	1,130	1,130	1,130
ОАО Племпредуктор "Зеленчукский"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	2,277	2,277	2,277	2,277	2,277	2,277
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
возможное увеличение мощности	МВт	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
САО РАН							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	4,557	4,557	4,557	4,557	4,557	4,557
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593
возможное увеличение мощности	МВт	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705
ООО "Ставропольский птицекомплекс"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160
возможное увеличение мощности	МВт	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
ООО АК Дервейс							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	19,523	19,523	19,523	19,523	19,523	19,523
максимальная потребляемая мощность	МВт	2,858	2,858	2,858	2,858	2,858	2,858
возможное увеличение мощности	МВт	9,267	9,267	9,267	9,267	9,267	9,267
"Кубанские очистные сооружения водоснабжения"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,983	1,983	1,983	1,983	1,983	1,983
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353
возможное увеличение мощности	МВт	3,980	3,980	3,980	3,980	3,980	3,980
ООО "Карачаева-Черкесский завод силикатного кирпича"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
возможное увеличение мощности	МВт	6,373	6,373	6,373	6,373	6,373	6,373
ЗАО "Усть-Джегутинский гипсовый комбинат им.Р.А.Джанибекова"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,898	1,898	1,898	1,898	1,898	1,898
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343
возможное увеличение мощности	МВт	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

40

							43
Наименование потребителя	единица измерения	прогноз по годам					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
ООО " Селена - Химволокно"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536
возможное увеличение мощности	МВт	1,445	1,445	1,445	1,445	1,445	1,445
Известняк ЗАО							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	5,676	5,676	5,676	5,676	5,676	5,676
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012
возможное увеличение мощности	МВт	6,373	6,373	6,373	6,373	6,373	6,373
Селеста							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
возможное увеличение мощности	МВт	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
У-Д ФФГБУ УМЗ и СХВ ПО КЧР							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	6,489	6,489	6,489	6,489	6,489	6,489
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,883	0,883	0,883	0,883	0,883	0,883
возможное увеличение мощности	МВт	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376
ОАО "Карачаево-Черкесский сахарный завод"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	2,690	2,690	2,690	2,690	2,690	2,690
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387
Возможное увеличение мощности	МВт	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
ОАО Агрокомбинат "Южный"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	6,600	6,600	6,600	6,600	6,600	6,600
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,661	1,661	1,661	1,661	1,661	1,661
возможное увеличение мощности	МВт	20,218	20,218	20,218	20,218	20,218	20,218
ЗАО "Урупский ГОК"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	42,732	42,732	42,732	42,732	42,732	42,732
максимальная потребляемая мощность	МВт	5,504	5,504	5,504	5,504	5,504	5,504
возможное увеличение мощности	МВт	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14
ОАО РАПП "КАВКАЗ МЯСО"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223
возможное увеличение мощности	МВт	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
ОАО "КАСКАД"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355
возможное увеличение мощности	МВт	5,472	5,472	5,472	5,472	5,472	5,472
ЗАО "Карачаево-Черкесский мукомол"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
возможное увеличение мощности	МВт	6,484	6,484	6,484	6,484	6,484	6,484
ЗАО "Недра"							

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

41

Наименование потребителя	единица измерения	прогноз по годам					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	9,576	9,576	9,576	9,576	9,576	9,576
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688
возможное увеличение мощности	МВт	6,300	6,300	6,300	6,300	6,300	6,300
ЗАО "Кавказцемент"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	148,272	148,272	148,272	148,272	148,272	148,272
максимальная потребляемая мощность	МВт	17,564	17,564	17,564	17,564	17,564	17,564
возможное увеличение мощности	МВт	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800	38,800
ОАО "Курорты Северного Кавказа"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	10,207	10,207	10,207	10,207	10,207	10,207
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
возможное увеличение мощности	МВт	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
АО "Черкесские городские электрические сети"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	278,744	278,744	278,744	278,744	278,744	278,744
максимальная потребляемая мощность	МВт	40,484	40,484	40,484	40,484	40,484	40,484
возможное увеличение мощности	МВт	62,756	62,756	62,756	62,756	62,756	62,756
ОАО "Карачаевск-Теплоэнерго" г. Карачаевск							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	48,231	48,231	48,231	48,231	48,231	48,231
максимальная потребляемая мощность	МВт	5,652	5,652	5,652	5,652	5,652	5,652
возможное увеличение мощности	МВт	21,340	21,340	21,340	21,340	21,340	21,340
ООО "ЭнергосетьЮга"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	10,226	10,226	10,226	10,226	10,226	10,226
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367
возможное увеличение мощности	МВт	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
ОАО "Оборонэнерго"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	22,795	22,795	22,795	22,795	22,795	22,795
максимальная потребляемая мощность	МВт	2,548	2,548	2,548	2,548	2,548	2,548
возможное увеличение мощности	МВт	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000
другие потребители	млн.кВт.ч	150,258	150,258	150,258	150,258	150,258	150,258

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №								
						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ				Лист
										42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

Таблица 4.1.3 - Основные показатели электропотребления энергосистемы
Карачаево-Черкесской Республики

Название показателя	Факт		Прогноз					
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	1409,4	1354,3	1413,5	1435,2	1449,8	1467,9	1486,1	1508,5
Темп роста, %	2,9	-3,9	4,3	1,5	1,0	1,3	1,2	1,5
В том числе заряд Зеленчукской ГАЭС, млн.кВт.ч	110,3	108,1	142	142	142	142	142	142
Электропотребление без учета потребления электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, млн. кВт.ч	1299,1	1246,2	1271,5	1293,2	1307,8	1325,9	1344,1	1366,5
Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы, МВт	226	218	226	230	233	236	239	242
Темп роста, %	1,3	-3,5	3,7	1,8	1,4	1,3	1,3	1,3
Число часов использования максимальной электрической нагрузки с учетом потребления электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, час/год	6236	6212	6254	6240	6222	6220	6218	6233

В период 2019 – 2024 гг. учитывается потребление электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС. Заряд ГАЭС будет осуществляться в ночные часы суток с потреблением мощности до 150 МВт и электроэнергии до 142 млн. кВт.ч в год.

Электропотребление по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики характеризуется низкими годовыми темпами прироста на протяжении всего прогнозного периода. Среднегодовой прирост электропотребления за 2019-2024 годы составит 1,8 %, что сравнимо с среднегодовым приростом по ОЭС Юга (1,4 %). К концу прогнозного периода к 2024 г. доля энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в общем электропотреблении ОЭС Юга составит 1,35 %.

Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики к 2024 году прогнозируется на уровне 242 МВт. По сравнению с фактическим значением 2018 года (218 МВт) максимум нагрузки увеличится на 24 МВт или на 11 %. Среднегодовой прирост нагрузки за период 2020-2024 гг. составит 1,37 %. Рост максимальной электрической нагрузки ожидается в основном за счет роста потребления мощности в сфере услуг и домашнего хозяйства, и жилищного строительства.

Так как к 2024 году в структуре электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики не прогнозируется существенных изменений, то и конфигурация прогнозных суточных графиков электрической нагрузки сохранится на отчетном уровне. Потребление мощности и электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС в ночное время предполагается от крупных электростанций ОЭС Юга (ТЭС и АЭС).

В таблице 4.1.4 приведена нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в характерные периоды года и суток, прогнозируемая в 2019-2024 гг.

При определении нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум коэффициент неравномерности зимних графиков электрической нагрузки за рабочие сутки в период 2020-2024 гг. принят равными 0,75 (средняя величина

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Интв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата			

на за последние годы), летняя максимальная и летняя минимальная нагрузка выходного дня энергосистемы определена равной 0,725 и 0,46 соответственно от нагрузки в зимний максимум.

Таблица 4.1.4 - Нагрузка Карачаево-Черкесской энергосистемы в характерные периоды года и суток в 2019-2024 гг.

Наименование	2019г.	2020г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Нагрузка энергосистемы, МВт						
Зимний максимум	226	230	233	236	239	242
Зимний минимум, всего	319	322	324	326	328	331
<i>в т.ч. нагрузка потребителей</i>	<i>169</i>	<i>172</i>	<i>174</i>	<i>176</i>	<i>178</i>	<i>181</i>
<i>заряд ГАЭС</i>	<i>150</i>	<i>150</i>	<i>150</i>	<i>150</i>	<i>150</i>	<i>150</i>
Летний максимум	164	167	169	171	173	175
Летний минимум, всего	255	257	258	259	261	262
<i>в т.ч. нагрузка потребителей</i>	<i>105/89¹</i>	<i>107/91¹</i>	<i>108/92¹</i>	<i>109/93¹</i>	<i>111/94¹</i>	<i>112/95¹</i>
<i>заряд ГАЭС</i>	<i>150</i>	<i>150</i>	<i>150</i>	<i>150</i>	<i>150</i>	<i>150</i>

Примечание:

Нагрузка энергосистемы приведена дробью: в числителе – летний минимум рабочего дня, в знаменателе – летний минимум выходного дня.

4.1.2 Электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ в 2020 и 2024 гг.

Детализация прогнозируемого электропотребления в республике анализировалась в соответствии с выданными техническими условиями и заключенными договорами на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

Перспективные расчетные электрические нагрузки по подстанциям 110 кВ и выше на 2020 и 2024 годы были определены на основании данных о существующей загрузке центров питания в Карачаево-Черкесской энергосистеме по результатам контрольных замеров 2016-2018 г.г., а также информации по заключенным на момент выполнения работы договорам на технологическое присоединение.

Информация о величине запрашиваемой мощности в соответствии с заключенными договорами на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» по Карачаево-Черкесской Республике представлена по наиболее крупным потребителям в таблице 4.1.1.

Перспективные зимние и летние максимальные и минимальные расчетные электрические нагрузки подстанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики, сформированные на основе информации по заключенным договорам с использованием коэффициентов совмещения нагрузок потребителей, представлены в таблицах 4.1.5. Существующие максимальные нагрузки на подстанциях приведены по результатам зимнего контрольного замера на час максимума энергосистемы 19.12.2018 г.

Летние минимальные расчетные электрические нагрузки подстанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 2020 и 2024 гг. приведены для минимума выходного дня.

В таблице 4.1.6 приведена загрузка трансформаторов в зимний максимум нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2020 г. и 2024 г. на подстанциях 110 и 35 кВ в нормальной схеме и при отключении одного из трансформаторов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
								44
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Таблица 4.1.5 – Электрические нагрузки на шинах 6-10 кВ подстанций 35-110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний и летний максимум и минимум нагрузок 2018, 2020, 2024 гг.

47

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции	Фактическая максимальная нагрузка ПС (в зимний режимный день 19.12.18), P _{max} , МВт	Режим 2020 г								Режим 2024 г							
			Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум		Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум	
			P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр
	ПС 110 кВ																	
1	ПС 110 кВ Заречная	4,08	4,18	1,88	2,99	1,34	1,91	0,87	1,22	0,56	4,24	1,91	3,03	1,36	1,94	0,88	1,25	0,57
2	ПС 110 кВ Ильичевская	1,26	1,47	0,66	1,05	0,47	0,72	0,33	0,46	0,21	1,49	0,67	1,07	0,48	0,73	0,33	0,47	0,21
3	ПС 110 кВ ПРП	3,85	4,76	2,14	3,40	1,53	2,88	1,32	1,84	0,84	4,83	2,17	3,46	1,55	2,92	1,34	1,88	0,86
4	ПС 110 кВ Северная	20,98	21,98	5,94	16,48	4,46	15,94	4,31	10,20	2,76	21,98	5,94	16,48	4,46	15,94	4,31	10,20	2,76
5	ПС 110 кВ Южная	19,45	19,45	8,18	12,16	5,47	12,00	5,54	7,04	3,22	19,73	8,29	12,34	5,55	12,15	5,61	7,19	3,28
6	ПС 110 кВ Головная	1,52	2,34	1,04	1,67	0,75	1,17	0,54	0,75	0,35	2,37	1,06	1,70	0,76	1,19	0,55	0,76	0,35
7	ПС 110 кВ Ток Москвы	9,06	6,32	2,83	4,52	2,03	2,57	1,17	1,64	0,75	6,41	2,87	4,59	2,06	2,60	1,19	1,68	0,76
8	ПС 110 кВ Усть-Джегута	7,55	9,00	4,05	6,43	2,90	6,35	2,89	4,06	1,84	9,12	4,11	6,53	2,94	6,43	2,93	4,14	1,88
9	ПС 110 кВ Цементная	16,88	17,41	7,85	12,45	5,61	29,73	13,61	18,98	8,69	17,65	7,96	12,63	5,70	30,10	13,78	19,38	8,87
10	ПС 110 кВ Береговая	0,44	0,47	0,20	0,33	0,15	0,30	0,13	0,19	0,08	0,47	0,21	0,34	0,15	0,30	0,13	0,20	0,09
11	ПС 110 кВ Кавказская	1,2	1,5	0,6	1,13	0,45	1,1	0,44	0,69	0,28	2,7	1,1	2,03	0,81	1,96	0,78	1,24	0,51
12	ПС 110 кВ Майская	0,62	0,67	0,29	0,48	0,21	0,55	0,25	0,35	0,16	0,68	0,30	0,49	0,21	0,56	0,26	0,36	0,17
13	ПС 110 кВ Октябрьская	0,97	1,07	0,48	0,77	0,34	0,77	0,36	0,49	0,23	1,09	0,48	0,78	0,35	0,78	0,36	0,50	0,23
14	ПС 110 кВ Садовая	1,92	2,26	1,02	1,62	0,73	1,30	0,59	0,83	0,38	2,29	1,04	1,64	0,74	1,32	0,60	0,85	0,39
15	ПС 110 кВ Старокувинская	0,37	0,44	0,19	0,31	0,14	0,25	0,10	0,16	0,07	0,44	0,20	0,32	0,14	0,26	0,10	0,17	0,07
16	ПС 110 кВ Эркен-Шахар	2,65	3,17	1,42	2,27	1,02	1,64	0,75	1,05	0,48	3,22	1,44	2,30	1,03	1,66	0,76	1,07	0,49
17	ПС 110 кВ Академическая	3,43	3,47	1,57	2,48	1,12	2,75	1,26	1,76	0,80	3,51	1,59	2,52	1,14	2,78	1,27	1,79	0,82
18	ПС 110 кВ Зеленчук	5,43	5,84	2,62	4,18	1,87	3,33	1,52	2,13	0,97	5,92	2,66	4,24	1,90	3,37	1,54	2,17	0,99
19	ПС 110 кВ Кош-Хабль	1,23	1,36	1,77	0,97	1,27	0,92	0,44	0,59	0,28	1,38	1,80	0,99	1,29	0,93	0,45	0,60	0,29
20	ПС 110 кВ Курджиново	2,0	2,02	0,92	1,45	0,65	1,67	0,75	1,07	0,48	2,05	0,93	1,47	0,66	1,69	0,76	1,09	0,49
21	ПС 110 кВ Маруха	0,77	1,06	0,48	0,76	0,34	0,53	0,24	0,34	0,16	1,08	0,48	0,77	0,35	0,54	0,25	0,35	0,16
22	ПС 110 кВ Преградная	8,36	8,62	3,88	6,16	2,78	5,31	2,43	3,39	1,55	8,74	3,94	6,25	2,82	5,38	2,46	3,46	1,58
23	ПС 110 кВ Салихо	0,04	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.1.5

49

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции	Фактическая максимальная нагрузка ПС (в зимний режимный день 19.12.18), P _{max} , МВт	Режим 2020 г								Режим 2024 г							
			Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум		Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум	
			P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр
48	ПС 35 кВ Псаучье-Дахе	0,8	0,90	0,40	0,64	0,29	0,39	0,16	0,25	0,10	0,91	0,40	0,65	0,29	0,40	0,16	0,26	0,10
49	ПС 35 кВ Эрсакон	0,88	1,02	0,46	0,73	0,33	0,57	0,26	0,37	0,17	1,04	0,46	0,74	0,33	0,58	0,27	0,37	0,17
50	ПС 35 кВ Архыз	2,6	2,79	1,27	2,00	0,91	0,81	0,37	0,52	0,23	2,83	1,28	2,03	0,92	0,82	0,37	0,53	0,24
51	ПС 35 кВ Буково	0,84	0,88	0,39	0,63	0,28	0,43	0,21	0,28	0,13	0,89	0,39	0,64	0,28	0,44	0,21	0,28	0,13
52	ПС 35 кВ Исправная	0,96	1,00	0,43	0,68	0,31	0,54	0,24	0,35	0,16	1,01	0,43	0,69	0,31	0,55	0,25	0,35	0,16
53	ПС 35 кВ Кардоник	2,06	2,13	0,95	1,52	0,68	0,96	0,44	0,61	0,28	2,16	0,97	1,55	0,69	0,97	0,45	0,62	0,29
54	ПС 35 кВ Ратан	1,09	1,25	0,56	0,89	0,40	0,66	0,30	0,42	0,19	1,26	0,57	0,90	0,41	0,67	0,30	0,43	0,20
55	ПС 35 кВ Электроизолит	0,21	0,26	0,12	0,19	0,08	0,13	0,06	0,08	0,04	0,27	0,12	0,19	0,08	0,13	0,06	0,09	0,04
56	ПС 35 кВ Учкулан	1,27	1,29	0,58	0,93	0,42	0,63	0,29	0,40	0,19	1,31	0,59	0,94	0,42	0,64	0,29	0,41	0,19
57	ПС 35 кВ Худес	н/д	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
58	ПС 35 кВ Биче-Сын	н/д	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,01	0,01
59	ПС 35 кВ Конзавод	1,14	1,30	0,58	0,9	0,4	0,96	0,43	0,61	0,28	1,89	0,87	1,42	0,65	1,37	0,63	0,87	0,4
60	ПС 35 кВ Красный Восток	0,83	1,00	0,45	0,72	0,32	0,43	0,21	0,28	0,13	1,02	0,45	0,73	0,33	0,44	0,21	0,28	0,13
61	ПС 35 кВ Кичи-Балык	0,15	0,15	0,07	0,10	0,05	0,08	0,03	0,05	0,02	0,15	0,07	0,11	0,05	0,08	0,03	0,05	0,02
62	ПС 35 кВ Первомайская	1,59	1,76	0,80	1,26	0,57	1,14	0,52	0,72	0,33	1,79	0,81	1,28	0,58	1,15	0,52	0,74	0,34
63	ПС 35 кВ Терезе	1,9	1,96	0,89	1,40	0,63	1,53	0,69	0,98	0,44	1,98	0,90	1,42	0,64	1,55	0,70	1,00	0,45
64	ПС 35 кВ Эшакон	0,19	0,18	0,08	0,13	0,06	0,08	0,04	0,05	0,02	0,18	0,08	0,13	0,06	0,09	0,04	0,06	0,02
65	ПС 35 кВ Романтик	3,11	3,50	1,65	2,58	1,22	2,50	1,70	1,80	0,40	3,55	1,67	2,62	1,23	2,53	1,72	1,84	0,41
66	ПС 35 кВ ГОК	2,78	3,42	1,53	2,44	1,09	2,71	1,25	1,73	0,80	3,47	1,55	2,48	1,11	2,75	1,26	1,77	0,81
	Новые ПС																	
67	ПС 110 кВ Технопарк	--	1,0	0,4	1,0	0,4	0,86	0,34	0,86	0,34	4,4	1,8	4,4	1,8	3,8	1,6	3,8	1,6
68	ПС 110 кВ Свобода	--	--	--	--	--	--	--	--	--	6,52	2,61	6,52	2,61	5,63	2,25	5,63	2,25

Примечание: В таблице приведены суммарные существующие и расчетные нагрузки подстанций 35 и 110 кВ на шинах 6 и 10 кВ.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Таблица 4.1.6 - Загрузка трансформаторов на подстанциях 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в максимум контрольного замера 19.12.2018 г. и в зимний максимум нагрузок 2020 и 2024 гг.

50

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Полная мощность тр-ра Sном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗРД 2018%	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %
	ПС 330 кВ													
1	Зеленчукская ГАЭС	330	АТ-1	2016	200	95,60	47,80%	--	39,90	19,95%	19,95%	16,07	8,04%	8,04%
2	ПС 330 кВ Черкесск	330	АТ-301	1980	125	37,42	29,94%	60,10%	41,33	33,07%	66,13%	36,83	29,46%	58,90%
		330	АТ-302	1980	125	37,70	30,16%		41,33	33,06%		36,80	29,44%	
	ПС 110 кВ													
3	ПС 110 кВ Академическая	110	Т-1	1983	25	2,5	10,00%	15,20%	2,45	9,79%	16,78%	2,47	9,89%	16,96%
		110	Т-2	1983	25	1,3	5,20%		1,75	7,00%		1,77	7,07%	
4	ПС 110 кВ Береговая	110	Т-1	1978	10	0,5	5,00%	5,00%	0,07	0,74%	6,86%	0,07	0,73%	6,90%
		110	Т-2	1978	10	0	0,00%		0,61	6,12%		0,62	6,17%	
5	ПС 110 кВ БСР	110	Т-1	1982	2,5	0,3	12,00%	--	0,37	14,76%	--	0,37	14,90%	--
6	ПС 110 кВ Головная	110	Т-1	1979	6,3	1,2	19,05%	26,98%	2,70	42,94%	45,49%	2,73	43,34%	45,90%
		110	Т-2	1979	6,3	0,5	7,94%		0,16	2,55%		0,16	2,56%	
7	ПС 110 кВ Гоначхир	110	Т-1	1971	10	0	0,00%	36,00%	0,0	0%	39,8%	2,37	23,7%	47,4%
		110	Т-2	1987	10	3,6	36,00%		3,98	39,8%		2,37	23,7%	
8	ПС 110 кВ Горная	110	Т-1	1990	6,3	0	0,00%	25,40%	1,90	30,18%	30,97%	1,92	30,51%	31,30%
		110	Т-2	1990	6,3	1,6	25,40%		0,05	0,80%		0,05	0,79%	
9	ПС 110 кВ Горный Воздух	110	Т-1	2013	2,5	1,1	44,00%	--	1,32	52,79%	--	1,33	53,34%	--
10	ПС 110 кВ Заречная	110	Т-1	1993	6,3	4,4	69,84%	--	5,07	80,49%	--	5,12	81,21%	--
11	ПС 110 кВ Зеленчук	110	Т-1	1978	16	7,28	45,50%	89,94%	5,55	34,70%	92,35%	5,61	35,04%	93,22%
		110	Т-2	1954	20	7,11	35,55%		9,22	46,12%		9,31	46,54%	
12	ПС 110 кВ Ильичевская	110	Т-1	1991	6,3	1,4	22,22%	--	1,81	28,73%	--	1,82	28,94%	--
13	ПС 110 кВ Кавказская	110	Т-1	1992	6,3	0	0,00%	22,22%	0,0	0%	29,84%	0,0	0%	51,75%
		110	Т-2	1992	6,3	1,4	22,22%		1,88	29,84%		3,26	51,75%	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

48

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.1.6

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуата-цию, год	Полная мощность тр-ра Sном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗРД 2018 %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %
14	ПС 110 кВ Карачаевск	110	T-1	1980	16	6,6	41,25%	41,25%	8,21	51,28%	51,28%	8,30	51,87%	51,87%
		110	T-2	1984	63	0	0,00%		0,00	0,00%		0,00	0,00%	
15	ПС 110 кВ Карьер	110	T-1	н/д	10	0	0,00%	33,00%	2,16	21,59%	43,27%	2,18	21,76%	43,61%
		110	T-2	н/д	16	3,3	20,63%		2,17	13,55%		2,18	13,65%	
16	ПС 110кВ Кош-Хабль	110	T-1	1991	6,3	0,8	12,70%	22,22%	2,02	32,09%	42,95%	2,03	32,24%	43,19%
		110	T-2	1990	6,3	0,6	9,52%		0,68	10,86%		0,69	10,95%	
17	ПС 110 кВ Кубанская	110	T-1	1991	16	3,1	19,38%	67,00%	3,52	21,98%	77,01%	3,55	22,22%	77,87%
		110	T-2	1997	10	3,6	36,00%		4,18	41,84%		4,23	42,32%	
18	ПС 110 кВ Курджиново	110	T-1	1964	6,3	2,2	34,92%	--	2,42	38,40%	38,40%	2,45	38,81%	38,81%
19	ПС 110 кВ Лунная поляна	110	T-1	2014	40	0,0	0,00%	10,00%	8,23	20,58%	41,53%	8,31	20,78%	41,94%
		110	T-2	2014	40	4,0	10,00%		8,38	20,95%		8,47	21,16%	
20	ПС110 кВ Майская	110	T-1	1982	6,3	0,2	3,17%	11,11%	0,41	6,44%	14,31%	0,41	6,48%	14,40%
		110	T-2	1980	6,3	0,5	7,94%		0,50	7,87%		0,50	7,92%	
21	ПС 110 кВ Маруха	110	T-1	1990	2,5	1,1	44,00%	--	1,35	54,08%	--	1,37	54,63%	--
22	ПС 110 кВ Октябрьская	110	T-1	1977	10	0,4	4,00%	11,00%	0,17	1,71%	14,15%	0,17	1,71%	14,23%
		110	T-1	1983	10	0,7	7,00%		1,24	12,44%		1,25	12,52%	
23	ПС110 кВ Поляна	110	T-1	1968	6,3	1,5	23,81%	23,81%	2,87	45,51%	45,51%	3,43	54,44%	54,44%
		35	T-31	1979	2,5	0,1	4,00%	4,00%	0,27	10,85%	10,85%	0,27	10,98%	10,98%
24	ПС 110 кВ Преградная	110	T-1	1974	25	0,0	0,00%	49,20%	0,17	0,67%	57,06%	0,17	0,66%	57,68%
		110	T-2	1972	25	12,3	49,20%		14,10	56,39%		14,25	57,01%	
25	ПС 110 кВ ПРП	110	T-1	2005	25	4,1	16,40%	--	5,56	22,22%	--	5,60	22,42%	--
26	ПС 110 кВ Садовая	110	T-1	1983	6,3	2,3	36,51%	36,51%	0,05	0,83%	44,89%	0,05	0,82%	45,22%
		110	T-2	1987	10	0	0,00%		2,78	27,76%		2,80	27,97%	
27	ПС 110 кВ Салихо	110	T-1	1982	2,5	0,1	4,00%	--	0,07	2,85%	--	0,07	2,86%	--
28	ПС 110 кВ Сары-Тюз	110	T-1	1981	10	2,2	22,00%	---	2,69	26,89%	--	2,72	27,17%	---

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.1.6

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуата-цию, год	Полная мощность тр-ра Сном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗРД 2018 %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %
29	ПС 110 кВ Северная	110	T-1	1971	25	7,8	31,20%	89,2%	8,77	35,08%	96,76%	8,77	35,08%	96,88%
		110	T-2	1967	20	14,5	72,50%	111,5%	15,42	77,1%	120,95%	15,45	77,27%	121,1%
30	ПС 110 кВ Старокувинская	110	T-1	1981	6,3	0,4	6,35%	--	3,03	48,15%	--	3,06	48,50%	--
31	ПС 110 кВ Сторожевая	110	T-1	1991	6,3	0,7	11,11%	33,33%	0,05	0,80%	40,98%	0,05	0,79%	41,39%
		110	T-2	1991	6,3	1,4	22,22%		2,53	40,18%		2,56	40,60%	
32	ПС 110 кВ Теберда	110	T-1	1972	10	4,6	46,00%	--	5,32	53,17%	--	5,38	53,77%	--
33	ПС 110 кВ Ток Москвы	110	T-1	1979	16	3,0	18,75%	102,00%	4,67	29,20%	77,41%	4,72	29,49%	78,18%
		110	T-2	1966	10	7,2	72,00%		3,07	30,69%		3,10	30,99%	
34	ПС 110 кВ Усть-Джегута	110	T-1	1966	20	0,0	0,00%	61,00%	3,77	18,86%	79,68%	3,80	18,99%	80,36%
		110	T-2	1962	20	12,2	61,00%		12,16	60,82%		12,27	61,37%	
35	ПС 110 кВ Учкекен	110	T-1	1989	16	13,9	86,88%	--	14,75	92,20%	--	14,85	92,82%	--
36	ПС 110 кВ Хабез	110	T-1	1975	6,3	2,8	44,44%	85,71%	0,05	0,81%	94,53%	0,05	0,80%	95,50%
		110	T-2	1982	6,3	2,6	41,27%		5,90	93,72%		5,97	94,69%	
37	ПС 110 кВ Химзавод	110	T-1	н/д	25	0	-	-	0,00	0,0%	0,0	0,00	0,0%	0,0
		110	T-2	н/д	25	0	-		0,00	0,0%		0,00	0,0%	
38	ПС 110 кВ Холодмаш	110	T-1	н/д	16	7,2	45,00%	77,50%	7,93	49,53%	85,74%	7,99	49,94%	86,40%
		110	T-2	н/д	16	5,2	32,50%		5,79	36,21%		5,83	36,46%	
39	ПС 110 кВ Цементная	110	T-1	1974	40	7,4	18,50%	46,25%	11,70	29,24%	50,86%	11,80	29,50%	51,30%
		110	T-2	2011	40	11,1	27,75%		8,65	21,62%		8,72	21,80%	
40	ПС 110 кВ Чапалы	110	T-1	1986	16	0,64	4,00%	6,75%	0,50	3,12%	7,88%	0,50	3,14%	7,95%
		110	T-2	1986	16	0,44	2,75%		0,76	4,76%		0,77	4,81%	
41	ПС 110 кВ Эркен-Шахар	110	T-1	1974	10	5,2	52,00%	95,00%	4,61	46,09%	97,28%	4,64	46,43%	98,46%
		110	T-2	1982	16	4,3	26,88%		5,12	32,00%		5,20	32,52%	
42	ПС 110 кВ Южная	110	T-1	2019	40	2,5	6,25%	52,75%	2,76	6,91%	55,84%	2,79	6,96%	56,35%
		110	T-2	2014	40	18,6	46,50%		19,57	48,93%		19,75	49,39%	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.1.6

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Полная мощность тр-ра Сном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗРД 2018 %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка в аварийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка в аварийном режиме ЗМН, %
	ПС 35 кВ													
43	ПС 35 Архыз	35	T-31	2019	4	2,1	52,50%	72,50%	3,58	89,38%	89,38%	3,61	90,22%	90,22%
		35	T-32	2016	4	0,8	20,00%		0,00	0,00%		0,00	0,00%	
44	ПС 35 кВ Бесленей	35	T-31	1981	2,5	0,9	36,00%	36,00%	0,03	1,26%	45,97%	0,03	1,25%	46,27%
		35	T-32	1974	2,5	0	0,00%		1,12	44,71%		1,13	45,03%	
45	ПС 35 кВ Биче-Сын	35	T-31	1988	4	0	0,00%	--	0,02	0,54%	--	0,02	0,54%	--
46	ПС 35 кВ Буково	35	T-31	1985	2,5	0,9	36,00%	--	1,13	45,22%	--	1,14	45,63%	--
47	ПС 35 кВ Икон-Халк	35	T-31	1967	2,5	1,0	40,00%	--	1,22	48,62%	--	1,22	48,97%	--
48	ПС 35 кВ Исправная	35	T-31	1977	4	1,1	27,50%	--	1,28	32,11%	--	1,30	32,40%	--
49	ПС 35 кВ Кардоник	35	T-31	1999	6,3	2,2	34,92%	--	2,75	43,72%	--	2,78	44,12%	--
50	ПС 35 кВ Кичи-Балык	35	T-31	1976	2,5	0	0,00%	8,00%	0,22	8,65%	8,65%	0,22	8,69%	8,69%
		35	T-32	1976	2,5	0,2	8,00%		0,00	0,00%		0,00	0,00%	
51	ПС 35 кВ Конзавод	35	T-31	1985	4	1,3	1,40%	--	1,61	40,25%	--	2,28	57,06%	--
52	ПС 35 кВ Красный Восток	35	T-31	1989	4	0,9	22,50%	22,50%	0,04	1,03%	33,44%	0,04	1,01%	33,63%
		35	T-32	1989	4	0	0,00%		1,30	32,41%		1,30	32,62%	
53	ПС 35кВ Кубан-Халк	35	T-31	1980	4	1,6	40,00%	40,00%	2,16	54,04%	55,24%	2,18	54,44%	55,62%
		35	T-32	1980	4	0	0,00%		0,05	1,20%		0,05	1,19%	
54	ПС 35 кВ Николаевская	35	T-31	1987	2,5	1,1	44,00%	44,00%	1,43	57,09%	58,34%	1,44	57,48%	58,71%
		35	T-32	1979	2,5	0	0,00%		0,03	1,25%		0,03	1,23%	
55	ПС 35 кВ Новая-Джегута	35	T-31	1980	2,5	1,5	60,00%	60,00%	0,03	1,28%	70,59%	0,03	1,26%	71,06%
		35	T-32	1980	2,5	0	0,00%		1,73	69,31%		1,74	69,79%	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.1.6

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Полная мощность тр-ра Сном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗРД 2018 %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %
56	ПС 35 кВ Первомайская	35	T-31	1967	4	0	0,00%	45,00%	0,00	0,00%	54,82%	0,00	0,00%	55,05%
		35	T-32	1982	4	1,8	45,00%		2,19	54,82%		2,20	55,05%	
57	ПС 35 кВ Полевая	35	T-31	1980	2,5	0,2	8,00%	--	0,30	11,86%	--	0,30	11,92%	--
58	ПС 35 кВ Псаучье-Дахе	35	T-31	1974	4	0	0,00%	22,50%	1,17	29,16%	30,29%	1,17	29,36%	30,48%
		35	T-32	1993	4	0,9	22,50%		0,05	1,14%		0,04	1,12%	
59	ПС 35 кВ Ратан	35	T-31	1982	4	1,2	30,00%	--	1,62	40,44%	--	1,63	40,81%	--
60	ПС 35 кВ Романтик	35	T-31	2014	16	0,0	0,00%	22,50%	0,09	0,58%	25,63%	0,09	0,58%	25,89%
		35	T-32	2014	16	3,6	22,50%		4,01	25,05%		4,05	25,31%	
61	ПС 35 кВ Терезе	35	T-31	1994	2,5	0	0,00%	92,00%	0,00	0,00%	95,31%	0,00	0,00%	95,77%
		35	T-32	1994	2,5	2,3	92,00%		2,38	95,31%		2,39	95,77%	
62	ПС 35 кВ Учкулан	35	T-31	1978	2,5	1,5	60,00%	--	1,70	68,11%	--	1,72	68,96%	--
63	ПС 35 кВ Худес	35	T-31	1978	2,5	0	0,00%	--	0,03	1,32%	--	0,03	1,31%	--
64	ПС 35 кВ Электроизолит	35	T-31	1984	4	0,3	7,50%	--	0,37	9,26%	--	0,37	9,33%	--
65	ПС 35 кВ Эльтаркач	35	T-31	1980	2,5	0,4	16,00%	--	0,60	24,15%	--	0,61	24,30%	--
66	ПС 35 кВ Эрсакон	35	T-31	1986	6,3	0,5	7,94%	22,50%	0,95	15,03%	34,64%	0,95	15,13%	34,86%
		35	T-32	1983	4	0,4	10,00%		0,44	10,97%		0,44	11,03%	
67	ПС 35 кВ Эшакон	35	T-31	1982	1,6	0,2	12,50%	12,50%	0,00	0,00%	13,55%	0,00	0,00%	13,59%
		35	T-32	1987	1,6	0	0,00%		0,22	13,55%		0,22	13,59%	
	Новые ПС													
68	ПС 110 кВ Технопарк	110	T-1	2019	40	--	--	--	0,58	1,45%	2,8%	2,55	6,38%	12,75%
		110	T-2	2019	40	--	--		0,54	1,35%		2,55	6,38%	
69	ПС 110 кВ Свобода	110	T-1	2021	40	--	--	--	--	--	--	3,85	9,63%	19,25%
		110	T-2	2021	40	--	--		--	--		3,85	9,63%	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Анализ приведенных в таблице 4.1.6 данных показал, что нагрузка трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ в расчетный период (2020-2024 гг.) в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях за исключением ПС 110 кВ Северная, где при отключении одного из существующих трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает номинальную.

Подробно мероприятия по приведению установленной мощности трансформаторов на подстанциях энергосистемы республики в соответствие с их максимальной нагрузкой рассмотрены в разделе 4.3.2 «Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах».

4.2 Развитие электрических станций и оценка перспективной балансовой ситуации в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг.

4.2.1 Развитие электрических станций.

Прогноз развития генерирующих мощностей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период до 2024 года сформирован на основе материалов «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации.

Вводы генерирующих мощностей в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2019-2024 гг. планируются на малых ГЭС в объеме 79,1 МВт:

- ввод *Усть-Джегутинской МГЭС* установленной мощностью 5,6 МВт в 2019 г;
- ввод *Красногорской МГЭС-1* установленной мощностью 24,9 МВт в 2021 году;
- ввод *Красногорской МГЭС-2* установленной мощностью 24,9 МВт в 2022 году;
- ввод *Нижне-Красногорской МГЭС* установленной мощностью 23,7 МВт в 2023 году.

Строительство Усть-Джегутинской МГЭС ведется на водосбросе из Усть-Джегутинского водохранилища. МГЭС будет работать на постоянном санитарном пуске воды из водохранилища, а также будут использоваться холостые сбросы воды в период паводка. Ввод станции с двумя гидроагрегатами мощностью по 2,8 МВт каждый планируется на 2019 г. Усть-Джегутинская МГЭС согласно ТУ на ТП от 21.10.2016 № 627-р с изменениями №1 от 18.01.2017 г. и от 16.10.2018 г. присоединяется к шинам 6 кВ ПС 110 кВ Головная посредством двух ВЛ 6 кВ (протяженностью около 2,1 км каждая).

Строительство Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 и Нижне-Красногорской МГЭС предусмотрено СиПР ЕЭС России на период 2019-2025 годы.

Красногорские малая ГЭС-1 и ГЭС-2 располагаются на реке Кубань (806 км от устья), на территории Карачаево-Черкесской Республики, в Усть-Джегутинском муниципальном районе, около станицы Красногорская, на расстоянии 3,4 км ниже по течению реки от Зеленчукской ГАЭС и в 40 километрах южнее города Черкесска. ГЭС-1 и ГЭС-2 предполагают к использованию суммарный сток реки Кубань и рек Большого и Малого Зеленчуков, поступающего через Зеленчукскую ГАЭС. На каждой из ГЭС предусматривается установка двух гидроагрегатов мощностью по 12,45 МВт. Режим работы станций – «по водотоку». Перед сооружениями напорного фронта гидроузла обра-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
							53

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. интв. №
---------------	----------------	---------------

КВ ПС 110 кВ Главная посредством двух ВЛ 6 кВ (протяженностью около 2,1 км каждая). Строительство Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 и Нижне-Красногорской МГЭС предусмотрено СиПР ЕЭС России на период 2019-2025 годы. Красногорские малая ГЭС-1 и ГЭС-2 располагаются на реке Кубань (806 км от устья), на территории Карачаево-Черкесской Республики, в Усть-Джегутинском муниципальном районе, около станицы Красногорская, на расстоянии 3,4 км ниже по течению реки от Зеленчукской ГАЭС и в 40 километрах южнее города Черкесска. ГЭС-1 и ГЭС-2 предполагают к использованию суммарный сток реки Кубань и рек Большого и Малого Зеленчуков, поступающего через Зеленчукскую ГАЭС. На каждой из ГЭС предусматривается установка двух гидроагрегатов мощностью по 12,45 МВт. Режим работы станций – «по водотоку». Перед сооружениями напорного фронта гидроузла обра-		
---	--	--

зуется водохранилище, которое будет является контррегулятором Зеленчукской ГАЭС и по данным ПАО «РусГидро» обеспечит:

- увеличение выработки каскада Кубанских ГЭС на 230 млн. кВт.ч в год;
- повышение энергообеспеченности Карачаево-Черкесской Республики с минимальными для окружающей природной среды негативными воздействиями.

Нижне-Красногорская МГЭС расположена на 8-9 км ниже по течению реки от Зеленчукской ГАЭС. Режим работы станции – «по водотоку».

Установленная мощность электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2024 году составит 408,1 МВт, в том числе ГЭС (ГАЭС) – 382,1 МВт (93,6 % от суммарной установленной мощности), ТЭС – 26 МВт (6,4%).

Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2018-2024 гг. представлена в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1– Структура установленной мощности электростанций Карачаево-Черкесской Республики в 2018-2024 гг.

	2018 г. факт		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Всего	329,0	100	334,6	100,0	334,6	100,0	359,5	100,0	384,4	100,0	408,1	100,0	408,1	100,0
ГЭС	163,0	49,4	168,6	50,4	168,6	50,4	193,5	53,8	218,4	56,8	242,1	59,3	242,1	59,3
ГАЭС	140,0	42,7	140,0	41,8	140,0	41,8	140,0	38,9	140,0	36,4	140,0	34,3	140,0	34,3
ТЭС	26,0	7,9	26,0	7,8	26,0	7,8	26,0	7,3	26,0	6,8	26,0	6,4	26,0	6,4

Как видно из представленной таблицы, увеличение установленной мощности на уровне 2024 года относительно 2018 года составит 79,1 МВт. Доля ТЭС в суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики снизится с 7,9 % в 2018 году до 6,4 % на уровне 2024 года.

Перечень действующих и вводимых в период 2019-2024 гг. электростанций в Карачаево-Черкесской Республике приведен в таблице 4.2.2.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	54

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Таблица 4.2.2 – Перечень действующих и вводимых в период 2019-2024 гг. электростанций Карачаево-Черкесской Республики с указанием их установленной мощности и планируемой выработки электроэнергии

Наименование электростанций	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.	
	Установленная мощность, * МВт	Выработка электроэнергии, ** млн.кВт.ч	Установленная мощность, * МВт	Выработка электроэнергии, ** млн.кВт.ч	Установленная мощность, * МВт	Выработка электроэнергии, ** млн.кВт.ч	Установленная мощность, * МВт	Выработка электроэнергии, ** млн.кВт.ч	Установленная мощность, * МВт	Выработка электроэнергии, ** млн.кВт.ч	Установленная мощность, * МВт	Выработка электроэнергии, ** млн.кВт.ч
Всего	334,6	483	334,6	614	359,5	614	384,4	710	408,1	851	408,1	885
в т.ч.: ГЭС, всего	308,6	428	308,6	559	333,5	559	358,4	649	382,1	790	382,1	824
Зеленчукская ГАЭС	160	400	160	510	160	510	160	510	160	510	160	510
Эшаконская ГЭС	0,6	1	0,6	1	0,6	1	0,6	1	0,6	1	0,6	1
Новокарачаевская МГЭС	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9
МГЭС Усть-Джегутинская	5,6	9	5,6	30	5,6	30	5,6	30	5,6	30	5,6	30
МГЭС Б.Зеленчук	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9
Нижне-Красногорская МГЭС	-	0	-	0	-	0	-	0	23,7	51	23,7	85
Красногорская МГЭС-1	-	0	-	0	24,9	0	24,9	90	24,9	90	24,9	90
Красногорская МГЭС-2	-	0	-	0	-	0	24,9	0	24,9	90	24,9	90
ТЭС, всего	26	55	26	55	26	55	26	61	26	61	26	61
ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод» в п. Эркен-Шахар	16	10	16	10	16	10	16	15	16	15	16	15
Мини-ТЭЦ г. Черкесска	10	45	10	45	10	45	10	46	10	46	10	46

Примечания:*) – установленная мощность электростанций приведена на конец года.

**) – для действующих электростанций приведена среднегодовая выработка электроэнергии за последние пять лет, для новых электростанций – проектные данные. При планируемом в СиПР ЕЭС вводе МГЭС-1 31.12.2021 г. и МГЭС-2 31.12.2022 г. в выработке электроэнергии они учитываются со следующего за вводом года.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№	Подпись	Дата

4.2.2 Перспективные балансы мощности и электроэнергии Карачаево-Черкесской Республики в период до 2024 года.

Балансы мощности Карачаево-Черкесской энергосистемы на перспективу до 2024 года сформированы с учётом прогнозируемых уровней электропотребления, максимумов нагрузки и состава электростанций (таблица 4.2.3). Балансы мощности Карачаево-Черкесской энергосистемы сформированы:

- на час зимнего максимума – по проектным показателям Зеленчукской ГЭС-ГАЭС для декабря месяца: располагаемая мощность ГЭС (г/а № 1 и № 2) – 0 МВт, располагаемая мощность ГАЭС в генераторном режиме (г/а № 3 и № 4) – 140 МВт;

- для летнего максимума нагрузки – по показателям Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в последнюю декаду июня месяца: располагаемая мощность ГЭС (г/а № 1 и № 2) – 160 МВт, располагаемая мощность ГАЭС в генераторном режиме (г/а № 3 и № 4) – 140 МВт;

- с учетом генерации Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 с установленной мощностью по 24,9 МВт каждая, в летний максимум нагрузок полной установленной мощностью, в зимний максимум нагрузок в объеме 5МВт каждая. При планируемом в СиПР ЕЭС вводе МГЭС-1 31.12.2021 г. и МГЭС-2 31.12.2022 г. в балансах мощности они учитываются со следующего за вводом года;

- с учетом генерации Нижне-Красногорской МГЭС с 2023 года (планируемый ввод март 2023 г.) в летний максимум полной установленной мощностью, в зимний максимум нагрузок 5 МВт.

В таблицах 4.2.3 и 4.2.4 приведены балансы мощности соответственно на час зимнего и летнего максимума энергосистемы республики в период 2019-2024 гг.

Ограничения установленной мощности ТЭС в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики, связанные с техническим состоянием оборудования ТЭС, его конструктивными дефектами, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов и другими причинами, в зимний максимум нагрузки оцениваются величиной 16 МВт, в летний максимум нагрузки – 20 МВт.

Ограничения установленной мощности ГЭС в период 2019-2024 гг. в зимний максимум нагрузки оцениваются величиной 166-225 МВт, в летний максимум – 20 МВт (ограничения Зеленчукской ГЭС по условиям охраны водного бассейна).

Анализ приведенных в таблице 4.2.3 данных показал, что баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики при прогнозируемых уровнях потребности в мощности на весь рассматриваемый перспективный период в зимний максимум будет складываться с дефицитом 72-77,5 МВт (30-33,6 % от максимальной электрической нагрузки). В часы минимальной нагрузки (ночной провал) с учетом работы ГАЭС в режиме заряда дефицит мощности энергосистемы республики может достигать 290-310 МВт. Наименьший дефицит в часы максимальной нагрузки обусловлен работой Зеленчукской ГАЭС в генераторном режиме с выдачей 140 МВт.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 56
	Изм.				Кол. уч.	Лист	№	Подпись	Дата			

Таблица 4.2.3 – Баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на час зимнего максимума в 2019-2024 гг.

МВт

Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
I. Потребность						
Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы	226	230	233	236	239	242
Итого потребность	226	230	233	236	239	242
II. Покрытие						
Установленная мощность электростанций на конец года	334,6	334,6	359,5	384,4	408,1	408,1
в т.ч. ГЭС	168,6	168,6	193,5	218,4	242,1	242,1
ГАЭС	140	140	140	140	140	140
ТЭС	26	26	26	26	26	26
Ограничения мощности на максимум нагрузки	182	182	202	222	241	241
в т.ч. ГЭС	166	166	186	206	225	225
ГАЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	16	16	16	16	16	16
Располагаемая мощность	152,6	152,60	157,50	162,40	167,10	167,10
в т.ч. ГЭС	2,6	2,6	7,5	12,4	17,1	17,1
ГАЭС	140	140	140	140	140	140
ТЭС	10	10	10	10	10	10
Резерв мощности	-	-	-	-	-	-
ИТОГО покрытие:	152,6	152,6	157,5	162,4	167,1	167,1
ИЗЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	-73,40	-77,40	-75,50	-73,60	-71,90	-74,90

В летний период 2019-2024 гг. (таблица 4.2.4) энергосистема Карачаево-Черкесской Республики избыточна по мощности в течение суток, кроме «ночного провала нагрузки», когда осуществляется заряд ГАЭС. Наибольшие избытки мощности имеют место в часы максимальной нагрузки (3-4 часа) в 2019-2024 гг. будут достигать 110-175 МВт.

Покрытие дефицита мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний и летний периоды будет осуществляться за счет получения мощности из избыточной энергосистемы Ставропольского края.

Производство электроэнергии на гидроэлектростанциях и на тепловых электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики при формировании баланса электроэнергии в период 2019-2024 гг. принято по данным «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы».

Баланс электрической энергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период 2019-2024 гг. представлен в таблице 4.2.5.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Таблица 4.2.4 – Баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на час летнего максимума в 2019-2024 гг. (в МВт)

Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
I. Потребность						
Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы	164	167	169	171	173	175
Итого потребность	164	167	169	171	173	175
II. Покрытие						
Установленная мощность электростанций на конец года	334,6	334,6	359,5	384,4	408,1	408,1
в т.ч. ГЭС	168,6	168,6	193,5	218,4	242,1	242,1
ГАЭС	140	140	140	140	140	140
ТЭС	26	26	26	26	26	26
Ограничения мощности на максимум нагрузки	21,6	21,6	46,5	46,5	21,6	21,6
в т.ч. ГЭС	1,6	1,6	26,5	26,5	1,6	1,6
ГАЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	20	20	20	20	20	20
Располагаемая мощность	313	313	313	337,9	386,5	386,5
в т.ч. ГЭС	167	167	167	191,9	240,5	240,5
ГАЭС	140	140	140	140	140	140
ТЭС	6	6	6	6	6	6
Резерв мощности	40	40	40	40	40	40
ИТОГО покрытие:	273	273	273	297,9	346,5	346,5
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	109	106	104	126,9	173,5	171,5

Таблица 4.2.5 – Баланс электрической энергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период 2019-2024 гг.

Наименование показателей	Прогноз					
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	1413,5	1435,2	1449,8	1467,9	1486,1	1508,5
Итого потребность	1413,5	1435,2	1449,8	1467,9	1486,1	1508,5
Производство электроэнергии, млн. кВт.ч	483	614	614	710	851	885
в т.ч. ГЭС	349	481	481	571	711	745
ГАЭС	79	79	79	79	79	79
ТЭС	55	55	55	61	61	61
Дефицит (-), избыток (+)	-930,5	-821,2	-835,8	-757,9	-635,1	-623,5

Как видно из приведенных в таблице 4.2.5 данных, баланс электрической энергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. складывается с дефицитом. Дефицит электроэнергии в энергосистеме с учетом потребления на заряд Зеленчукской ГАЭС (142 млн. кВт.ч) составит в 2019 г. 930,5 млн. кВт.ч (65,8 % от потребности), снижаясь к 2024 году до 623,5 млн. кВт.ч в год (41,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. будет обеспечиваться из избыточной энергосистемы Ставропольского края.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

4.3 Разработка предложений по развитию и реконструкции электрических сетей напряжением 35, 110 кВ и выше в период 2020-2024 гг.

4.3.1 Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 35 кВ и выше.

Расчеты режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше выполнены исходя из следующих расчетных условий:

- расчетные нагрузки подстанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики приняты для уровня потребления энергосистемы в соответствии с Таблицей 4.1.4;
- реактивные нагрузки на шинах действующих подстанций 110 кВ принимались на основе анализа отчетных данных;

- величины межсистемных перетоков мощности увязаны с балансом мощности ОЭС Юга и расчетами по основной сети ОЭС Юга;

- генерация Зеленчукской ГАЭС и ее потребление при заряде в часы минимальной нагрузки приняты в соответствии с проектными показателями Зеленчукской ГАЭС:

- в зимний максимум и минимум нагрузки энергосистемы – по проектным показателям для декабря месяца: располагаемая мощность ГЭС (г/а № 1 и № 2) – 0 МВт, располагаемая мощность ГАЭС в генераторном режиме (г/а № 3 и № 4) – 140 МВт, потребление ГАЭС при заряде – 150 МВт;

- в летний максимум и минимум нагрузки энергосистемы – по показателям в последнюю декаду июня месяца: располагаемая мощность ГЭС (г/а № 1 и № 2) – 160 МВт, располагаемая мощность ГАЭС в генераторном режиме (г/а № 3 и № 4) – 140 МВт, потребление ГАЭС при заряде – 150 МВт;

- учтен ввод генерирующих мощностей согласно утвержденному СиПР ЕЭС России на период 2019-2025гг.:

- ввод Усть-Джегутинской МГЭС установленной мощностью 5,6 МВт в 2019 г. Усть-Джегутинская МГЭС согласно ТУ на ТП от 21.10.2016 № 627-р с изменениями №1 от 18.01.2017 г. и от 16.10.2018 г. присоединяется к шинам 6 кВ ПС 110 кВ Головная;

- ввод Красногорской малой ГЭС-1 установленной мощностью 24,9 МВт (2x12,45 МВт) в 2021 году;

- ввод Красногорской малой ГЭС-2 установленной мощностью 24,9 МВт (2x12,45 МВт) в 2022 году;

- ввод Нижне-Красногорской МГЭС установленной мощностью 23,7 МВт в 2023 году;

- генерация Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 с установленной мощностью по 24,9 МВт каждая, в соответствии с водно-энергетическими показателями учтена в режимах летних максимальных нагрузок полной установленной мощностью;

- присоединение Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 принято согласно разработанной схеме выдачи мощности: по 2-м КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-1 и Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-2 на шины 110 кВ Зеленчукской ГАЭС;

- присоединение Нижне-Красногорской малой ГЭС принято согласно Техническим условиям на технологическое присоединение от 19.01.2018 № 767р и предусматривает её подключение путем сооружения отпайки от опоры № 184 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км и отпайки от опоры № 55 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Генерация Красногорских малых ГЭС 1 и ГЭС 2 с установленной мощностью по 24,9 МВт каждая, в соответствии с водно-энергетическими показателями учтена в режимах летних максимальных нагрузок полной установленной мощностью; - присоединение Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 принято согласно разработанной схеме выдачи мощности: по 2-м КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-1 и Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-2 на шины 110 кВ Зеленчукской ГАЭС; - присоединение Нижне-Красногорской малой ГЭС принято согласно Техническим условиям на технологическое присоединение от 19.01.2018 № 767р и предусматривает её подключение путем сооружения отпайки от опоры № 184 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км и отпайки от опоры № 55 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС						
			Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ						Лист
									59
Изм.	Кол. уч.	Лист	№	Подпись	Дата				

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

ориентировочной протяженностью 2 км. На МГЭС устанавливаются три гидрогенератора установленной (максимальной) мощностью 9,95 МВт, 9,95 МВт и 5 МВт с номинальным напряжением 10,5 кВ с присоединением к КРУ 10 кВ;

- присоединение ПС 110 кВ Технопарк принято согласно Техническим условиям на технологическое присоединение (ТУ на ТП) 07.09.2016 № 611р и предусматривает установку двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Технопарк будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 54 ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218) ориентировочной протяженностью 0,4 км и отпайки от опоры № 83 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) ориентировочной протяженностью 0,1 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2019 г.;

- присоединение новой ПС 110 кВ Свобода принято согласно ТУ на ТП № 802р от 11.09.2018 с изменениями от 25.01.2019 г. и предусматривает установку двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Свобода будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 127 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126) ориентировочной протяженностью 0,045 км и отпайки от опоры № 11 ВЛ 110 кВ Северная - Холодмаш (Л-27) ориентировочной протяженностью 0,073 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2021 г.;

- режимы при плавке гололеда на КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко рассматриваются с нагрузкой на шинах 110 кВ на ПС 330 кВ Черкесск равной $32 + j19$, что соответствует потребляемой мощности устройствами плавки гололеда при проплавлении гололеда по всей длине ВЛ 330 кВ;

- для нормальной схемы сети напряжение на шинах питающих подстанций в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» необходимо обеспечивать в пределах 1,05 номинального;

- в послеаварийных режимах на стороне высокого напряжения понижающих подстанций необходимо обеспечивать такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение будет не ниже номинального.

Результаты расчетов в графическом виде представлены в Приложениях Д-И для этапов 2020- 2024 гг. и в табличном виде – в таблицах 4.3.1 - 4.3.2.

Учитывая незначительный прирост потребления Республики Карачаево-Черкессия (согласно материалам утвержденной «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы») порядка 3-4 МВт ежегодно, а также при незначительном изменении конфигурации сети 35-110 кВ, загрузка элементов сети 35-110 кВ энергосистемы незначительно отличается в период 2020-2024 гг. Для всех расчетных периодов характерны следующие выводы и рекомендации из анализов режимов 2020-2024 г.:

1. Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2020- 2024 гг. показал, что при отключении одного элемента электрической сети (линии электропередачи, автотрансформатора) загрузка оставшихся в работе элементов электрической сети 110 кВ и выше, а также уровни напряжения находятся в пределах допустимых значений. Нагруз-

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 60
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№	Подпись	Дата		

ка трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ в расчетный период (2020-2024 гг.) зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях за исключением ПС 110 кВ Северная, где при отключении одного из существующих трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает номинальную. Подробно мероприятия по приведению установленной мощности трансформаторов на ПС 110 кВ Северная в соответствие с их максимальной нагрузкой рассмотрены в разделе 4.3.2 «Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах».

2. Отключение ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко в часы зимних минимальных нагрузок при заряде ГАЭС может приводить в 2020 г. к перегрузке ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня на 8,9 % (см. Приложение Д-2.6), аналогичная картина происходит в 2024 г. (см. Приложение И-2.6), при этом происходит снижение напряжения на шинах 110 кВ Зеленчукской ГАЭС до 101 и 99 кВ. Для устранения перегрузки ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-25) устройствами АОПО на ПС 110 кВ Северная поэтапно отключаются ВЛ 110кВ Северная – Южная с отпайками (Л-095) и ВЛ 110кВ Черкесск– Северная (Л-097). Отключение данных ВЛ приводит к снижению напряжения на шинах 110 кВ Зеленчукской ГАЭС ниже напряжения уставки срабатывания устройств АОСН равной 87 кВ, отключающих поэтапно генераторы Г-3 и Г-4 на Зеленчукской ГАЭС работающих в насосном режиме. Отключение генератора Г-3 повышает напряжение до 85-83 кВ, отключение Г-4, повышает напряжение до 97-95 кВ в режимах 2020 и 2024 годах соответственно (см. Приложение Д-2.7 и И-2.7).

3. В режиме летних максимальных нагрузок 2022 года, когда Красногорская МГЭС-1 участвует в покрытии нагрузок, в нормальной схеме сети и при отключении одного элемента электрической сети нагрузка оставшихся в работе элементов электрической сети 110 кВ и выше, а также уровни напряжения находятся в пределах допустимых значений. В режимах летних максимальных нагрузок 2023 года при работе Красногорской МГЭС-2 и Нижне-Красногорской МГЭС в нормальной схеме сети, токовая нагрузка элементов сети не превышает длительно-допустимых величин. При отключении ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск происходит перегрузка 4-х отходящих от Зеленчукской ГАЭС ВЛ 110 кВ сверх длительно допустимой токовой нагрузки провода, но ниже аварийно-допустимой. Для исключения перегрузок в сети 110 кВ при выдаче полной мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2 (49,8 МВт) и Нижне-Красногорской МГЭС (23,7 МВт) в послеаварийном режиме, при отключении ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск требуется ограничение выдаваемой мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2, и Нижне-Красногорской МГЭС на 60 МВт, либо отключение генератора Г-3 на Зеленчукской ГАЭС (см. Приложение 3-3.2.1 и 3-3.2.2).

В соответствии с ТЗ на разработку СВМ Красногорских МГЭС в ремонтных схемах допускается снижение нагрузки Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2 для обеспечения параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений.

4. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск в режиме летних максимальных нагрузок 2020 – 2024 гг. в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-31), в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Ток Москвы (Л-143), в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144), в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Южная с отпайками (Л-42) и в других ремонтно-аварийных схемах в сети 110 кВ приводит к перегрузу ряда ВЛ 110 кВ в прилегающей сети (таблица 4.3.1-4.3.2). Выявленные перегрузы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы

Взам. инв. №							
	Подпись и дата						
Инв. № подл.							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
							61

Карачаево-Черкесской Республики ликвидируются устройствами АОПО ЛЭП 110 кВ, отходящих от Зеленчукской ГАЭС, реализующими управляющие воздействия на отключение Г-3 и/или Г-4 Зеленчукской ГАЭС (см. Приложение Д-3.10÷Д-3.13, И-3.6, И-3.7).

5. На Зеленчукской ГАЭС рассмотрены режимы при выводе в ремонт АТ-1 или Т-3, когда секционная перемычка между 1 и 2 секциями РУ 13,8 кВ позволяет скоммутировать оба генератора (Г-3 и Г-4) Зеленчукской ГАЭС либо через блочный трансформатор Т-3, либо через АТ-1. В таблице 4.3.1 и 4.3.2 и в графических приложениях приведены результаты расчетов с выдачей/приемом полной мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3 или через АТ-1. При аварийном отключении (выводе в ремонт) АТ-1 330/110/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС мощность блочного трансформатора Т-3 200 МВА обеспечивает выдачу/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС в энергосистему без ограничений.

При аварийном отключении (выводе в ремонт) Т-3 330/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС выдача/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС ограничивается мощностью обмотки низкого напряжения (НН) АТ-1 Зеленчукской ГАЭС (40 % от номинальной мощности АТ-1). Номинальный ток обмотки НН АТ-1 200 МВА Зеленчукской ГАЭС составляет 3347 А, а номинальный ток генератора Г-3 (Г-4) – 3447 А в генераторном режиме и 3439 А в двигательном режиме при номинальном $\cos \varphi$. Таким образом, при выводе в ремонт Т-3 Зеленчукской ГАЭС генератор Г-4 должен быть отключен.

Выполненные расчеты показали также, что аварийное отключение одного из элементов сети 110 и 330 кВ в схеме ремонта АТ-1 Зеленчукской ГАЭС с выдачей полной мощности обоих генераторов (Г-3 и Г-4) Зеленчукской ГАЭС не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики. При выводе в ремонт Т-3 330/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-4 выдача/приём полной мощности гидрогенератора Г-3 обеспечивается без ограничений.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
										62
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№	Подпись	Дата		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Таблица 4.3.1 – Токовая нагрузка АТ 330/110 кВ и наиболее загруженных ВЛ 330 и 110 кВ энергосистемы
Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки 2020 года

65

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ, А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС– Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Иль- енко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зелечукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – дли- тельно допустимый ток ВЛ с учетом оборудо- вания при токр. возд. =+10°С, для АТ – номи- нальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> 1564		<u>2АС-300</u> 1633		<u>2АС-300</u> 1564		<u>125 МВА</u> 219		<u>200 МВА</u> 350/3347**		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 517*		<u>АС-150</u> 517		<u>АС-120</u> 437	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
I. Зимний максимум нагрузок 2020 г. (Потребление ЭС КЧР 230 МВт)																						
Нормальная схема.	69,2	4,4	490,1	30,0	429,9	27,5	70,4	32,1	67,8	19,4	185,9	31,7	121,0	20,6	260,9	44,5	200,0	38,7	173,8	33,6	219,1	50,1
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		505,6	31,0	422,9	27,0	54,2	24,7	122,4	35,0	153,2	26,1	132,4	22,6	251,9	43,0	221,9	42,9	207,5	40,1	229,0	52,4
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	127,3	8,1	Откл.		102,2	6,5	43,4	19,8	34,6	9,9	143,6	24,5	71,3	12,2	410,3	70,0	169,2	32,7	127,2	24,6	161,6	37,0
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	42,5	2,7	165,3	10,1	Откл.		101,6	46,4	94,0	26,8	197,2	33,6	265,8	45,3	232,6	39,7	217,8	42,1	195,4	37,8	235,2	53,8
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	50,9	3,3	476,4	29,2	438,4	28,0	98,6	45,0	85,8	24,5	152,9	26,1	104,1	17,7	277,9	47,4	204,7	39,6	181,2	35,0	215,0	49,2
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	137,6	8,8	522,2	32,0	425,1	27,2	125,2	57,2	Откл.		312,4	53,3	79,9	13,6	309,4	52,8	118,7	22,9	51,8	10,0	181,0	41,4
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	64,4	4,1	487,9	29,9	430,3	27,5	66,0	30,1	72,4	20,7	Откл.		124,1	21,2	264,7	45,1	200,9	38,8	175,2	33,9	218,1	49,9
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская	84,0	5,4	483,0	29,6	433,3	27,7	73,6	33,6	52,2	14,9	191,4	32,6	120,4	20,5	261,3	44,6	Откл.		275,5	53,2	209,9	48,0
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	84,6	5,4	482,5	29,5	432,8	27,7	73,9	33,7	51,5	14,7	192,2	32,8	119,4	20,4	261,4	44,6	270,0	52,2	Откл.		208,4	47,7
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	81,1	5,2	488,9	29,9	431,0	27,6	75,9	34,7	55,5	15,8	164,2	28,0	117,3	20,0	264,5	45,1	208,4	40,3	187,0	36,1	220,4	50,4
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	81,5	5,2	486,5	29,8	431,8	27,6	74,6	34,1	54,9	15,7	225,1	38,4	118,6	20,2	264,4	45,1	209,2	40,4	187,8	36,3	220,7	50,5
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	47,4	3,0	475,9	29,1	438,2	28,0	Откл.		88,2	25,2	Откл.		107,9	18,4	283,5	48,3	204,9	39,6	181,7	35,1	214,5	49,1
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	61,1	3,9	469,1	28,7	458,2	29,3	88,3	40,3	75,3	21,5	231,6	39,5	Откл.		269,6	46,0	217,5	42,0	200,7	38,8	215,8	49,4
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	72,3	4,6	511,9	31,3	458,7	29,3	68,3	31,2	66,0	18,9	177,6	30,3	147,2	25,1	260,8	44,5	200,0	38,6	172,5	33,3	218,3	50,0
14 Откл. ВЛ 110кВ Невинномысская ГРЭС – Академическая (Л-222)	58,1	3,7	511,0	31,3	424,9	27,2	75,7	34,6	81,6	23,3	197,6	33,7	115,3	19,7	275,3	46,9	222,1	42,9	209,4	40,5	208,4	47,7
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 3 ГАЭС через Т-3)	242,3	15,5	447,0	27,4	455,1	29,1	129,3	59,1	Откл.		318,4	54,3	83,7	14,3	300,2	51,2	120,1	23,2	54,2	10,5	186,9	42,8
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	50,2	3,2	565,0	34,6	402,4	25,7	69,0	31,5	50,2	14,3	186,2	31,7	114,3	19,5	274,5	46,8	192,4	37,2	162,1	31,3	210,3	48,1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

63

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.1	66
---------------------------	----

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС – Новая Дерев- ня (Л-025)		КВЛ 110кВ Зелечукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длитель- но допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+10°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> 1564		<u>2АС-300</u> 1633		<u>2АС-300</u> 1564		<u>125 МВА</u> 219		<u>200 МВА</u> 350/3347**		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 517*		<u>АС-150</u> 517		<u>АС-120</u> 437	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
II. Зимний минимум нагрузок 2020г. (Потребление ЭС КЧР 172 МВт)																						
Нормальная схема	266,9	17,1	509,9	31,2	135,4	8,7	73,7	33,7	140,3	40,1	203,2	34,6	17,1	2,9	254,5	43,4	102,5	19,8	69,7	13,5	217,4	49,7
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		451,4	27,6	168,4	10,8	162,2	74,1	142,5	40,7	402,7	68,7	42,7	7,3	311,6	53,1	59,2	11,4	129,1	24,9	166,8	38,2
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	216,8	13,9	Откл.		247,3	15,8	39,2	17,9	97,5	27,8	146,2	24,9	38,1	6,5	415,3	70,8	77,9	15,0	61,9	12,0	156,1	35,7
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	272,9	17,4	425,6	26,1	Откл.		79,9	36,5	145,7	41,6	203,9	34,8	56,3	9,6	246,9	42,1	105,6	20,4	72,7	14,0	221,4	50,7
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	286,1	18,3	495,8	30,4	141,4	9,0	103,5	47,2	159,9	45,7	168,3	28,7	12,6	2,1	272,0	46,4	107,4	20,8	77,5	15,0	212,8	48,7
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	131,8	8,4	421,2	25,8	165,2	10,6	85,7	39,1	Откл.		228,7	39,0	25,8	4,4	245,3	41,8	93,2	18,0	56,0	10,8	223,6	51,2
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	272,0	17,4	507,6	31,1	135,5	8,7	68,9	31,5	145,8	41,7	Откл.		20,3	3,5	258,7	44,1	103,6	20,0	71,7	13,9	216,1	49,5
7 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	144,1	9,2	Откл.		Откл.		99,7	45,5	32,0	9,2	67,1	11,4	329,7	56,2	638,8	108,9	55,6	10,7	133,9	25,9	76,0	17,4
7.1 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Чер- кесск – Ильенко. Действие АОПО на ПС 110кВ Северная на откл. ВЛ 110кВ Л-95 и Л-97 и АОСН на Зеленчукской ГАЭС с от- ключением Г-3, Г-4	15	1	Откл.		Откл.		8	3,4	10	2,9	125	21,3	387	66,1	180	30,7	25	4,7	42	8,2	97	22,1
8 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	259,7	16,6	506,5	31,0	136,6	8,7	75,1	34,3	132,6	37,9	205,5	35,0	17,2	2,9	254,4	43,4	Откл.		121,7	23,5	213,3	48,8
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	261,6	16,7	507,2	31,1	136,2	8,7	74,9	34,2	134,5	38,4	205,2	35,0	17,1	2,9	254,4	43,4	130,4	25,2	Откл.		214,2	49,0
10. Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Юж- ная с отпайками (Л-042)	277,6	17,7	510,0	31,2	134,8	8,6	69,5	31,8	150,2	42,9	170,0	29,0	20,9	3,6	249,8	42,6	98,9	19,1	66,7	12,9	216,7	49,6

						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ										Лист	
																64	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата												

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС – Новая Дерев- ня (Л-025)		КВЛ 110кВ Зелечукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+10°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> 1564		<u>2АС-300</u> 1633		<u>2АС-300</u> 1564		<u>125 МВА</u> 219		<u>200 МВА</u> 350/3347**		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 517*		<u>АС-150</u> 517		<u>АС-120</u> 437	
	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%
II. Зимний минимум нагрузок 2020г. (Потребление ЭС КЧР 172 МВт)																						
11.Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	288,9	18,5	499,7	30,6	139,5	8,9	Откл.		162,8	46,5	Откл.		3,3	0,6	265,8	45,3	107,7	20,8	78,2	15,1	211,9	48,5
12. Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	307,7	19,7	496,7	30,4	141,6	9,1	88,1	40,2	181,2	51,8	288,2	49,1	Откл.		260,9	44,5	119,2	23,0	96,5	18,7	204,9	46,9
13.Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2–Майская (Л-147)	265,6	17,0	525,6	32,2	152,6	9,8	72,2	33,0	139,1	39,7	197,2	33,6	35,7	6,1	254,3	43,4	102,4	19,8	69,2	13,4	216,8	49,6
14. Откл. ВЛ 110кВ Невинномысская ГРЭС - Академическая (Л-222)	284,4	18,2	535,9	32,8	130,6	8,3	80,3	36,7	157,4	45,0	218,2	37,2	10,0	1,7	273,2	46,6	126,3	24,4	106,4	20,6	204,3	46,8
15. Рем.АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 ЗелГАЭС через Т-3)	263,8	16,9	506,8	31,0	135,1	8,6	80,9	37,0	Откл.		221,3	37,7	22,5	3,8	256,3	43,7	91,4	17,7	53,1	10,3	217,0	49,6

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.1

68

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Иль- енко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>2АС-300</u> <u>1250</u>		<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>125 МВА</u> <u>219</u>		<u>200 МВА</u> <u>350/3347**</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>396*</u>		<u>АС-150</u> <u>396</u>		<u>АС-120</u> <u>334</u>	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
III. Летний максимум нагрузок 2020г. (Потребление ЭС КЧР 167 МВт)																						
Нормальная схема.	230,3	19,2	85,2	6,8	145,7	12,2	32,8	15,0	107,5	30,7	87,3	19,5	100,5	22,4	86,0	19,2	185,6	46,9	217,4	54,9	151,8	45,4
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		85,8	6,9	111,9	9,4	73,1	33,4	117,2	33,5	177,9	39,6	142,6	31,8	100,3	22,4	276,5	69,8	353,9	89,4	183,2	54,8
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск.	225,7	18,9	Откл.		188,4	15,7	32,6	14,9	99,6	28,5	83,5	18,6	108,4	24,2	83,9	18,7	191,9	48,5	226,9	57,3	159,0	47,6
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	220,1	18,4	178,4	14,3	Откл.		39,3	18,0	98,6	28,2	89,4	19,9	144,2	32,1	82,5	18,4	191,4	48,3	224,1	56,6	156,0	46,7
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	226,2	18,9	85,0	6,8	149,5	12,5	45,0	20,5	104,7	29,9	70,6	15,7	97,3	21,7	93,3	20,8	186,8	47,2	219,2	55,4	150,5	45,0
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	128,6	10,7	33,9	2,7	122,3	10,2	32,1	14,7	Откл.		86,6	19,3	94,8	21,1	91,1	20,3	179,9	45,4	208,8	52,7	145,1	43,4
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	230,0	19,2	84,6	6,8	146,0	12,2	30,5	13,9	107,5	30,7	Откл.		101,1	22,5	87,7	19,5	185,7	46,9	217,6	54,9	151,5	45,3
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	245,3	20,5	92,7	7,4	148,3	12,4	35,4	16,2	122,5	35,0	92,4	20,6	99,7	22,2	87,8	19,6	Откл.		311,3	78,6	141,6	42,3
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	251,3	21,0	95,7	7,7	148,6	12,4	36,4	16,6	128,7	36,8	94,2	21,0	98,2	21,9	88,3	19,7	273,0	78,5	Откл.		136,8	40,9
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	261,3	21,8	90,6	7,2	147,3	12,3	41,9	19,1	138,6	39,6	104,2	23,2	91,0	20,3	92,6	20,6	205,8	52,0	249,2	62,9	154,2	46,1
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	244,3	20,4	78,5	6,3	135,6	11,3	42,8	19,5	121,4	34,7	177,0	39,4	84,4	18,8	93,5	20,8	227,6	57,5	293,9	74,2	294,6	88,1
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	226,2	18,9	87,6	7,0	150,7	12,6	Откл.		105,2	30,1	Откл.		102,2	22,8	106,1	23,6	186,8	47,2	219,2	55,4	150,8	45,1
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	263,5	22,0	97,0	7,8	166,6	13,9	53,2	24,3	142,4	40,7	129,6	28,9	Откл.		101,2	22,5	196,6	49,6	233,1	58,9	156,9	46,9
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	232,1	19,4	74,9	6,0	164,5	13,7	32,2	14,7	108,7	31,1	86,0	19,2	117,9	26,3	86,2	19,2	185,6	46,9	216,5	54,7	151,3	45,2
14 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	262,2	21,9	95,9	7,7	149,1	12,5	39,9	18,2	139,6	39,9	93,9	20,9	94,2	21,0	94,1	21,0	206,5	52,2	249,5	63,0	154,9	46,3
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)	239,0	20,0	89,4	7,2	145,9	12,2	32,8	15,0	Откл.		86,8	19,3	98,6	22,0	86,6	19,3	181,5	45,8	211,3	53,3	150,3	44,9
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	127,9	10,7	43,2	3,5	120,5	10,1	31,7	14,5	122,9	35,1	86,0	19,2	94,0	21,0	92,5	20,6	178,2	45,0	206,2	52,1	144,3	43,2
17 Рем. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск и откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	255,6	21,4	102,8	8,2	174,6	14,6	Откл		138,1	39,5	Откл.		Откл.		132,5	29,5	199,7	50,4	238,1	60,1	154,2	46,1
18 Рем. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко и откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	169,6	14,2	Откл.		Ремонт		84,9	38,8	44,3	12,6	117,9	26,3	261,8	58,3	141,4	31,5	231,7	58,5	282,0	71,2	200,5	60,0
																						Лист
																						66
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата														

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.1	69
---------------------------	----

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Иль- енко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – дли- тельно допустимый ток ВЛ с учетом обору- дования при токр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>2АС-300</u> <u>1250</u>		<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>125 МВА</u> <u>219</u>		<u>200 МВА</u> <u>350/3347**</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>396*</u>		<u>АС-150</u> <u>396</u>		<u>АС-120</u> <u>334</u>	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
19 Рем. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		Ремонт		127,5	10,7	63,7	29,1	117,5	33,6	159,0	35,4	146,2	32,6	115,7	25,8	278,7	70,4	356,9	90,1	185,0	55,3
20 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		93,0	7,4	112,9	9,4	78,1	35,7	117,2	33,5	192,2	42,8	146,1	32,6	105,7	23,5	Ремонт		513,3	129,6	171,0	51,1
20.1 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 330кВ Зе- ленчукская ГАЭС – Черкесск. Действие АОПО на Зелен- чукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	Откл.		92,6	7,4	87,4	7,3	29,5	13,5	0,0	0,0	82,6	18,4	92,6	20,6	97,9	21,8	Ремонт		309,9	78,3	133,2	39,8
21 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л- 143) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		99,0	7,9	106,3	8,9	73,5	33,6	117,2	33,5	375,7	83,7	134,1	29,9	111,6	24,9	357,6	90,3	478,8	120,9	200,2	59,9
22 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		96,2	7,7	112,2	9,4	80,1	36,6	117,2	33,5	197,9	44,1	146,0	32,5	108,1	24,1	443,8	112,1	Ремонт		162,8	48,7
23 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		99,7	8,0	107,9	9,0	75,8	34,6	117,2	33,5	126,5	28,2	137,7	30,7	111,5	24,8	357,6	90,3	477,1	120,5	198,5	59,4
23.1 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. Действие АОПО на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	Откл.		99,8	8,0	84,7	7,1	32,9	15,0	0,0	0,0	147,8	32,9	88,1	19,6	105,6	23,5	217,6	55,0	266,9	67,4	148,7	44,5
24 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. 1 шп. 110кВ ПС 110кВ Зеленчук	282,8	23,6	113,0	9,0	152,1	12,7	44,8	20,5	160,2	45,8	90,1	20,1	93,6	20,9	95,4	21,3	84,6	21,4	Ремонт		93,5	28,0

						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ						Лист	
												67	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата								

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.1

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Иль- енко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> <u>1196,8</u>		<u>2АС-300</u> <u>1249,6</u>		<u>2АС-300</u> <u>1196,8</u>		<u>125 МВА</u> <u>219</u>		<u>200 МВА</u> <u>350/3347**</u>		<u>АС-185</u> <u>448,8</u>		<u>АС-185</u> <u>448,8</u>		<u>АС-185</u> <u>448,8</u>		<u>АС-185</u> <u>396*</u>		<u>АС-150</u> <u>396</u>		<u>АС-120</u> <u>334,4</u>	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
25 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	315,2	26,3	102,2	8,2	151,4	12,6	58,5	26,7	193,1	55,2	146,7	32,7	76,8	17,1	105,5	23,5	243,7	61,6	307,8	77,7	158,3	47,3
26 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	292,3	24,4	106,6	8,5	152,0	12,7	47,3	21,6	170,1	48,6	196,9	43,9	88,4	19,7	97,9	21,8	316,0	79,8	Ремонт		136,9	40,9
27. Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	282,4	23,6	102,3	8,2	151,4	12,6	45,4	20,7	159,9	45,7	187,4	41,8	90,7	20,2	97,0	21,6	Ремонт		362,5	91,5	142,8	42,7
28 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	296,0	24,7	117,8	9,4	155,9	13,0	44,2	20,2	173,7	49,6	108,4	24,1	95,2	21,2	93,1	20,7	Откл.		Ремонт		106,6	31,9
29 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	292,3	24,4	103,7	8,3	151,2	12,6	48,1	22,0	170,0	48,6	115,6	25,8	86,6	19,3	95,8	21,3	312,6	78,9	Ремонт		137,4	41,1
30 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	282,3	23,6	99,6	8,0	150,6	12,6	46,2	21,1	159,8	45,7	112,5	25,1	89,0	19,8	95,0	21,2	Ремонт		358,8	90,6	143,2	42,8
31 Рем. ВЛ 110кВ Эркент-Шахар – Новая Деревня (Л- 200) и откл. ВЛ 110кВ ГАЭС – Береговая (Л-26)	225,3	18,8	77,7	6,2	138,9	11,6	42,1	19,2	101,6	29,0	103,5	23,1	91,2	20,3	55,3	12,3	186,8	47,2	219,4	55,4	148,7	44,5
32 Рем. ВЛ 110кВ Усть-Джегута – Южная (Л-099) и откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	262,5	21,9	95,3	7,6	149,2	12,5	38,3	17,5	140,3	40,1	70,1	15,6	94,4	21,0	92,6	20,6	206,9	52,3	249,7	63,1	154,3	46,1
33 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Моск- вы (Л-143) и откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	316,1	26,4	105,0	8,4	152,3	12,7	57,2	26,1	194,1	55,5	87,4	19,5	78,2	17,4	105,0	23,4	242,6	61,3	306,0	77,3	159,1	47,6
34 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	239,3	20,0	95,65	7,7	146,4	12,2	34,69	15,8	Откл.		91,6	20,4	89,4	19,9	87,0	19,4	310,5	78,4	Откл.		138	41,3

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.1

71

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ, А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4-Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л1-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л1-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л1-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л1-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л1-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л1-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+25°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> 1360		<u>2АС-300</u> 1420		<u>2АС-300</u> 1360		<u>125 МВА</u> 219		<u>200 МВА</u> 350/3347**		<u>АС-185</u> 510		<u>АС-185</u> 510		<u>АС-185</u> 510		<u>АС-185</u> 450*		<u>АС-150</u> 450		<u>АС-120</u> 380	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
IV. Летний минимум нагрузок 2020г. (Потребление ЭС КЧР 107 МВт)																						
Нормальная схема	236,0	17,4	248,4	17,5	92,2	6,8	54,7	25,0	105,9	30,3	147,0	28,8	21,6	4,2	88,6	17,4	32,7	7,3	22,0	4,9	105,4	27,7
1 Откл. ВЛ330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл		202,1	14,2	62,9	4,6	132,1	60,3	140,9	40,3	322,6	63,2	70,3	13,8	138,1	27,1	73,6	16,4	138,9	30,9	62,1	16,3
2 Откл. ВЛ330кВ ГЭС-4 – Черкесск	212,8	15,6	Откл		258,1	19,0	28,0	12,8	79,7	22,8	107,2	21,0	46,3	9,1	167,4	32,8	15,7	3,5	24,6	5,5	75,8	19,9
3 Откл. КВЛ330кВ Черкесск – Ильенко	230,9	17,0	318,2	22,4	Откл		48,1	22,0	100,6	28,7	142,9	28,0	51,1	10,0	96,5	18,9	28,6	6,4	18,0	4,0	101,4	26,7
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	250,5	18,4	237,3	16,7	86,3	6,3	76,9	35,1	120,7	34,5	121,1	23,7	34,4	6,7	102,7	20,1	36,1	8,0	27,1	6,0	101,8	26,8
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	132,5	9,7	166,5	11,7	68,9	5,1	52,9	24,2	Откл		139,3	27,3	10,2	2,0	72,2	14,2	46,7	10,4	39,9	8,9	117,1	30,8
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л1-217)	240,0	17,6	246,4	17,4	91,8	6,7	51,3	23,4	110,1	31,5	Откл		19,5	3,8	92,2	18,1	33,3	7,4	23,1	5,1	104,3	27,4
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л1-031)	233,4	17,2	247,3	17,4	91,6	6,7	55,2	25,2	103,3	29,5	147,8	29,0	21,6	4,2	88,7	17,4	Откл.		38,1	8,5	103,7	27,3
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л1-144)	234,3	17,2	247,6	17,4	91,8	6,8	55,1	25,1	104,1	29,8	147,6	28,9	21,5	4,2	88,7	17,4	41,1	9,1	Откл.		104,3	27,4
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л1-143)	248,4	18,3	249,7	17,6	93,1	6,8	50,0	22,8	117,9	33,7	166,8	32,7	18,0	3,5	85,8	16,8	26,6	5,9	19,5	4,3	104,1	27,4
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л1-042)	245,8	18,1	249,3	17,6	92,8	6,8	50,9	23,3	115,3	32,9	116,6	22,9	18,6	3,6	85,4	16,7	27,5	6,1	19,9	4,4	104,6	27,5
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	252,7	18,6	237,8	16,7	87,1	6,4	Откл		123,1	35,2	Откл		33,8	6,6	102,7	20,1	36,3	8,1	27,7	6,1	101,2	26,6
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	269,7	19,8	240,1	16,9	92,3	6,8	68,3	31,2	139,4	39,8	224,9	44,1	Откл		99,0	19,4	42,9	9,5	38,3	8,5	95,4	25,1
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л1-147)	235,2	17,3	259,1	18,2	80,6	5,9	53,7	24,5	105,1	30,0	142,2	27,9	10,7	2,1	88,8	17,4	32,6	7,2	21,3	4,7	104,9	27,6
14 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)	269,7	19,8	256,2	18,0	99,5	7,3	47,2	21,6	Откл		129,8	25,5	14,3	2,8	83,6	16,4	44,6	9,9	36,7	8,2	110,4	29,0
15 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	122,0	9,0	166,1	11,7	64,7	4,8	55,4	25,3	122,0	34,9	144,7	28,4	14,6	2,9	74,0	14,5	41,7	9,3	33,5	7,5	114,9	30,2

Примечания: 1. Токовая перегрузка ВЛ в расчетных режимах выделена цветом, токовая загрузка ВЛ указана в амперах (А) и в процентах (%) от длительно допустимого тока.
2. *) – токовая нагрузка ограничивается: для ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГЭС– Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л1-031)– допустимой токовой нагрузкой ошиновки ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Карачаевск, выполненной проводом АС-150.
3 **) – в режимах с отключением Т-3 330/13,8 кВ на Зеленчукской ГЭС выдача/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 ограничивается номинальным током обмотки НН АТ-1 330/110/13,8кВ мощностью 200 МВА Зеленчукской ГЭС (40 % от номинальной мощности АТ-1), номинальная токовая нагрузка обмотки НН = 3347А, что требует ограничение полной мощности (генерации/зарядки) станции на 70-80 МВт.(т.е. отключение Г-4).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

69

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Таблица 4.3.2 – Токовая нагрузка АТ 330/110 кВ и наиболее загруженных ВЛ 330 и 110 кВ энергосистемы
Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки 2024 года

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ330кВ Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ВЛ330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ330кВ Черкесск - Иль- енко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зелечукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – дли- тельно допустимый ток ВЛ с учетом оборудо- вания при токр. возд. =+10°С, для АТ – номи- нальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> 1564		<u>2АС-300</u> 1633		<u>2АС-300</u> 1564		<u>125 МВА</u> 219		<u>200 МВА</u> 350/3347**		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 517*		<u>АС-150</u> 517		<u>АС-120</u> 437	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
I. Зимний максимум нагрузок 2024 г. (Потребление ЭС КЧР 242 МВт)																						
Нормальная схема.	125,2	8,0	474,1	29,0	495,5	31,7	62,9	28,7	27,4	7,8	165,8	28,3	146,6	25,0	255,7	43,6	223,5	43,2	207,6	40,1	224,8	51,4
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		505,7	31,0	480,1	30,7	42,1	19,2	122,2	34,9	127,0	21,7	168,8	28,8	239,7	40,9	268,5	51,9	276,9	53,5	244,4	55,9
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	181,4	11,6	Откл.		179,0	11,4	44,7	20,4	52,7	15,1	134,9	23,0	99,0	16,9	397,4	67,8	192,0	37,1	158,1	30,6	169,5	38,8
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	89,9	5,7	105,7	6,5	Откл.		97,6	44,6	45,3	13,0	177,6	30,3	313,0	53,4	224,3	38,2	244,7	47,3	233,3	45,1	243,2	55,6
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	109,7	7,0	462,6	28,3	502,8	32,1	88,0	40,2	39,1	11,2	136,2	23,2	133,0	22,7	270,4	46,1	227,5	44,0	213,8	41,3	221,4	50,7
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	140,3	9,0	520,1	31,8	482,5	30,8	95,5	43,6	Откл.		239,9	40,9	118,2	20,1	289,3	49,3	170,1	32,9	127,5	24,7	197,5	45,2
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	121,7	7,8	472,4	28,9	495,9	31,7	59,0	27,0	31,2	8,9	Откл.		149,0	25,4	259,0	44,2	224,1	43,3	208,6	40,3	224,1	51,3
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ка- рачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-31)	142,4	9,1	466,2	28,5	499,5	31,9	66,8	30,5	26,4	7,5	172,5	29,4	145,9	24,9	256,5	43,7	Откл.		320,9	62,1	214,2	49,0
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	144,5	9,2	465,1	28,5	499,1	31,9	67,3	30,7	28,2	8,1	173,5	29,6	144,6	24,7	256,6	43,7	307,0	59,3	Откл.		211,6	48,4
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	147,7	9,4	472,1	28,9	497,6	31,8	72,5	33,1	28,4	8,1	140,2	23,9	139,6	23,8	262,4	44,7	238,5	46,1	231,6	44,8	227,2	52,0
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	146,0	9,3	469,3	28,7	498,3	31,9	70,2	32,1	27,4	7,8	227,7	38,8	141,9	24,2	262,4	44,7	238,4	46,1	230,7	44,6	227,2	52,0
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	107,5	6,9	461,0	28,2	502,8	32,1	Откл.		41,8	11,9	Откл.		137,1	23,4	279,4	47,6	227,6	44,0	214,0	41,4	221,2	50,6
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	134,6	8,6	450,7	27,6	528,9	33,8	82,6	37,7	35,9	10,3	192,4	32,8	Откл.		264,2	45,1	241,3	46,6	234,2	45,3	226,0	51,7
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	128,3	8,2	497,0	30,4	526,1	33,6	61,0	27,8	27,1	7,7	158,5	27,0	174,4	29,7	255,7	43,6	223,4	43,2	206,1	39,9	224,0	51,3
14 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	146,4	9,4	466,0	28,5	499,3	31,9	67,9	31,0	27,7	7,9	197,8	33,7	143,7	24,5	257,9	44,0	237,5	45,9	229,4	44,4	227,9	52,2
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. Выдача мощ- ности Г-3 и Г-4 3 ГАЭС через Т-3)	243,7	15,6	444,4	27,2	511,9	32,7	99,5	45,4	Откл.		245,4	41,8	121,9	20,8	280,2	47,8	171,6	33,2	129,8	25,1	203,5	46,6
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	20,3	1,3	549,7	33,7	467,1	29,9	61,2	27,9	20,3	5,8	165,1	28,2	140,0	23,9	269,3	45,9	215,9	41,7	195,9	37,9	216,1	49,5

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.2	73
---------------------------	----

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ330кВ Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ВЛ330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ330кВ Черкесск - Иль- енко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС – Новая Дерев- ня (Л-025)		КВЛ110кВ Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – дли- тельно допустимый ток ВЛ с учетом оборудо- вания при токр. возд. =+10°С, для АТ – номи- нальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> 1564		<u>2АС-300</u> 1633		<u>2АС-300</u> 1564		<u>125 МВА</u> 219		<u>200 МВА</u> 350/3347**		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 517*		<u>АС-150</u> 517		<u>АС-120</u> 437	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
II. Зимний минимум нагрузок 2024г. (Потребление ЭС КЧР 181 МВт)																						
Нормальная схема	271,3	17,3	538,0	32,9	148,1	9,5	77,1	35,2	145,3	41,5	208,4	35,5	20,4	3,5	263,2	44,9	102,7	19,8	68,6	13,3	210,8	48,2
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		479,1	29,3	183,5	11,7	167,7	76,6	143,6	41,0	413,3	70,5	41,0	7,0	322,2	54,9	59,8	11,6	135,1	26,1	159,0	36,4
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	219,4	14,0	Откл.		250,8	16,0	40,6	18,5	100,2	28,6	148,9	25,4	38,0	6,5	433,4	73,9	75,5	14,6	62,6	12,1	145,6	33,3
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	278,7	17,8	440,5	27,0	Откл.		84,7	38,7	151,8	43,4	209,8	35,8	65,0	11,1	254,6	43,4	106,3	20,5	72,0	13,9	215,6	49,3
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	291,2	18,6	523,2	32,0	155,0	9,9	108,2	49,4	165,9	47,4	172,0	29,3	12,1	2,1	281,7	48,0	107,8	20,8	76,7	14,8	206,0	47,1
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	133,4	8,5	447,5	27,4	180,1	11,5	91,1	41,6	Откл.		238,6	40,7	28,1	4,8	255,4	43,5	90,6	17,5	50,4	9,7	216,4	49,5
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	276,5	17,7	535,6	32,8	148,2	9,5	72,1	32,9	151,0	43,1	Откл.		23,7	4,0	267,6	45,6	103,8	20,1	70,6	13,6	209,5	47,9
7 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	146,8	9,4	Откл.		Откл.		101,5	46,3	32,9	9,4	69,4	11,8	338,5	57,7	664,3	113,3	58,6	11,3	143,6	27,7	70,3	16,1
7.1 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко. Действие АОПО на ПС 110кВ Северная на откл. ВЛ 110кВ Л- 95 и Л-97 и АОСН на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	13,9	0,9	Откл.		Откл.		7,0	3,2	10,7	3,1	128,9	22,0	399,8	68,2	200,8	34,2	22,9	4,4	51,5	10,0	92,6	17,9
8 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубан- ская (Л-031)	264,2	16,9	534,6	32,7	149,4	9,5	78,5	35,9	137,7	39,3	210,7	35,9	20,4	3,5	263,1	44,9	Откл.		120,5	23,3	206,8	47,3
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	266,2	17,0	535,4	32,8	148,9	9,5	78,2	35,7	139,7	39,9	210,4	35,9	20,3	3,5	263,2	44,9	130,0	25,1	Откл.		207,9	47,6
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	282,4	18,1	538,2	33,0	147,4	9,4	72,8	33,2	155,6	44,4	174,4	29,7	24,2	4,1	258,4	44,1	99,1	19,2	66,3	12,8	210,1	48,1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	ВЛ 330кВ		ВЛ 330кВ		КВЛ 330кВ		ПС 330 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ		ВЛ 110 кВ		ВЛ 110 кВ		КВЛ 110кВ		ВЛ 110кВ		ВЛ 110кВ	
	Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ГЭС-4- Черкесск		Черкесск - Иль- енко		Черкесск АТ-301 330/110 кВ				Черкесск- Южная		Черкесск- Ильичевская		Невинномыс- ская ГРЭС – Новая Дерев- ня		Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская		Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР		Зеленчук- Сторожевая	
											(Л-217)		(Л-100)		(Л-025)		(Л-031)		(Л-144)		(Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – дли- тельно допустимый ток ВЛ с учетом оборудо- вания при токр. возд. =+10°С, для АТ – номи- нальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> 1564		<u>2АС-300</u> 1633		<u>2АС-300</u> 1564		<u>125 МВА</u> 219		<u>200 МВА</u> 350/3347**		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 586		<u>АС-185</u> 517*		<u>АС-150</u> 517		<u>АС-120</u> 437	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
II. Зимний минимум нагрузок 2024г.																						
(Потребление ЭС КЧР 181 МВт)																						
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	294,0	18,8	526,9	32,3	153,1	9,8	Откл.		168,8	48,2	Откл.		2,0	0,3	276,3	47,1	108,1	20,9	77,4	15,0	205,1	46,9
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	310,9	19,9	522,1	32,0	156,0	10,0	91,5	41,8	185,0	52,9	292,7	49,9	Откл.		269,3	45,9	119,7	23,1	95,6	18,5	198,9	45,5
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2–Майская(Л-147)	269,8	17,3	554,5	34,0	166,9	10,7	75,5	34,5	144,1	41,2	202,0	34,4	39,9	6,8	263,1	44,9	102,5	19,8	68,0	13,1	210,2	48,1
14 Откл. ВЛ 110кВ Невинномысская ГРЭС – Академическая (Л-222)	289,2	18,5	564,5	34,6	142,8	9,1	83,9	38,3	162,9	46,5	223,9	38,2	13,1	2,2	282,2	48,1	126,8	24,5	105,4	20,4	197,5	45,2
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. Выдача мощ- ности Г-3 и Г-4 3 ГАЭС через Т-3)	265,3	17,0	533,4	32,7	148,9	9,5	86,3	39,4	Откл.		231,1	39,4	24,7	4,2	266,4	45,4	88,7	17,1	47,4	9,2	209,7	48,0
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	160,7	10,3	456,1	27,9	177,2	11,3	77,6	35,4	160,7	45,9	206,2	35,2	28,2	4,8	249,0	42,5	109,4	21,1	77,4	15,0	220,4	50,4

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Иль- енко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>2АС-300</u> <u>1250</u>		<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>125 МВА</u> <u>219</u>		<u>200 МВА</u> <u>350/3347**</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>396*</u>		<u>АС-150</u> <u>396</u>		<u>АС-120</u> <u>334</u>	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
III. Летний максимум нагрузок 2024г. (Потребление ЭС КЧР 175 МВт)																						
Нормальная схема.	293,4	24,5	204,2	16,3	125,6	10,5	34,7	15,8	169,8	48,5	90,7	20,2	110,9	24,7	89,4	19,9	205,8	52,0	245,5	62,0	129,1	38,6
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		162,2	13,0	80,9	6,8	105,4	48,1	117,3	33,5	250,0	55,7	163,3	36,4	126,1	28,1	323,0	81,6	421,4	106,4	168,2	50,3
1.1 Рем. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск и откл. Г-3 на Зеленчукской ГАЭС	Откл.		119,0	9,5	74,5	6,2	74,6	34,1	117,5	33,6	177,9	39,6	138,3	30,8	107,8	24,0	273,3	69,0	346,6	87,5	146,9	43,9
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск.	275,4	23,0	Откл.		238,3	19,9	33,6	15,4	148,6	42,5	80,1	17,8	130,1	29,0	109,6	24,4	221,9	56,0	270,2	68,2	147,8	44,2
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	284,6	23,8	276,5	22,1	Откл.		37,8	17,2	162,7	46,5	91,7	20,4	144,9	32,3	88,6	19,7	210,3	53,1	250,7	63,3	132,2	39,5
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	293,2	24,5	202,6	16,2	129,0	10,8	47,6	21,7	171,2	48,9	72,7	16,2	111,8	24,9	96,6	21,5	206,0	52,0	245,7	62,0	128,6	38,5
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	134,1	11,2	116,9	9,4	100,8	8,4	45,6	20,8	Откл.		113,7	25,3	116,6	26,0	92,8	20,7	225,0	56,8	274,2	69,3	131,3	39,2
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	294,1	24,6	203,5	16,3	125,9	10,5	32,4	14,8	170,9	48,8	Откл.		110,9	24,7	91,1	20,3	205,7	51,9	245,3	62,0	129,1	38,6
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карача- евск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	310,2	25,9	212,6	17,0	127,9	10,7	36,5	16,7	186,7	53,4	94,7	21,1	110,1	24,5	91,7	20,4	Откл.		349,7	88,3	118,0	35,3
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	317,3	26,5	216,2	17,3	128,1	10,7	36,9	16,9	194,0	55,4	95,5	21,3	108,4	24,1	92,2	20,6	304,7	76,9	Откл.		112,6	33,7
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л- 143)	335,0	28,0	210,2	16,8	127,0	10,6	40,8	18,6	211,8	60,5	144,6	32,2	98,3	21,9	95,1	21,2	233,1	58,9	288,4	72,8	132,3	39,6
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с от- пайками (Л-042)	333,3	27,9	213,1	17,1	127,7	10,7	40,2	18,3	210,1	60,0	167,5	37,3	100,8	22,5	96,3	21,5	234,5	59,2	289,7	73,2	131,8	39,4
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	294,0	24,6	207,6	16,6	130,7	10,9	Откл.		172,5	49,3	Откл.		117,8	26,2	107,8	24,0	205,9	52,0	245,4	62,0	129,1	38,6
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	343,8	28,7	217,6	17,4	146,8	12,3	53,3	24,3	63,6	56,8	134,5	30,0	Откл.		104,3	23,2	216,1	54,6	259,5	65,5	137,8	41,2
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	295,2	24,7	193,4	15,5	143,4	12,0	34,7	15,8	171,3	49,0	92,2	20,5	127,9	28,5	89,3	19,9	205,7	52,0	244,6	61,8	128,8	38,5
14 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	334,8	28,0	217,5	17,4	128,9	10,8	39,4	18,0	211,7	60,5	86,0	19,2	102,8	22,9	95,9	21,4	233,1	58,9	287,4	72,6	132,9	39,7
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощ- ности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)	236,3	19,7	191,7	15,3	116,9	9,8	41,2	18,8	Откл.		106,2	23,7	120,1	26,8	92,9	20,7	226,6	57,2	276,7	69,9	135,9	40,6
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	189,5	15,8	137,3	11,0	102,1	8,5	33,6	15,4	185,8	53,1	88,1	19,6	104,8	23,4	93,0	20,7	198,5	50,1	234,5	59,2	122,1	36,5

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>2АС-300</u> <u>1250</u>		<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>125 МВА</u> <u>219</u>		<u>200 МВА</u> <u>350/3347**</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>396*</u>		<u>АС-150</u> <u>396</u>		<u>АС-120</u> <u>334</u>	
	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%	A	%
17 Рем. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск и откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	344,2	28,8	218,6	17,5	154,8	12,9	Откл.		226,1	64,6	Откл.		Откл.		133,4	29,7	217,1	54,8	260,8	65,9	136,9	40,9
18 Рем. КВЛ 330кВ Черкесск–Ильенко и откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4– Черкесск	203,7	17,0	Откл.		Ремонт		102,0	46,6	77,3	22,1	123,3	27,5	319,0	71,1	222,0	49,5	272,7	68,9	340,5	86,0	198,9	59,5
19 Рем. ВЛ 330кВ ГЭС-4– Черкесск и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС– Черкесск	Откл.		Ремонт		162,1	13,5	80,9	36,9	117,5	33,6	206,9	46,1	175,2	39,0	159,0	35,4	329,4	83,2	430,7	108,8	179,4	53,6
20 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС– Карача- евск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС– Черкесск	Откл.		170,6	13,7	80,8	6,7	111,0	50,7	117,3	33,5	266,3	59,3	167,2	37,3	133,4	29,7	Ремонт		607,9	153,5	153,9	46,0
21 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС– Ток Моск- вы (Л-143) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		162,6	13,0	71,8	6,0	103,3	47,2	117,2	33,5	513,6	114,4	152,0	33,9	138,2	30,8	429,4	108,4	584,8	147,7	190,2	56,9
21.1 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС– Ток Моск- вы (Л-143) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. Действие АОПО на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	Откл.		89,2	7,1	63,4	5,3	45,5	20,8	0,0	0,0	238,2	53,1	103,3	23,0	109,0	24,3	276,5	69,8	353,6	89,3	135,2	40,4
22 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС– Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС– Черкесск	Откл.		175,1	14,0	79,7	6,7	113,2	51,7	117,3	33,5	273,0	60,8	167,1	37,2	136,9	30,5	522,8	132,0	Ремонт		143,8	43,0
23 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС– Южная с отпайками (Л-042) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС– Черкесск	Откл.		167,6	13,4	73,6	6,1	106,7	48,7	117,2	33,5	115,3	25,7	156,7	34,9	135,9	30,3	428,0	108,1	580,6	146,6	187,7	56,1
24 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС– Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. 1 сш. 110кВ ПС 110кВ Зеленчук	354,0	29,6	237,2	19,0	131,3	11,0	44,0	20,1	230,8	66,0	102,3	22,8	104,0	23,2	100,4	22,4	89,6	22,6	Ремонт		71,1	21,3

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Переголки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Чер- кесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС- Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>2АС-300</u> <u>1250</u>		<u>2АС-300</u> <u>1197</u>		<u>125 МВА</u> <u>219</u>		<u>200 МВА</u> <u>350/3347**</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>448</u>		<u>АС-185</u> <u>396*</u>		<u>АС-150</u> <u>396</u>		<u>АС-120</u> <u>334</u>	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
25 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Моск- вы (Л-143) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	405,7	33,9	224,2	17,9	131,0	10,9	58,0	26,5	283,3	81,0	141,4	31,5	80,1	17,9	106,2	23,7	282,9	71,4	365,6	92,3	137,3	41,1
26 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	369,6	30,9	229,0	18,3	131,4	11,0	45,2	20,7	246,9	70,5	199,0	44,3	96,0	21,4	99,8	22,2	359,6	90,8	Ремонт		112,6	33,7
27 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	357,6	29,9	223,7	17,9	130,8	10,9	43,7	20,0	234,6	67,0	188,0	41,9	98,7	22,0	99,1	22,1	Ремонт		415,3	104,9	119,4	35,7
28 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	367,6	30,7	240,9	19,3	134,8	11,3	42,8	19,6	244,7	69,9	106,8	23,8	105,0	23,4	98,0	21,8	Откл.		Ремонт		80,2	24,0
29 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	317,3	26,5	216,2	17,3	128,1	10,7	36,9	16,8	194,0	55,4	95,5	21,3	108,4	24,2	92,2	20,5	304,7	76,9	Ремонт		112,6	33,7
30 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	359,0	30,0	220,4	17,6	130,0	10,9	44,6	20,3	236,0	67,4	153,6	34,2	96,1	21,4	97,7	21,8	Ремонт		412,6	104,2	120,0	35,9
31 Рем. ВЛ 110кВ Эркен-Шахар – Новая Деревня (Л- 200) и откл. ВЛ 110кВ ГАЭС – Береговая (Л-26)	290,7	24,3	201,8	16,1	120,2	10,0	43,7	19,9	166,5	47,6	106,3	23,7	105,0	23,4	58,3	13,0	207,0	52,3	247,4	62,5	126,9	37,9
32 Рем. ВЛ 110кВ Усть-Джегута – Южная (Л-099) и откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	337,7	28,2	216,8	17,4	129,1	10,8	37,7	17,2	215,0	61,4	70,7	15,8	102,0	22,7	94,5	21,1	228,3	57,6	279,2	70,5	133,8	40,0
33 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Моск- вы (Л-143) и откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	334,8	28,0	217,6	17,4	128,9	10,8	39,6	18,1	211,7	60,5	85,9	19,1	102,8	22,9	96,2	21,4	233,1	58,9	287,4	72,6	132,9	39,7
34 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	236,5	19,8	199,4	16,0	116,5	9,7	46,55	21,3	Откл.		120,5	26,9	122,3	27,3	98,2	21,9	356,97	90,1	Откл.		120,1	35,9

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС- Чер- кесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск- Южная (Л1-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск- Ильичевская (Л1-100)		ВЛ 110 кВ Невинно- мысская ГРЭС – Но- вая Деревня (Л1-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС- Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л1-031)		ВЛ 110кВ Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л1-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук- Сторожевая (Л1-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+25°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	<u>2АС-300</u> 1360		<u>2АС-300</u> 1420		<u>2АС-300</u> 1360		<u>125 МВА</u> 219		<u>200 МВА</u> 350/3347**		<u>АС-185</u> 510		<u>АС-185</u> 510		<u>АС-185</u> 510		<u>АС-185</u> 450*		<u>АС-150</u> 450		<u>АС-120</u> 380	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
IV. Летний минимум нагрузок 2024г. (Потребление ЭС КЧР 112 МВт)																						
Нормальная схема	238,5	17,5	270,0	19,0	87,2	6,4	57,3	26,2	109,5	31,3	149,8	29,4	22,1	4,3	94,0	18,4	38,5	8,5	34,0	7,6	102,5	27,0
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл		223,0	15,7	55,3	4,1	135,8	62,0	141,2	40,3	328,2	64,4	70,0	13,7	144,6	28,4	79,0	17,6	146,0	32,4	60,2	15,8
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	215,0	15,8	Откл		261,4	19,2	30,7	14,0	83,0	23,7	109,3	21,4	47,9	9,4	179,2	35,1	28,9	6,4	42,9	9,5	72,9	19,2
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	234,5	17,2	328,7	23,1	Откл		51,8	23,7	105,1	30,0	146,1	28,6	48,6	9,5	100,1	19,6	36,6	8,1	33,8	7,5	99,5	26,2
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	252,7	18,6	258,4	18,2	82,0	6,0	80,4	36,7	124,8	35,7	122,4	24,0	33,5	6,6	108,5	21,3	42,2	9,4	39,1	8,7	99,0	26,1
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	136,4	10,0	187,9	13,2	62,1	4,6	58,9	26,9	Откл		150,3	29,5	9,4	1,8	82,1	16,1	44,2	9,8	35,2	7,8	111,2	29,3
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л1-217)	242,0	17,8	267,9	18,9	87,0	6,4	53,7	24,5	113,7	32,5	Откл		20,5	4,0	97,6	19,1	39,3	8,7	35,5	7,9	101,5	26,7
7.Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л1-031)	236,1	17,4	268,7	18,9	86,7	6,4	57,8	26,4	106,8	30,5	150,5	29,5	21,9	4,3	94,1	18,4	Откл		52,2	11,6	100,7	26,5
8.Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л1-144)	237,2	17,4	269,0	18,9	86,9	6,4	57,6	26,3	107,7	30,8	150,4	29,5	21,7	4,3	94,1	18,5	51,1	11,4	Откл		101,1	26,6
9.Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л1-143)	250,5	18,4	271,0	19,1	88,1	6,5	53,2	24,3	120,5	34,4	165,7	32,5	18,5	3,6	91,6	18,0	36,2	8,0	37,5	8,3	101,5	26,7
10.Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л1-042)	248,9	18,3	270,6	19,1	87,9	6,5	53,6	24,5	119,1	34,0	123,4	24,2	18,8	3,7	90,9	17,8	36,3	8,1	37,3	8,3	101,8	26,8
11.Откл. 1 сцл. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	254,6	18,7	259,5	18,3	82,9	6,1	Откл		127,1	36,3	Откл		33,7	6,6	109,5	21,5	42,5	9,4	39,6	8,8	98,4	25,9
12.Откл. 2 сцл. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	270,0	19,9	258,8	18,2	87,2	6,4	71,0	32,4	141,2	40,3	223,1	43,8	Откл		103,6	20,3	49,7	11,0	50,0	11,1	93,9	24,7
13.Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л1-147)	237,7	17,5	280,8	19,8	77,2	5,7	56,2	25,7	108,7	31,1	144,5	28,3	14,0	2,7	94,1	18,4	38,5	8,5	33,9	7,5	102,1	26,9
14.Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)	272,9	20,1	278,2	19,6	91,1	6,7	53,5	24,4	Откл		141,5	27,7	13,6	2,7	93,4	18,3	42,2	9,4	32,0	7,1	104,5	27,5
15.Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	125,1	9,2	188,8	13,3	59,1	4,3	57,8	26,4	125,1	35,7	147,5	28,9	15,3	3,0	80,7	15,8	44,9	10,0	39,4	8,8	111,1	29,2

Примечания: 1. Токовая перегрузка ВЛ в расчетных режимах выделена цветом, токовая загрузка ВЛ указана в амперах (А) и в процентах (%) от длительно допустимого тока.
2. *) – токовая нагрузка ограничивается: для ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л1-031) – допустимой токовой нагрузкой ошиновки ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Карачаевск, выполненной проводом АС-150.
3. ***) – в режимах с отключением Т-3 330/13,8 кВ на Зеленчукской ГАЭС выдача/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 ограничивается номинальным током обмотки НН АТ-1 330/110/13,8кВ мощностью 200 МВА Зеленчукской ГАЭС (40 % от номинальной мощности АТ-1), номинальная токовая нагрузка обмотки НН = 3347А.

4.3.2 Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах.

4.3.2.1 Новое строительство электросетевых объектов.

В соответствии с «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2019-2025 годы» на территории Карачаево-Черкесской Республики не предусматривается вводов новых электросетевых объектов напряжением 330 кВ и выше.

Анализ функционирования энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах, включая ее внешние связи с ОЭС Юга напряжением 110 кВ и выше, и результатов балансовых и электрических расчетов показал, что для планируемого варианта развития энергосистемы в рассматриваемый прогнозный период отсутствует необходимость дополнительного развития электросетевых объектов напряжением 330 кВ и выше.

Для выдачи мощности **Усть-Джегутинской МГЭС** согласно ТУ на ТП от 21.10.2016 г. № 627-р с изменениями №1 от 18.01.2017 г. и от 16.10.2018 г. планируется сооружение на Усть-Джегутинской МГЭС КРУ-6 кВ с вакуумными выключателями и установка двух гидроагрегатов установленной мощностью по 2,8 МВт каждый с подключением их к КРУ-6 кВ. Для присоединения ГЭС к сети планируется сооружение двух КЛ 6 кВ (протяженностью около 2,1 км каждая) с подключением их к I СШ и II СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ Головная. Ввод станции планируется на 2019 г.

Для выдачи мощности **Красногорской малой ГЭС-1 и Красногорской малой ГЭС-2** в соответствии с разработанной схемой выдачи мощности предусмотрено строительство 2-х КВЛ 110 кВ: Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-1 и Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-2.

Для выдачи мощности **Нижне-Красногорской малой ГЭС** согласно Техническим условиям на технологическое присоединение от 19.01.2018 № 767р предусматривается сооружение отпайки от опоры № 184 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км и отпайки от опоры № 55 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км. На МГЭС устанавливаются три гидрогенератора установленной (максимальной) мощностью 9,95 МВт, 9,95 МВт и 5 МВт с номинальным напряжением 10,5 кВ с присоединением к КРУ 10 кВ.

Для электроснабжения технологического парка в Усть-Джегутинском районе сооружается **ПС 110 кВ Технопарк**. Согласно Техническим условиям на технологическое присоединение (ТУ на ТП) 07.09.2016 № 611р на ПС 110 кВ Технопарк предусматривается установка двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Технопарк будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 54 ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218) ориентировочной протяженностью 0,4 км и отпайки от опоры № 83 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) ориентировочной протяженностью 0,1 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2019 г.

Для электроснабжения энергопринимающих устройств жилого микрорайона с северной части г. Черкесска планируется сооружение **ПС 110 кВ Свобода**. Согласно ТУ на ТП № 802р от 11.09.2018 г. с изменениями от 25.01.2019 г. на ПС 110 кВ Свобода предусматривает установку двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	ется установка двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Технопарк будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 54 ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218) ориентировочной протяженностью 0,4 км и отпайки от опоры № 83 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) ориентировочной протяженностью 0,1 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2019 г.					
			Для электроснабжения энергопринимающих устройств жилого микрорайона с северной части г. Черкесска планируется сооружение ПС 110 кВ Свобода . Согласно ТУ на ТП № 802р от 11.09.2018 г. с изменениями от 25.01.2019 г. на ПС 110 кВ Свобода предусматривает установку двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ					
						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ		Лист
								77
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Свобода будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 127 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126 ориентировочной протяженностью 0,045 км и отпайки от опоры № 11 ВЛ 110 кВ Северная - Холодмаш (Л-27) ориентировочной протяженностью 0,073 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2021 г.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети напряжением 35 и 110 кВ показал также, что в период 2020-2024 гг. при прогнозируемом уровне потребления электроэнергии и мощности на территории республики строительство других новых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и 35 кВ, а также перевод объектов на более высокий класс напряжения, не требуется. Электроснабжение промышленных и социальных объектов, сооружаемых на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг. в соответствии с планируемым вариантом развития, может осуществляться по существующим сетям напряжением 35 и 110 кВ.

4.3.2.2 Мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению действующих электрических сетей напряжением 110 и 35 кВ.

Для устранения технологических рисков функционирования энергосистемы, «узких мест» в электрической сети напряжением 110 и 35 кВ на территории Карачаево-Черкесской Республики рассматриваются мероприятия по ее реконструкции и техническому перевооружению.

а) Мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей на территории Карачаево-Черкесской Республики, предусмотренные утвержденной инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»).

Техническое перевооружение ПС 110/6 кВ Головная

Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» предусмотрено техническое перевооружение ПС 110 кВ Головная по сети 6 кВ для технологического присоединения Усть-Джегутинской МГЭС в рамках утвержденных ТУ №627р на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 21.10.2016 с изменениями от 18.01.2017 и от 16.10.2018.

Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Преградная.

Подстанция является основным питающим центром Урупского района республики, в т.ч. Медногорского горнообогатительного комбината. На напряжении 35 кВ введена в эксплуатацию в 1969 г. Трансформаторы 110/35/6 кВ 2х25 МВА установлены в 1972 г. и 1974 г. Оборудование подстанции отработало нормативный срок, физически изношено и требует замены (согласно акту технического освидетельствования от 14.11.2016 г. – копия акта ТО трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Преградная приведена в Приложении Л-2).

Максимальная нагрузка подстанции в 2018 г. составляла 12,3 МВА. В соответствии с прогнозируемым ростом нагрузка подстанции в 2024г. увеличиться до 14,42 МВА.

Взам. инв. №		Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Преградная. Подстанция является основным питающим центром Урупского района республики, в т.ч. Медногорского горнообогатительного комбината. На напряжении 35 кВ введена в эксплуатацию в 1969 г. Трансформаторы 110/35/6 кВ 2х25 МВА установлены в 1972 г. и 1974 г. Оборудование подстанции отработало нормативный срок, физически изношено и требует замены (согласно акту технического освидетельствования от 14.11.2016 г. – копия акта ТО трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Преградная приведена в Приложении Л-2). Максимальная нагрузка подстанции в 2018 г. составляла 12,3 МВА. В соответствии с прогнозируемым ростом нагрузка подстанции в 2024г. увеличиться до 14,42 МВА.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
		Подпись и дата																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															

Реконструкция ПС 110 кВ Преградная предусматривается без увеличения мощности трансформаторов, выполняется их замена на новые 110/35/6 кВ мощностью 2х25 МВА.

Проведение реконструкции ПС 110 кВ Преградная предусмотрено инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» в 2023 г.

Техническое перевооружение ВЛ-35 кВ Бичесын – Поляна (Л-328).

Линия электропередачи введена в эксплуатацию в 1969 году на деревянных опорах и уже выработала свой ресурс. ВЛ 35 кВ Бичесын – Поляна обеспечивает резервным питанием часть потребителей Карачаевского района республики с суммарной нагрузкой около 13 МВт. Однако дальнейшая эксплуатация этой ВЛ без замены полностью изношенных деревянных опор и провода экономически нецелесообразна из-за существенных затрат на предупредительный, текущий и капитальный ремонты, на устранение аварий. При техническом перевооружении ВЛ 35 кВ Бичесын – Поляна предусматривается строительство практически новой ВЛ 35 кВ протяженностью 27,2 км взамен пришедшей в негодность. Техническое перевооружение ВЛ-35 кВ Бичесын – Поляна (Л-328) инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» предусмотрено в 2022 г.

б) Мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей на территории Карачаево-Черкесской Республики, не вошедшие в инвестиционную программу ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Выполненные расчеты режимов работы электрической сети не выявили «узких» мест в сети 110-330 кВ. Существующая пропускная способность ВЛ 35-110 кВ обеспечивает электроснабжение потребителей без их усиления на период 2020 - 2024 г., таким образом новое строительство (реконструкция) ВЛ 35-110 кВ не требуется. Нагрузка трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ в расчетный период (2020-2024 гг.) в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях за исключением ПС 110 кВ Северная, где при отключении одного из существующих трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает номинальную.

Мероприятия по устранению перегрузки существующего трансформатора, установленного на подстанции 110 кВ Северная.

В настоящее время на ПС 110/35/6 Северная установлены два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью Т-1 25 МВА и Т-2 20 МВА. Срок эксплуатации трансформаторов на 01.01.2019 года составил для Т-1 49 и для Т-2 52 лет. Трансформаторы отработали нормативный срок службы, при этом износ оборудования составил 196 % и 208 % соответственно, но при регулярно проводимых ремонтах они находятся в удовлетворительном техническом состоянии (акт ТО ПС 110 кВ Северная № 1/17 от 14.02.2017 г. приведен в Приложении Л-3). Согласно акту ТО ПС 110 кВ Северная разрешена дальнейшая эксплуатация ПС 110 кВ Северная, в том числе и трансформаторов, до 14.02.2022 года.

При анализе функционирования электрической сети энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 гг. (см. раздел 3 «Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Карачаево-Черкесской Республики») было отмечено, что уже при достигнутой в 2014-2018 гг. нагрузке на ПС 110 кВ Северная возможен перегруз трансформаторов в аварийном режиме зимних максимальных нагрузок при отключении трансформатора мощностью 25 МВА.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 79
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 4.3.3 - Максимальная загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Северная в режимные дни 2014-2018 гг.

Режимный день	Т-1 (ТДТН-25000/110)			Т-2 (ТДН-20000/110)		
	Максимальная загрузка тр-ра, S, МВА	Максимальная загрузка тр-ра, S, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме п-1, %	Максимальная загрузка тр-ра, S, МВА	Максимальная загрузка тр-ра, S, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме п-1, %
Зимний режимный день						
17.12.2014 г	7,5	30,0	83,6	13,4	67,0	104,5
16.12.2015 г	9,1	36,4	84,8	12,1	60,5	106,0
21.12.2016 г	8,7	34,8	91,6	14,2	71,0	114,5
20.12.2017 г	7,5	30,0	81,6	12,9	64,5	102,0
19.12.2018 г	7,8	31,2	89,2	14,5	72,5	111,5
Летний режимный день						
18.06.2014 г	16,1	64,4	64,4	0,0	0,0	80,5
17.06.2015 г	7,8	31,2	68,4	9,3	46,5	85,5
15.06.2016 г	7,9	31,6	69,6	9,5	47,5	87,0
21.06.2017 г	6,0	24,0	69,6	11,4	57,0	87,0
20.06.2018 г	8,2	32,8	70,0	9,3	46,5	87,5

Согласно таблицы 4.3.3 фактическая суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Северная в зимний режимный день 2017 г. составила 20,4 МВА, в зимний режимный день 2018 г. – 22,3 МВА. В случае отключения трансформатора Т-1 (большей мощности – 25 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 20 МВА составила бы соответственно 102 % и 111,5 %.

В период 2019-2021 гг., до ввода ПС 110 кВ Свобода, величина запрашиваемой мощности на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Северная с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок по ТУ на ТП менее 670 кВт и естественного роста потребления существующих потребителей оценивается в размере 1,0 МВт. С вводом новой ПС 110 кВ Свобода присоединение новых потребителей в прилегающем районе планируется к данной ПС 110 кВ, таким образом загрузка ПС 110 кВ Северная в период 2022-2024 гг. планируется на уровне 2021 г. Суммарная загрузка трансформаторов в зимний максимум 2024 г. ПС 110 кВ Северная составит 24,22 МВА (таблица 4.1.6), что в аварийном режиме при отключении трансформатора Т-1 (мощностью 25 МВА) вызывает перегрузку трансформатора Т-2 (мощностью 20 МВА) до 121,1 % от номинальной мощности.

Согласно «Требованиям к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» (Приложение № 1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81) коэффициент длительно допустимой перегрузки трансформаторов без ограничения деятельности составит для существующих трансформаторов на ПС 110 кВ Северная при температуре воздуха +10°C составит 1,08 (без повышенного износа изоляции) (таблица № 1 указанного «Требования...»). Коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформаторов при температуре воздуха +10°C составит 1,2 (с продолжительностью перегрузки от 20 мин до 1 часа) и 1,1 (с продолжительностью перегрузки от 4 час до 24 часа) (таблица № 6 указанного «Требования...»), а при температуре воздуха минус 10°C данный коэффициент составит 1,3 (с продолжительностью перегрузки до 24 часа).

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

80

Таким образом вышеуказанная перегрузка трансформатора Т-2 (мощностью 20 МВА) в режиме N-1 в 121,1 % позволяет ему работать с допустимой аварийной перегрузкой до 20 мин при температуре воздуха +10°C и до 24 ч при температуре воздуха минус 10°C.

Возможность перевода нагрузки с ПС 110 кВ Северная на другие ближайшие ПС 110 кВ, в том числе ПС 110 кВ Южная, на данный момент отсутствует. Так для перевода части нагрузок ПС 110 кВ Северная на ПС 110 кВ Южная потребуется установка переходных трансформаторов 10/6 кВ и строительство кабельных (воздушных) ЛЭП 10 кВ (см. Приложение Л-1).

Таким образом для исключения существующей перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Северная и обеспечения возможности осуществления надежного электроснабжения существующих потребителей, а также принимая во внимание срок эксплуатации существующих трансформаторов рекомендуется в период 2022 – 2024 гг., после ввода новой ПС 110 кВ Свобода и прохождения следующего технического освидетельствования ПС 110 кВ Северная, произвести замену трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 20 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА.

Проведение реконструкции ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов не предусмотрено утвержденной инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше на период до 2024 года с учетом предлагаемых в рамках данной работы мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов приведена в Приложении Б.

Принципиальная схема электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на 2024 г. с учетом предлагаемых в рамках данной работы мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов приведена в Приложении В.

4.3.3 Анализ баланса реактивной мощности.

Рекомендации по объёму средств компенсации реактивной мощности.

По состоянию на 01.01.2019 г. на подстанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики отсутствуют средства компенсации реактивной мощности.

При расчете режимов для определения условий регулирования и поддержания напряжения в сети 35-330 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики, приняты следующие расчетные условия:

- приём реактивной мощности турбогенераторами ТЭС не допускается;
- для генераторов АЭС мощностью 1000 МВт обеспечивается выдача реактивной мощности в сеть не менее 150 Мвар;
- на Зеленчукской ГАЭС гидрогенераторы Г-1 и Г-2 (2 x 80 МВт) работают на выдачу реактивной мощности; обратимые гидрогенераторы Г-3 и Г-4 (2 x 70/78 МВт) работают, как на приём, так и на выдачу реактивной мощности;
- малые ГЭС на территории Карачаево-Черкесской Республики участвуют в покрытии графиков электроэнергии и мощности в летние периоды;
- наибольшие расчетные напряжения должны быть ниже максимальных рабочих значений для сети 500 кВ – на 1 % (520 кВ), для сети 330 кВ и ниже – на 2,5 %: 354 кВ, 246 кВ, 123 кВ и 40 кВ;
- в нормальных режимах количество шунтирующих реакторов, дискретно регулируемых БСК, а также коэффициенты трансформации автотрансформаторов в сети 220-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	81

500 кВ в течение одного суточного цикла изменения нагрузки энергосистемы (суточный максимум / минимум нагрузки) принимаются неизменными;

- расчётные реактивные нагрузки на шинах 6-10 кВ действующих подстанций 35-330 кВ в максимум энергосистемы приняты с учетом анализа отчётных данных для режимных дней, для новых подстанций – исходя из максимального $\text{tg } \varphi$, заданного в технических условиях на технологическое присоединение подстанции к сети, при отсутствии таких данных – исходя $\text{tg } \varphi = 0,4$.

Анализ результатов расчетов показал, что в нормальной схеме напряжение в электрической сети обеспечивается:

- в режимах зимних максимальных нагрузок 2020 г. в пределах 340 кВ, 113-118 кВ и 35-38 кВ, в режимах летних максимальных нагрузок в пределах 339 кВ, 113-118 кВ и 36-39 кВ;

- в режимах зимних максимальных нагрузок 2024 года в пределах 338-339 кВ, 111-118 кВ и 35-38 кВ, в режимах летних максимальных нагрузок в пределах 338 кВ, 114-118 кВ и 36-39 кВ;

- в режимах зимних минимальных нагрузок 2020 года в пределах 344-346 кВ, 114-121 кВ и 37-40 кВ, в режимах летних минимальных нагрузок в пределах 341-343 кВ, 114-120 кВ и 38-40 кВ;

- в режимах зимних минимальных нагрузок 2024 года в пределах 343-345 кВ, 114-121 кВ и 37-39 кВ, в режимах летних минимальных нагрузок в пределах 340-342 кВ, 114-120 кВ и 38-40 кВ.

В послеаварийных режимах на шинах 330, 110 и 35 кВ в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики напряжение обеспечивается в зимний максимум нагрузок 2020 и 2024 года не ниже 330, 107 и 32 кВ, в летний максимум нагрузок 2020 и 2024 года – не ниже 334, 112 и 36 кВ.

В таблице 4.3.3 приведены балансы реактивной мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в характерных режимах 2020 и 2024 годов.

Баланс реактивной мощности в зимний максимум нагрузок 2020 и 2024 годах обеспечивается на 46-42 % за счет генерации ВЛ при 27-29 % внешних перетоков реактивной мощности и на 27-29 % генераторами Зеленчукской ГАЭС, в зимний минимум нагрузок 2020 и 2024 годов – на 57-54 % за счет генерации ВЛ при 25-24 % внешних перетоков реактивной мощности и на 17-22 % генераторами Зеленчукской ГАЭС. В летний максимум нагрузок 2020 и 2024 годов баланс реактивной мощности обеспечивается на 43-40 % за счет генерации ВЛ при 40-37 % внешних перетоков реактивной мощности и на 16-24 % генераторами Зеленчукской ГАЭС, в летний минимум нагрузок 2020 и 2024 годов – на 85-81 % за счет генерации ВЛ при 15-19 % внешних перетоков реактивной мощности.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
								82
и на 16-24 % генераторами Зеленчукской ГАЭС, в летний минимум нагрузок 2020 и 2024 годах – на 85-81 % за счет генерации ВЛ при 15-19 % внешних перетоков реактивной мощности.								

Таблица 4.3.4 – Баланс реактивной мощности энергосистемы
Карачаево-Черкесской Республики в 2020 и 2024 год, *Мвар*

Наименование	2020 г.				2024 г.			
	Зима		Лето		Зима		Лето	
	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин
Потребность								
Нагрузка потребителей	105	81	75	51	111	86	79	54
Потери	64	60	65	39	74	64	77	41
Передача	0	0	0	0	0	0	0	0
Зеленчукская ГАЭС	0	0	43	4	0	0	44	4
Итого потребность	169	141	183	94	185	150	200	99
Покрытие								
Зеленчукская ГАЭС	46	24	30	0	53	33	48	0
МГЭС	-	-	0	0	-	-	0	0
Генерация ВЛ	78	81	79	80	78	81	79	80
Получение	45	36	74	14	54	36	73	19
Итого покрытие	169	141	183	94	185	150	200	99
Баланс избыток (+), дефицит (-)	0	0	0	0	0	0	0	0

Как видно из приведенных в таблице 4.3.4 балансы реактивной мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики 2020 и 2024 годов в одни и те же сезонные периоды практически идентичны. В зимние максимумы нагрузки покрытие в потребности реактивной мощности в основном обеспечивается за счёт генерации ВЛ – 46-42 %, остальное, за счёт внешних перетоков реактивной мощности – 27-29 % и генераторами Зеленчукской ГАЭС – 27-29 %, в зимний минимум нагрузок покрытие за счёт генерации ВЛ 57-54 %, остальное, за счёт внешних перетоков реактивной мощности – 25-24 % и генераторами Зеленчукской ГАЭС – 17-22 %. Такая же картина наблюдается и в летние максимумы нагрузки – за счёт генерации ВЛ – 43-40 %, внешних перетоков реактивной мощности на уровне 40-37 % и на 16-24 % – за счёт генерации Зеленчукской ГАЭС, в летний минимум нагрузки практически всё покрытие в реактивной мощности осуществляется за счёт генерации ВЛ – на 85-81 %, остальное, за счёт внешних перетоков реактивной мощности – 15-19 %.

Вывод. Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети напряжением 35-110 кВ и выше показал, что напряжения в сети 35, 110 кВ и выше в расчетных режимах обеспечиваются в допустимых пределах.

Для обеспечения технических требований к уровню напряжения установка дополнительных компенсирующих устройств на подстанциях 110 кВ и выше в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период до 2024 года не требуется.

Изм. № подл.	Изм. № подл.
Подпись и дата	Подпись и дата
Взам. инв. №	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

83

5 ПРОГРАММА СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ФИЛИАЛА ПАО «МРСК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»-«КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКЭНЕРГО»

Анализ и прогноз изменения уровня потерь электроэнергии в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период до 2024 г.

В электрических сетях возникают потери электроэнергии, обусловленные технологическим процессом передачи. Электроэнергия расходуется на нагрев проводников, создание электромагнитных полей и т.д.

Потери электроэнергии определяются как разница между объемом электроэнергии поступившей в сеть, и объемом электроэнергии отпущенной из сети.

Согласно отчетным данным за 2017 год потери снизились на 0,11%. В 2018 году потери снизились на 0,33%.

Суммарные фактические (отчетные) потери электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и выше Карачаево-Черкесского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» в 2018 году составили 178 532 тыс. кВт·ч. По сравнению с показателями 2017 г. потери электроэнергии уменьшились на 9 678 тыс. кВт·ч.

В таблице 5.1. представлены данные по суммарным потерям электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и выше Карачаево-Черкесского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» за 2016–2018 годы.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть в электрических сетях напряжением 0,4 кВ и выше в зоне обслуживания Карачаево-Черкесского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016–2018 года составили 15,80 – 15,36 %.

Таблица 5.1. - Потери электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и выше Карачаево-Черкесского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» за 2016–2018 гг.

РЭС	Отпуск в сеть, тыс. кВт·ч	Полезный от- пуск всего, тыс. кВт·ч	Потери	
			тыс. кВт·ч	%
2016 год				
Адыге-Хабльские РЭС	41 901.4	34 559.1	7 342.3	17.52%
Зеленчукские РЭС	52 979.5	43 631.2	9 348.3	17.65%
Прикубанские РЭС	84 339.4	65 177.5	19 161.9	22.72%
Карачаевские РЭС	143 853.1	109 716.7	34 136.4	23.73%
Малокарачаевские РЭС	78 891.9	59 590.0	19 301.9	24.47%
Хабезские РЭС	41 541.1	32 384.9	9 156.2	22.04%
Урупские РЭС	57 888.8	49 069.6	8 819.2	15.23%
Усть-Джегутинские РЭС	102 422.2	80 926.3	21 495.9	20.99%
Зеленчукские ЭС	43 194.4	35 044.8	8 149.6	18.87%
Всего по РЭС	647 011.8	510 100.1	136 911.7	21.16%
Центральный участок	478 927.8	478 862.5	65.3	0.01%
Всего по РЭС и ЦУ	1 125 939.6	988 962.6	136 977.0	12.17%
Потери в сети 110-35 кВ	0.0	0.0	48 566.2	4.14%
Всего	1 174 505.8	988 962.6	185 543.2	15.80%
2017 год				
Адыге-Хабльские РЭС	42 550.3	35 098.6	7 451.8	17.51%
Зеленчукские РЭС	53 560.6	44 060.0	9 500.6	17.74%
Прикубанские РЭС	86 146.7	67 038.9	19 107.8	22.18%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	84

											88
№ п/п	Наименование структурных со- ставляющих	Численные значения по уровням напряжения									
		150-110 кВ		27,5-60 кВ		1-20 кВ		0,4 кВ		Всего	
		тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%
2.6	Измерительные трансформаторы напряжения	1182.640	0.10	187.220	0.12	218.520	0.02	0.000		1 588.380	0.13
2.7	Счетчики прямого включения	0.000		0.000		0.000		3 343.520	1.08	3 343.520	0.28
2.8	Шунтирующие реакторы	0.000		0.000		0.000		0.000			
2.9	Соединительные провода и сборные шины подстанций	703.740	0.06	143.310	0.09	186.690	0.02	0.000		1 033.740	0.09
2.10	Вентильные разрядники	112.510	0.010	12.930	0.01	93.890	0.01	0.000		219.330	0.02
2.11	Ограничители перенапряжений	14.480	0.001	0.590	0.00	0.360	0.00	0.000		15.430	0.00
2.12	Устройства присоединения ВЧ-связи	40.940	0.00	1.190	0.00	0.010	0.00	0.000		42.140	0.00
2.13	Компенсирующие устройства	35.060	0.00	0.000		0.000		0.000		35.060	0.00
2.14	Расход электроэнергии на собственные нужды	2387.630	0.20	148.430	0.09	68.380	0.01	0.000		2 604.440	0.22
2.15	Расход электроэнергии на плавку гололеда	21.330	0.00	0.000		9.010	0.00	0.000		30.340	0.00
3	Нагрузочные потери электроэнергии	35 488.655	3.00	2 610.731	1.61	28 297.516	2.69	42 090.000	13.63	108 486.902	9.04
3.1	Трансформаторы	2 928.617	0.25	726.109	0.45	1 682.18200	0.16			5 336.908	0.44
3.2	Линии	32 515.272	2.75	1 884.622	1.16	26 615.33400	2.53	42 090.00	13.63	103 105.228	8.60
3.3	Токоограничивающие реакторы	44.766	0.00							44.766	0.00
3.4	Шинопроводы										
4	Технические потери электроэнергии (п.2+п.3)	54 817.849	4.63	6 184.889	3.81	39 396.199	3.75	45 522.430	14.74	145 921.367	12.16
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	2 954.878	0.25	405.495	0.25	2 624.437	0.25	771.270	0.25	6 756.080	0.56
6	Технологические потери электроэнергии (п.4+п.5)	57 772.727	4.88	6 590.384	4.06	42 020.636	4.00	46 293.700	14.99	152 677.4470	12.73
По итогам 2018 года уровень потерь электрической энергии в сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» составил 15,36% от от- пуска в сеть. Причины высокого уровня потерь электроэнергии в сетях филиала следующие: 1. Низкий уровень защищённости электрических сетей вследствие низкой до- ли линий электропередач, выполненных самонесущим изолированным проводом (СИП), как следствие – высокий уровень хищений электроэнергии.											
Взам. инв. №											
Подпись и дата											
Инв. № подл.											
						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ					Лист
											86
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

2. Высокая доля потребления электроэнергии на низком уровне напряжения, высокая доля бытового сектора (до 60%).

3. Низкая оснащённость филиала автотранспортом и инструментами для выявления и пресечения неучтенного потребления электроэнергии.

Кроме того, в соответствии с пунктом 38 постановления Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» при установлении тарифов на передачу электроэнергии методом долгосрочной индексации НВВ учитывается уровень потерь электроэнергии, рассчитанный в соответствии с нормативами Приказа Минэнерго РФ от 30.09.2014 №674. Фактический уровень потерь электроэнергии в сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго», регулируемого указанным методом, значительно выше уровня, рассчитанного с учетом нормативов Приказа Минэнерго РФ от 30.09.2014 №674.

В целях обеспечения безубыточности и бездефицитности филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» необходимо снижение фактического уровня потерь в электрических сетях до уровня норматива, определенного в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.09.2014 № 674, и учитываемого при установлении тарифов на передачу электроэнергии.

С учетом изложенного, а также в соответствии с решением Минэнерго России от 05.07.2017 (протокол от 05.07.2017 №АН-335пр) ПАО «МРСК Северного Кавказа» разработана Программа снижения потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» на 2018-2022 годы (далее – Программа).

Основные мероприятия Программы

В рамках Программы запланированы к реализации технические мероприятия по снижению потерь электроэнергии, а также мероприятия по организации учета электроэнергии.

В ПАО «МРСК Северного Кавказа» в рамках приоритетного направления реализуется комплекс мероприятий, направленный на оптимизацию (снижение) уровня потерь.

В рамках реализации «Плана (Программы) снижения потерь филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» на 2018 год и на период до 2022 года, реализуемый на объектах филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» запланированы следующие организационные мероприятия:

- Выявление неучтенной электрической энергии в результате проведения рейдов;
- Обучение персонала;
- Взаимодействие с региональными органами власти и т.д.

В целях снижения технических потерь запланированы следующие технические мероприятия, требующие значительных капитальных вложений:

- Проведение мероприятий по модернизации сетей 0,4 кВ (замена линий на СИП);

Также запланированы мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электрической энергии:

- Модернизация систем учета электроэнергии в РЭС;
- Создание системы общедомового учета электроэнергии;
- Приобретение и установка приборов учета электроэнергии в рамках обменного фонда и т.д.

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. интв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ				87

Программа предполагает следующие этапы внедрения:

- 1 этап – Определение источников финансирования Программы;
- 2 этап – Закупка оборудования и материалов, необходимых для реализации Программы;
- 3 этап – Модернизация/организация точек учета на ПС 35-110 кВ.
- 4 этап – Установка инновационных ПКУ 10 кВ для обеспечения достоверного учета электроэнергии у крупных промышленных потребителей.
- 5 этап - Модернизация точек учета на ТП 6-10/0,4 кВ (приоритет - крупные потребители). На данном этапе проводится замена приборов коммерческого учета, расположенных на объектах ПАО «МРСК Северного Кавказа», организация технического учета на ТП, а также установка устройств передачи данных и внесение установленных приборов учета в базы данных существующих ИВК.
- 6 этап - Формирование замкнутых технологических площадок на каждом классе напряжения (6/110 и 0,4 кВ), внутри которых должен формироваться баланс электроэнергии с допустимой погрешностью.

Текущее состояние систем учета электроэнергии

В филиале ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» полностью автоматизированных ПС 28 из 64 (44%). Доля опрашиваемых точек от общего количества: 53 % по всем точкам и 54,1 % по фидерам 6-10 кВ. Информация по текущему состоянию автоматизации ПС 110(35) кВ приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Информация по текущему состоянию автоматизации ПС 110(35) кВ

	Всего	По фидерам 6-10 кВ	По вводам Т	По линиям 110-35 кВ
Количество существующих точек учета на ПС	501	401	84	16
Количество опрашиваемых точек учета на ПС	271	212	56	3
Количество неопрашиваемых или неавтоматизированных точек учета на ПС	230	189	28	13

В результате запланированных мероприятий (состояние на март 2019 года) количество полностью автоматизированных ПС составит 61 из 64 (95%). Количество опрашиваемых точек учета на ПС составит 797 из 838 (95,1%).

Мероприятиями по организации учета электроэнергии предусмотрена модернизация систем учета электроэнергии. Объем этих мероприятий приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4– Реализация мероприятий Программы за период 2019-2022

Филиал	Наименование мероприятий	Период				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
"Карачаево-Черкесскэнерго"	Установка ПКУ 10кВ	-	6	7	-	-
	Организация учета на ТП 6-10 кВ	-	449	1352	1352	1352

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Ивв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №			

Эффект от реализации Программы

Общий объем затрат, необходимый для реализации Программы за период 2019-2022, составляет 393.04 млн. рублей с НДС

Плановые и фактические численные значения экономии в динамике по годам приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Плановые и фактические численные значения экономии в динамике по годам

Плановые и фактические численные значения экономии в динамике по годам и в обозначенной размерности	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Численное значение экономии в млн.кВтч	1.1769	9.687	10.302	11.532	11.698	11.698	11.698
Экономия от снижения потерь млн. руб.	4.5493	35.672	39.705	46.5	49.413	49.413	49.413

По итогам реализации Программы уровень потерь электроэнергии в сетях филиала в период 2018-2022 снизится и к 2022 году составит 12,39% от отпуска в сеть, что будет соответствовать установленным нормативам (Приказ Минэнерго РФ от 30.09.2014 №674). Кроме этого Программа снижения потерь является неотъемлемой частью комплекса мероприятий по созданию на территории Карачаево-Черкесской Республики цифровых районных электрических сетей. Результатом реализации Программы является возможность формирования балансов по ПС 110-35, отходящим линиям 6-10 кВ, ТП 6-10/0,4 кВ и отходящим линиям 0,4 кВ. Описанные возможности формирования балансов позволят дистанционно выявлять очаги потерь электроэнергии в сетях и использовать полученные данные при проведении рейдов по выявлению бездоговорного и безучетного потребления.

Динамика структурных составляющих баланса электроэнергии филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» на 2019-2024 гг. приведена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Динамика структурных составляющих баланса электроэнергии филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» на 2019-2024 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
			1 214.214	1 220.285	1 226.386	1 232.518	1 232.518	1 232.518
1.1	норматив Минэнерго	млн. кВтч	1 242.21	1 242.21	1 242.21	1 242.21	1 242.21	1 242.21
1.2	тариф РСТ	млн. кВтч	1 214.21	1 220.28	1 226.39	1 232.52	1 232.52	1 232.52
1.4	Отпуск электроэнергии в сеть без учета "последней мили"	млн. кВтч	1 214.21	1 220.28	1 226.39	1 232.52	1 232.52	1 232.52
2.	Потери электроэнергии	млн. кВтч	182.132	173.280	163.109	152.670	152.670	152.670
		%	15.00	14.20	13.30	12.39	12.39	12.39
2.1	норматив Минэнерго	млн. кВтч	208.940	208.940	208.940	208.940	208.940	208.940
		%	16.82	16.82	16.82	16.82	16.82	16.82

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
								89

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
2.2	тариф РСТ	млн. кВтч	182.13	173.28	163.11	152.67	152.67	152.67
		%	15.00	14.20	13.30	12.39	12.39	12.39
2.4	Фактические к отпуску без "последней мили"	%	15.00	14.20	13.30	12.39	12.39	12.39
3.	Снижение потерь фактическое	%						
		млн. кВтч						
5.	Снижение потерь плановое	%	0.67	0.73	0.83	0.85	0.85	0.85
		млн. кВтч	8.155	8.852	10.171	10.439	10.439	10.439
5.1.	в т.ч. снижение потерь по Программе	%	0.80	0.84	0.94	0.95	0.95	0.95
		млн. кВтч	9.687	10.302	11.532	11.698	11.698	11.698
5.2.	снижение потерь прочее	%	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
		млн. кВтч	0.000	0.000	0.083	0.000	0.000	0.000
5.3.	рост потерь	%	0.13	0.12	0.12	0.10	0.10	0.10
		млн. кВтч	1.532	1.450	1.444	1.259	1.259	1.259
5.4.	мероприятия "поддерживающие" уровень потерь	млн. кВтч	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ СЕТЕЙ

Строительство новых электросетевых объектов напряжением 330 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг. не предусматривается.

В объемы электросетевого строительства включены новые, расширяемые и реконструируемые электросетевые объекты ПАО «МРСК Северного Кавказа», необходимые для надежного и качественного электроснабжения потребителей и выдачи мощности строящихся ГЭС на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг.

Оценка капиталовложений по рекомендуемым мероприятиям электросетевого строительства, но отсутствующим в инвестиционной программе ПАО «МРСК Северного Кавказа», выполнена по сборнику «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», утвержденному приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 №385 (в ред. приказа от 21.10.2014 за №477) в базовых ценах 2000 года с последующим пересчетом в цены I квартала 2019 г.

Стоимость СМР, прочих работ и затрат и ПИР в текущем уровне цен определяется в соответствии с рекомендуемыми к применению в I квартале 2018 года индексами:

- $K_{\text{смп}} = 6,94$ – индекс изменения сметной стоимости СМР к ФЕР по виду строительства «Прочие объекты» для Карачаево-Черкесской Республики (без НДС, Приложение 1 к письму Минстроя России от 22.01.2019 г. № 1408-ЛС/09);

- $K_{\text{оборуд.}} = 4,61$ – индекс изменения сметной стоимости оборудования по отрасли Электроэнергетика (без НДС, Приложение 3 к письму Минстроя России 22.01.2019 г. № 1408-ЛС/09);

- $K_{\text{проч.}} = 9,1$ – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат по отрасли Электроэнергетика (без НДС, Приложение 2 к письму Минстроя России 22.01.2019 г. № 1408-ЛС/09).

Для пересчета ПИР $K_{\text{проект.}} = 1,19 \times 4,09 = 4,867$:

- из цен на 01.01.2000 г. в цены 2001г. применяется $K_{\text{проект.}} = 1,19$ (Письмо Госстроя РФ от 16.07.2003 г. № НЗ-4316/10);

- из цен на 2001 г. в цены I квартала 2019 г. применяется $K_{\text{проект.}} = 4,09$ (без НДС, Приложение 4 к письму Минстроя России от 05.03.2019 г. № 7581-ДВ/09);

Удельный вес затрат, составляющих стоимость строительства, принят по данным таблиц 5 и 16 Приложения 8 выше упомянутого сборника и приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Составляющие стоимости строительства подстанций и линий электропередачи напряжением 35, 110 кВ и выше

Объект	Составляющие стоимости строительства, %			
	СМР	Оборудование	Прочие затраты	ПИР
Подстанции	22	66,5	5,0	6,5
Линии электропередачи	80	-	11,5	8,5

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист
91

Перечень предлагаемых мероприятий по развитию электроэнергетических объектов (как генерирующих, так и электросетевых) на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению в период 2019-2024 гг. с указанием объемов и необходимых капитальных вложений, приведен в таблице 6.3 ниже.

В соответствии с разработанной «Схемой и программой...» с учетом мероприятий по выдаче мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2, Нижне-Красногорской МГЭС, Усть-Джегутинской МГЭС, технологического присоединения ПС 110 кВ Технопарк и ПС 110 кВ Свобода предусматривается новое строительство **8** ВЛ 110 кВ протяженностью **14,218** км и **2** новых ПС 110 кВ суммарной мощностью **160** МВА.

Также планируется осуществить техническое перевооружение **27,2** км ВЛ 35 кВ, реконструкция **2** ПС 110 кВ, на ПС 110 кВ Преградная планируется заменить 2 трансформатора суммарной мощностью 50 МВА на два трансформатора такой же мощности 2х25 МВА, а на ПС 110 кВ Северная трансформаторы мощностью 20 МВА и 25 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА, также предусматривается расширение ОРУ 110 кВ Зеленчукской ГАЭС на 2 линейные ячейки 110 кВ для присоединения Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2.

Для реализации намеченного электросетевого строительства в 2019-2024 гг. «Схеме и программе...» всего потребуется **1512,8** млн. руб. капитальных вложений в текущих ценах с НДС, из них по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» включенным в утвержденную инвестиционную программу (ИП) – 575,69 млн. руб.

Таблица 6.2 - Сводные показатели капиталовложений в строительство электрических сетей напряжением 35-110 кВ в энергосистеме

Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. для рекомендуемого варианта

млн. руб. с НДС (цены I кв. 2019 г.)

Наименование	Потребность капитальных вложений по годам						Всего в 2019-2024 гг.
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Всего по «Схеме и программе...»	316,21	0	399,36	440,44	365,46	0	1512,8
<u>объекты ПАО «МРСК СК»</u> в т.ч: <i>мероприятия утвержденной ИП</i>	0	0	0	241,43	334,26	0	575,69
<i>мероприятия не включенные в утвержденную ИП</i>	316,21	0	399,66	199,01	31,2	0	946,08

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				92

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Таблица 6.3 - Перечень предлагаемых мероприятий по развитию электроэнергетических объектов (как генерирующих, так и электросетевых) на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению в период 2020-2024 гг. с оценкой необходимых капитальных вложений

№ п/ п	Наименование проекта (строительство / реконструк- ция / проектирование)	Год строи- тельства, рекон- струкции	Физические характеристики						Описание работ	Соответствие ИП КЧФ ПАО «МРСК СК», да/нет	Стои- мость, млн руб. с НДС	Обоснование
			Ввод			Прирост						
			км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
	Мероприятия по развитию генерирующих электроэнергетических объектов											
1.	Для выдачи мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2											
	Новое строительство											СВМ Красногорской МГЭС-1 и Красно- горской МГЭС-2, СиПР ЕЭС России 2019-2025 гг
1.1	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-1	2021	4,8			4,8			Строительство но- вой ВЛ 110 кВ	нет	37,43	
1.2	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-2	2022	4,8			4,8			Строительство но- вой ВЛ 110 кВ	нет	37,43	
	Реконструкция и расширение											
1.3	Зеленчукская ГАЭС. Оборудо- вание одной линейной ячейки в РУ 110 кВ	2021							Оборудование од- ной линейной ячей- ки в РУ 110 кВ	нет	49,0	
1.4	Зеленчукская ГАЭС. Оборудо- вание одной линейной ячейки в РУ 110 кВ	2022							Оборудование од- ной линейной ячей- ки в РУ 110 кВ	нет	49,0	
	Итого для выдачи мощности Красногорских МГЭС:		9,6			9,6					172,86	
2.	Для выдачи мощности Нижне-Красногорской МГЭС											
	Новое строительство											СВМ Нижне- Красногорской МГЭС, СиПР ЕЭС России 2019-2025 гг ТУ на ТП №767 р от 19.01.2018г
2.1	Отпайка от КВЛ 110 кВ Зелен- чукская ГАЭС – Южная (Л-42), на Нижне-Красногорскую МГЭС	2023	2			2			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	15,60	
2.2	Отпайка от КВЛ 110 кВ Зелен- чукская ГАЭС – Ток Москвы (Л- 143) на Нижне-Красногорскую МГЭС	2023	2			2			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	15,60	
	Итого для выдачи мощности Нижне-Красногорской МГЭС:		4			4					31,20	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 6.3

96

№ п/ п	Наименование проекта (строительство / рекон- струкция / проектирова- ние)	Год стро- ительства, рекон- струкции	Физические характеристики						Описание работ	Соответствие ИП КЧФ ПАО «МРСК СК», да/нет,*	Стои- мость, млн руб. с НДС	Обоснование
			Ввод			Прирост						
			км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
3	Для выдачи мощности Усть-Джегутинской МГЭС											
	Новое строительство											СиПР ЕЭС России 2019-2025 гг
3.1	Две ВЛ 6 кВ от ПС 110/6 кВ Головная до Усть- Джегутинской ГЭС	2019	4,2			4,2			Строительство двух новых ВЛ 6 кВ	да		
	Реконструкция и расширение											
3.2	ПС 110 кВ Головная. Реконструкция КРУ-6 кВ	2019							Оборудование двух линейной ячейки в КРУ 6 кВ, реконструкция КРУ-6	да		ТУ на ТП от 21.10.2016 № 627-р с изменениями №1 от 18.01.2017 г. и от 16.10.2018 г.
	Итого для выдачи мощности Усть-Джегутинской МГЭС		4,2			4,2						
Мероприятия по развитию электросетевых электроэнергетических объектов												
4.	Для присоединения ПС 110 кВ Технопарк											
	Новое строительство											Присоединение ПС 110 кВ Технопарк к электрическим сетям. ТУ на ТП №601р от 07.05.2016г
4.1	Строительство новой ПС 110/10 кВ Технопарк с трансформаторами 2х40 МВА	2019		2х40			80		Строительство новой ПС 110 кВ	нет	312,31	
4.2	Отпайка на ПС 110 кВ Технопарк от ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218)	2019	0,4			0,4			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	3,12	
4.3	Отпайка на ПС 110 кВ Технопарк от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л- 42)	2019	0,1			0,1			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	0,78	
	Итого для присоединения ПС 110 кВ Технопарк:		0,5	80		0,5	80				316,21	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

94

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 6.3

97

№ п/ п	Наименование проекта (строительство / рекон- струкция / проектирова- ние)	Год стро- ительства, рекон- струкции	Физические характеристики						Описание работ	Соответствие ИП КЧФ ПАО «МРСК СК», да/нет*	Стои- мость, млн руб. с НДС	Обоснование
			Ввод			Прирост						
			км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
5	Для электроснабжения жилого микрорайона в северной части г.Черкесск											
	Новое строительство											
5.1	Строительство новой ПС 110/10 кВ Свобода с трансформаторами 2х40 МВА	2021		2х40			80		Строительство новой ПС 110 кВ	нет	312,31	Присоединение ПС 110 кВ Свобода к электрическим сетям. ТУ на ТП №802р от 11.09.2018г., Изм. №1 в ТУ на ТП №802р от 25.01.2019г. ДТП № 59/2019 от 18.03.2019г.
5.2	Отпайка на ПС 110 кВ Свобода от ВЛ 110 кВ Кавказская – Северная (Л-126)	2021	0,045			0,045			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	0,35	
5.3	Отпайка на ПС 110 кВ Свобода от ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27)	2021	0,073			0,073			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	0,57	
	Итого для присоединения ПС 110 кВ Свобода:		0,118	80		0,118	80				313,23	
6.	Реконструкция и расширение объектов ПАО «МРСК СК»											
6.1	Техническое перевооружение ВЛ 35 кВ Биче-Сын – Поляна (Л-328)	2022	27,2				0		Строительство новой ВЛ 35 кВ	да	241,43*	ВЛ 35 кВ является ре- зервным питанием ча- сти потребителей Кара- чаевского района. Вве- дена в эксплуатацию в 1969 г., деревянные опоры полностью из- ношены, требуется за- мена провода
6.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Преградная	2023		2х25			0		Замена трансфор- маторов 2х25 МВА без увели- чения мощности	да	334,26*	Питающий центр Уруп- ского района, в т.ч. Медногорского горно- обогатительного ком- бината. Эксплуатирует- ся с 1969 г. и отработа- ла нормативный срок. Акт ТО от 14.11.2016г (приложение Л-2)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист

95

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Продолжение таблицы 6.3											98
-------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----

№ п/ п	Наименование проекта (строительство / рекон- струкция / проектирова- ние)	Год стро- ительства, рекон- струкции	Физические характеристики						Описание работ	Соответствие ИП КЧФ ПАО «МРСК СК», да/нет [*]	Стои- мость, млн руб. с НДС	Обоснование
			Ввод			Прирост						
			км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
6.3	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Северная (замена тр-ра Т-2 20 МВА и тр-ра Т-1 25 МВА на два тр-ра 25 МВА)	2022		2х25			5		Замена трансфор- маторов 20 МВА и 25 МВА на два трансформатора по 25 МВА	нет	112,58	Перегрузка в суще- ствующей схеме в ре- жиме n-1 на 111,5%, отработали норматив- ный срок. Необходи- мость присоединения нагрузок северного микрорайона г.Черкесск Акт ТО №1/17 от 14.02.2017г (приложение Л-3)
	Всего с учетом мероприятий по выдаче мощности		41,418	210		41,42	165				1521,8	

Примечание: * - в соответствии с утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»)

7 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории республики, входит в состав ОЭС Юга и территориально включает в себя (по состоянию на 1.01.2019 г.):

- электрические сети напряжением до 110 кВ включительно, эксплуатация которых осуществляется, в основном, Филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»;
- электрические сети напряжением 330 кВ – сети эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга;
- электрические станции суммарной мощностью 329 МВт, в основном (301,2 МВт) это электростанции Карачаево-Черкесского филиала ПАО «РусГидро».

2. В предыдущие пять лет потребление электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики изменялось незначительно, в пределах 1276-1409,4 млн. кВт.ч. Объем потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2018 году составил 1354,3 млн. кВт.ч, снизившись по сравнению с 2017 годом на 3,9 %. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за последние пять лет (2014-2018 годы) составил 1,25 %. Доля потребления электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в объеме потребления электроэнергии ОЭС Юга не превышает 1,32 %.

Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2018 году (15.01.2018г, 18-00) составила 218,0 МВт и по сравнению с 2017 годом (16.02.2017 г., 19-00) - 226,0 МВт, уменьшилась на 3,5 %. Годовые максимумы электрической нагрузки в 2014-2018 гг. наблюдались в декабре, январе и феврале месяцах и имели устойчивый вечерний пик. Наибольшее значение максимальной электрической нагрузки в последние годы наблюдалось в 2017 году (226 МВт), наименьшее – в 2015 году (207,7 МВт). Разница между наибольшим и наименьшим значением максимальной электрической нагрузки за рассматриваемый период составила 18,3 МВт или 8,1 %.

3. Установленная мощность действующих электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. составила 329 МВт, в том числе ГЭС – 303 МВт (92 % от суммарной установленной мощности), ТЭС – 26 МВт (8 %). Преобладающая доля электростанций принадлежит ПАО «РусГидро»-«Карачаево-Черкесский Филиал» и составляет 91,5 % (301,2 МВт).

Располагаемая мощность электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в часы зимних максимальных нагрузок в рассматриваемый период составляла 4,4-147,2 МВт. Размещение резерва мощности ОЭС Юга на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики не предусматривается.

Разрыв между установленной и располагаемой мощностью обуславливается ограниченностью гидроресурсов в зимний период, недостаточной тепловой нагрузкой на тепловых электростанциях. Ввод гидроагрегатов Зеленчукской ГАЭС в 2016 г. осуществлен после прохождения максимума нагрузки энергосистемы.

4. Дефицит мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг. составлял 72,4-211,7 МВт (33-98 % от максимума потребления). Покрытие дефицита мощности энергосистемы осуществлялось за счет приема мощности из избы-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	97

периода к 2024 г. доля энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в общем электропотреблении ОЭС Юга составит 1,35 %.

Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики к 2024 году прогнозируется на уровне 242 МВт. По сравнению с фактическим значением 2018 года (218 МВт) максимум нагрузки увеличится на 24 МВт или на 11 %. Среднегодовой прирост нагрузки за период 2020-2024^огг. составит 1,37 %. Рост максимальной электрической нагрузки ожидается в основном за счет роста потребления мощности в сфере услуг и домашнего хозяйства, и жилищного строительства.

Таблица 7.1 - Основные показатели электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики

Название показателя	Факт	Прогноз					
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	1354,3	1413,5	1435,2	1449,8	1467,9	1486,1	1508,5
Темп роста, %	-3,9	4,3	1,5	1,0	1,3	1,2	1,5
В том числе заряд Зеленчукской ГАЭС	108,1	142	142	142	142	142	142
Электропотребление без учета потребления электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, млн. кВт.ч	1246,2	1271,5	1293,2	1307,8	1325,9	1344,1	1366,5
Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы, МВт	218	226	230	233	236	239	242
Темп роста, %	-2,6	-3,5	3,7	1,8	1,4	1,3	1,3
Число часов использования максимальной электрической нагрузки с учетом потребления электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, час/год	6212	6254	6240	6222	6220	6218	6233

7. Вводы генерирующих мощностей в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2019-2024 гг. планируются на малых ГЭС в объеме 79,1 МВт:

- ввод Усть-Джегутинской МГЭС установленной мощностью 5,6 МВт в 2019 г;
- ввод Красногорской МГЭС-1 установленной мощностью 24,9 МВт в 2021 году;
- ввод Красногорской МГЭС-2 установленной мощностью 24,9 МВт в 2022 году;
- ввод Нижне-Красногорской МГЭС установленной мощностью 23,7 МВт в 2023 году.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2024 году составит 408,1 МВт, в том числе ГЭС (ГАЭС) – 382,1 МВт (93,6 % от суммарной установленной мощности), ТЭС – 26 МВт (6,4%).

8. Баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики при прогнозируемых уровнях потребности в мощности на весь рассматриваемый перспективный период в зимний максимум будет складываться с дефицитом 72-77,5 МВт (30-33,6 % от максимальной электрической нагрузки). В часы минимальной нагрузки (ночной провал) с учетом работы ГАЭС в режиме заряда дефицит мощности энергосистемы республики может достигать 290-310 МВт. Наименьший дефицит в часы максимальной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Интв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата			

нагрузки обусловлен работой Зеленчукской ГАЭС в генераторном режиме с выдачей 140 МВт.

В летний период 2019-2024 гг. энергосистема Карачаево-Черкесской Республики избыточна по мощности в течение суток, кроме «ночного провала нагрузки», когда осуществляется заряд ГАЭС. Наибольшие избытки мощности имеют место в часы максимальной нагрузки (3-4 часа) в 2019-2024 гг. будут достигать 110-175 МВт.

Баланс электрической энергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. складывается с дефицитом. Дефицит электроэнергии в энергосистеме с учетом потребления на заряд Зеленчукской ГАЭС (142 млн. кВт.ч) составит в 2019 г. 930,5 млн. кВт.ч (65,8 % от потребности), снижаясь к 2024 году до 623,5 млн. кВт.ч в год (41,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. будет обеспечиваться из избыточной энергосистемы Ставропольского края.

9. Анализ функционирования энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах, включая ее внешние связи с ОЭС Юга напряжением 110 кВ и выше, и результатов балансовых и электрических расчетов показал, что для рекомендуемого варианта развития энергосистемы в рассматриваемый прогнозный период отсутствует необходимость дополнительного развития электросетевых объектов напряжением 330 кВ и выше на территории Республики. Строительство новых объектов напряжением 35 и 110 кВ предусматривается для выдачи мощности Красногорских малых ГЭС, Нижне-Красногорской малой ГЭС, Усть-Джегутинской МГЭС, а также для присоединения ПС 110 кВ Технопарк (ТУ на ТП №611р от 07.09.2016г) и ПС 110 кВ Свобода (ТУ на ТП № 802р от 11.09.2018 с изменениями от 25.01.2019 г.). Электроснабжение других объектов, сооружаемых на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг., может быть обеспечено от существующих электрических сетей энергосистемы при реконструкции и техническом перевооружении отдельных подстанций и ЛЭП.

10. Для устранения технологических рисков функционирования энергосистемы, на территории Карачаево-Черкесской Республики предусматриваются мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению электрической сети напряжением 110 и 35 кВ. Все мероприятия, предусмотренные инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» подтверждаются проведенными расчетами и рекомендуются к выполнению в планируемые сроки:

- техническое перевооружение ВЛ 35 кВ Бичесын – Поляна (Л-328) в 2022 г.;
- техническое перевооружение ПС 110 кВ Преградная в 2023 г.;
- техническое перевооружение ПС 110 кВ Головная в 2019 г.

11. Из объектов не вошедших в утвержденную инвестиционную программу ПАО «МРСК Северного Кавказа» рекомендуется для исключения существующей перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Северная и обеспечения возможности осуществления надежного электроснабжения существующих потребителей, а также принимая во внимание срок эксплуатации существующих трансформаторов рекомендуется в период 2022 – 2024 гг., после ввода новой ПС 110 кВ Свобода и прохождения следующего технического освидетельствования ПС 110 кВ Северная, произвести замену трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 20 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

12. Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети напряжением 35-110 кВ и выше показал, что напряжения в сети 35, 110 кВ и выше в расчетных режимах обеспечиваются в допустимых пределах.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2020- 2024 гг. показал, что при отключении одного элемента электрической сети (линии электропередачи, автотрансформатора) нагрузка оставшихся в работе элементов электрической сети 110 кВ и выше, а также уровни напряжения находятся в пределах допустимых значений. Нагрузка трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ в расчетный период (2020-2024 гг.) зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях за исключением ПС 110 кВ Северная, где при отключении одного из существующих трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает номинальную.

При аварийном отключении (выводе в ремонт) Т-3 330/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС выдача/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС ограничивается мощностью обмотки низкого напряжения (НН) АТ-1 Зеленчукской ГАЭС (40 % от номинальной мощности АТ-1). Номинальный ток обмотки НН АТ-1 200 МВА Зеленчукской ГАЭС составляет 3347 А, а номинальный ток генератора Г-3 (Г-4) – 3447 А в генераторном режиме и 3439 А в двигательном режиме при номинальном cos φ. Таким образом, при выводе в ремонт Т-3 Зеленчукской ГАЭС генератор Г-4 должен быть отключен.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск в режиме летних максимальных нагрузок 2023г и 2024 года в схеме ремонта ряда ВЛ 110 кВ может приводит к перегрузке элементов электрической сети 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики. Перегрузки в сети 110 кВ в таких режимах будут устраняться действием ПА на разгрузку Красногорских МГЭС и Нижне-Красногорской МГЭС либо отключение генератора Г-3 на Зеленчукской ГАЭС.

Выполненные расчеты показали также, что аварийное отключение одного из элементов сети 110 и 330 кВ в схеме ремонта АТ-1 Зеленчукской ГАЭС с выдачей полной мощности обоих генераторов (Г-3 и Г-4) Зеленчукской ГАЭС не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики. При выводе в ремонт Т-3 330/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-4 выдача/приём полной мощности гидрогенератора Г-3 обеспечивается без ограничений.

Отключение ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко в часы зимних минимальных нагрузок при заряде ГАЭС может приводить в 2020 г. к перегрузке ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня на 8,9 %, аналогичная картина происходит в 2024 г., при этом происходит снижение напряжения на шинах 110 кВ Зеленчукской ГАЭС до 101 и 99 кВ. Для устранения перегрузки ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-25) устройствами АОПО на ПС 110 кВ Северная поэтапно отключаются ВЛ 110кВ Северная – Южная с отпайками (Л-095) и ВЛ 110кВ Черкесск– Северная (Л-097). Отключение данных ВЛ приводит к снижению напряжения на шинах 110 кВ Зеленчукской ГАЭС ниже напряжения уставки срабатывания устройств АОСН равной 87 кВ, отключающих поэтапно генераторы Г-3 и Г-4 на Зеленчукской ГАЭС работающих в насосном режиме. Отключение генератора Г-3 повышает напряжение до 85-83 кВ, отключение Г-4, повышает напряжение до 97-95 кВ в режимах 2020 и 2024 годах соответственно.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Для обеспечения технических требований к уровню напряжения в сети энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики установка дополнительных компенсирующих устройств на подстанциях 110 кВ и выше в период до 2024 года не требуется.

13. В соответствии с разработанной «Схемой и программой...» с учетом мероприятий по выдаче мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2, Нижне-Красногорской МГЭС и технологического присоединения ПС 110 кВ Технопарк предусматривается строительство одной новой ПС 110 кВ Свобода с трансформаторами 2х40 МВА, **8** ВЛ 110 кВ протяженностью **14,218** км, техническое перевооружение **27,2** км ВЛ 35 кВ, реконструкция **2** ПС 110 кВ, на одной из которых планируется заменить 2 трансформатора суммарной мощностью 50 МВА на два трансформатора такой же мощности 2х25 МВА, а на другой ПС трансформаторы мощностью 20 МВА и 25 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА, также предусматривается расширение ОРУ 110 кВ Зеленчукской ГАЭС на 2 линейные ячейки 110 кВ.

Для реализации намеченного электросетевого строительства в 2020-2024 гг. «Схеме и программе...» всего потребуется **1209,16** млн. руб. капитальных вложений в текущих ценах с НДС, из них по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» включенным в утвержденную инвестиционную программу (ИП) – 575,69 млн. руб.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
							102
Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №					

8 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АО – акционерное общество;
 АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
 АОСН – автоматическое ограничение снижения напряжения;
 АТ – автотрансформатор;
 БСК – батарея статических компенсаторов;
 Вед. инж. – ведущий инженер;
 ВЛ – воздушная линия электропередачи;
 г. (гг.) – год (годы);
 Гл. спец. – главный специалист;
 ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;
 ГЭС – гидроэлектростанция;
 ЕЭС – единая энергетическая система;
 кВ – кило Вольт;
 к.з. – короткое замыкание;
 КЛ – кабельная линия электропередачи;
 км – километр;
 КУ – компенсирующее устройство;
 МВА – Мега-Вольт Ампер;
 Мвар – Мега-Вольт Ампер реактивный;
 МВт – Мега Ватт;
 МРСК СК – межрегиональная распределительная сетевая компания Северного Кавказа;
 МЭС – магистральные электрические сети;
 Н. контр. – норма контролёр;
 ОАО – открытое акционерное общество;
 ОН – ограничение нагрузки;
 ООО – общество с ограниченной ответственностью;
 ОРУ – открытое распределительное устройство;
 ОЭС – объединённая энергосистема;
 ПАО – публичное акционерное общество;
 ПС – электрическая подстанция;
 РДУ – региональное диспетчерское управление;
 См. примечание – смотри примечание;
 СО – системный оператор;
 СШ. – сборные шины;
 ТУ на ТП – техническое условие на технологическое присоединение;
 ТЭС – тепловая электростанция;
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
 тыс. чел. – тысяч человек;
 ФСК – федеральная сетевая компания.

Инв. № подл.							Подпись и дата	Взам. инв. №	СШ. – сборные шины; ТУ на ТП – техническое условие на технологическое присоединение; ТЭС – тепловая электростанция; ТЭЦ – теплоэлектроцентраль; тыс. чел. – тысяч человек; ФСК – федеральная сетевая компания.
						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ			Лист
									103
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

1. Правила устройства электроустановок;
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
3. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 630;
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
6. Методические рекомендации Минэнерго России к содержанию Программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (письмо Минэнерго России от 17.03.2010 № АШ-2074/09);
7. «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.180.02.140-2012;
8. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.01.116-2012
9. «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы», утверждена Минэнерго России от 28.02.2019 г. приказом №174;
10. «Схема и программа развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы», утверждена Распоряжением Главы Карачаево-Черкесской Республики 28.04.2018 г №107-р;
11. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича, «Издательство НЦ ЭНАС», 2005 г.
12. «Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» (Приложение №1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ		Лист
								104

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Председатель Правительства
Карачаево-Черкесской
Республики
А.А. Озов
« _____ » 2018 г.



**Типовое техническое задание
на разработку схемы и программы развития электроэнергетики
Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы.**

Основания для проведения работы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы:

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики разрабатывается в соответствии с:

- Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Постановлением 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;
- методическими рекомендациями Минэнерго РФ по разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

При разработке также должны выполняться положения:

- Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»,
- Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 года

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист 105
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ			

№ 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

1. Цели разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики:

Основными целями разработки схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики являются:

- развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

2. Задачи Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики:

Задачами формирования схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики являются:

2.1. Обеспечение надежного функционирования Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в долгосрочной перспективе.

2.2. Обеспечение баланса между производством и потреблением в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей.

2.3. Скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей.

2.4. Информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.

2.5. Обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

Разработанная СиПР должна использоваться в качестве:

- основы для разработки схем выдачи мощности электростанций, схем внешнего электроснабжения потребителей электрической энергии;
- основы для формирования с использованием перспективной расчетной

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 106
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

модели для субъектов Российской Федерации предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности);

Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации являются основой для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

3. Требования к выполнению работы и ее результатам:

3.1. При разработке СиПР должны быть учтены требования Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №823), Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 №281) и Методических указаний по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 №277), нормы и правила, действующие на момент выполнения работы.

3.2. При этом в работе должны учитываться следующие основные принципы:

- экономическая эффективность решений, предлагаемых в схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России;
- применение новых технологических решений при формировании долгосрочных схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- скоординированность схем и программ перспективного развития электроэнергетики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;
- скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

3.3. Сводный отчет должен содержать краткие выводы (сводную информацию) по основным разделам СИПР.

3.4. За отчётный год принять 2018 год, за расчётные – 2019 - 2024 годы.

3.5. Материалы СИПР должны быть согласованы с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, а также сетевыми организациями, генерирующими компаниями и иными организациями на территории Карачаево-Черкесской Республики, представители которых входят в состав Рабочей группы по разработке схем и программ развития электроэнергетики и Координационного совета по развитию электроэнергетики в Карачаево-Черкесской Республике.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	3.4. За отчётный год принять 2018 год, за расчётные – 2019 - 2024 годы.					
			3.5. Материалы СиПР должны быть согласованы с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, а также сетевыми организациями, генерирующими компаниями и иными организациями на территории Карачаево-Черкесской Республики, представители которых входят в состав Рабочей группы по разработке схем и программ развития электроэнергетики и Координационного совета по развитию электроэнергетики в Карачаево-Черкесской Республике.					
						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист	
							107	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

4.2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.

4.2.9. Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за последние 5 лет.

4.2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, с указанием сводных данных по ним.

4.2.11. Основные внешние электрические связи энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики.

4.2.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет (энергоёмкость валового регионального продукта, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике).

4.2.13*. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения (при их наличии) в регионе и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных по основным группам потребителей в Карачаево-Черкесской Республике за последние 5 лет.

4.2.14*. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Карачаево-Черкесской Республике, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований (при их наличии), с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию.

4.2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Карачаево-Черкесской Республики по состоянию на отчетный год (при их наличии).

4.2.16. Единый топливно-энергетический баланс Карачаево-Черкесской Республики за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД.

4.3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Карачаево-Черкесской Республики:

В работе должна быть представлена характеристика функционирования энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики и анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше за отчетный пятилетний период, а также проведена оценка балансовой ситуации и наличия «узких мест», связанных с:

- наличием отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к

* целесообразность выполнения данных разделов в рамках разработки схемы и программы развития электроэнергетики субъекта РФ определяется органом исполнительной власти субъекта РФ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- электрической сети с указанием ограничивающих элементов;
- наличием ограничений пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов и описанием электроэнергетических режимов, в которых данные ограничения возникают;
- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения).

4.4. Основные направления развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики:

В качестве исходных данных необходимо использовать сведения (с указанием источника информации):

для базового варианта:

- о вводах электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая техническое перевооружение и реконструкцию), а также генерирующих объектов, включённых в утверждённые инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;
- о вводах электросетевых объектов 220 кВ и выше (включая техническое перевооружение и реконструкцию), а также генерирующих объектов, включённых в утвержденную (актуальную редакцию проекта) Схемы и программы развития ЕЭС России;
- о вводах электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая техническое перевооружение и реконструкцию), а также генерирующих объектов в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям (при условии наличия заключенного договора на технологическое присоединение);
- предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по развитию распределительных сетей, в том числе по ликвидации сетевых и балансовых ограничений (выявленных «узких мест»), на основе результатов использования перспективной расчётной модели.

для дополнительного (оптимистического) варианта развития:

- исходные данные базового варианта;
- сведения о планируемых крупных инвестиционных проектах на территории Карачаево-Черкесской Республики, в том числе о перечне объектов, строительство которых предполагается осуществить на территории Карачаево-Черкесской Республики, их присоединяемой мощности, сроках ввода в эксплуатацию, местах расположения в соответствии с имеющимися федеральными целевыми программами, республиканскими и ведомственными программами (при наличии).

В СиПР должны быть разработаны:

4.4.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности на 5-летний период (по каждому году прогнозируемого периода) по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов, в том числе на основе данных о

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
										110
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями с учётом планируемых технологических присоединений, и данных о планируемых объемах потребления по крупным потребителям, а также по планируемым на территории инвестиционным проектам, представляемых органами власти Карачаево-Черкесской Республики:

для базового варианта развития:

а) прогноз потребления электрической энергии и мощности из базового варианта разработанной и утвержденной в текущем году схемы и программы развития ЕЭС России и направленный Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ. В случае если на момент разработки схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики схема и программа развития ЕЭС России не утверждена, используется прогноз актуальной редакции проекта схемы и программы развития ЕЭС России;

и, при необходимости, для дополнительного варианта:

б) прогноз потребления электрической энергии и мощности, предоставляемый органом исполнительной власти Карачаево-Черкесской Республики («оптимистический», не являющийся обязательным) или на основании умеренно оптимистичного варианта (в случае его разработки) разработанной и утвержденной в текущем году схемы и программы развития ЕЭС России (актуальной редакции проекта).

Перечни с исходными данными для разработки СиПР должны быть приведены отдельно для каждого из рассматриваемых вариантов развития.

4.4.2. Перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе договоров на осуществление технологического присоединения), детализация прогноза электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме.

4.4.3. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в текущем году схемы и программы развития ЕЭС России по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики на период формирования СиПР. При наличии дополнительного варианта потребления электрической энергии и мощности для него также должен быть выполнен баланс мощности и электрической энергии.

4.4.3.1. При формировании перспективных балансов электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики потребность в производстве электроэнергии определяется с учётом объёмов электропотребления на территории региональной энергосистемы и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами.

4.4.3.2. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Карачаево-

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Черкесской Республики мощностью 5 МВт и более на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость).

Перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей на электростанциях Карачаево-Черкесской Республики мощностью более 25 МВт формируется на основании утвержденной (актуальной редакции проекта) Схемы и программы развития ЕЭС России.

Включение генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в СиПР осуществляется в соответствии с п.28(1) «Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 №823.

4.4.3.3. Перспективные балансы мощности и электроэнергии Карачаево-Черкесской Республики на расчётный период формирования СиПР. Показатели балансов приводятся по годам на период формирования СиПР.

4.4.3.4. Прогноз развития энергетики Карачаево-Черкесской Республики на основе ВИЭ и местных видов топлива, в том числе на основе гидроэнергетических ресурсов.

4.4.4. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на зимний/летний максимум/минимум нагрузок за отчётный год.

4.4.5. СиПР разрабатывается с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов, выполненных на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов, и должна содержать:

4.4.5.1. Выполнение расчетов электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем, а также в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности на период формирования СиПР, для формирования предложений по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики. Расчеты электроэнергетических режимов выполняются для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, паводка при наличии гидроэлектростанции в энергосистеме.

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше принимаются в соответствии с утвержденной (актуальной редакцией проекта) Схемы и программы развития ЕЭС России.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 112
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам линий электропередачи, (авто)трансформаторов подстанций, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном и графическом виде.

4.4.5.2. Анализ характерных нормальных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период формирования СиПР (и дополнительно на годы ввода крупных объектов).

4.4.5.3. Расчётные электрические нагрузки подстанций 110 кВ и выше на период формирования СиПР.

4.4.5.4. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики осуществляются отдельно для каждого из рассматриваемых вариантов развития («базового» и «оптимистического»).

4.4.6. Анализ функционирования и формирование предложений по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы, напряжением 110 кВ и выше, отдельно для каждого из рассматриваемых вариантов развития («базового» и «оптимистического»):

4.4.6.1. Определение (уточнение) на основании балансовых и электроэнергетических расчетов режимов перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением.

4.4.6.2. Предложения в виде перечня необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест». Перечень должен включать:

- описание мероприятия с указанием необходимых параметров (сечение проводов ЛЭП, номинальный ток оборудования, трансформаторная мощность и т.п.);
- рекомендуемый срок реализации мероприятия;
- обоснование необходимости мероприятия;
- наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия;
- ориентировочную стоимость, определенную в соответствии с действующими нормативами (распределение инвестиций по годам).

4.4.6.3. Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России текущего периода, или сроков их реализации (в случае необходимости). Такие рекомендации должны быть оформлены отдельным разделом с приложением обосновывающих материалов.

4.4.6.4. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, с указанием года ввода в работу (уже запланированных с указанием источника информации и вновь предлагаемых с необходимым сроком реализации), обеспечивающих надёжное электроснабжение потребителей Карачаево-Черкесской

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 113
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Республики на расчётном этапе развития электрических сетей на период формирования СиПР (для каждого мероприятия должны быть представлены краткие технические обоснования).

4.4.6.5. Формирование перечня необходимых мероприятий по реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению, с указанием сроков реализации (уже запланированных с указанием источника информации и вновь предлагаемых с необходимым сроком) (для каждого мероприятия должны быть представлены краткие технические обоснования).

4.4.6.6. Анализ расчетных перспективных электрических нагрузок подстанций 110 кВ и выше, определенных на период формирования СиПР и разработанные рекомендации по увеличению трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей 110 кВ и выше, в том числе путем перевода объектов напряжением 35 кВ на более высокий класс напряжения (для каждого мероприятия должны быть представлены краткие технические обоснования).

4.4.6.8. Разработанные на основании анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше рекомендации по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности. В случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего периода.

4.4.6.9. Рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы на период формирования СиПР.

4.4.6.10. Разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования СиПР.

4.4.6.11. Разработанные рекомендации по обеспечению качества и надёжности электроснабжения с учётом требований ПУЭ по надёжности электроснабжения потребителей.

4.4.6.12. Формирование сводных данных по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ (для каждого года).

4.4.6.13. Обоснования предлагаемых мероприятий по развитию электрических сетей, в т.ч. предлагаемых ОИВ и субъектами электроэнергетики в соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики, республиканскими и федеральными программами социально-экономического развития региона, должны быть представлены на основании:

- балансовых и электрических расчётов (в соответствии с пп. 4.4.5 настоящего технического задания).
- анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторов;
- анализа необходимости обеспечения установленной категории

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 114
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- электроснабжения потребителей;
- анализа выработки нормативного срока эксплуатации оборудования и устройств (подтвержденных соответствующими актами технического освидетельствования состояния объекта, оборудования);
- анализа наличия мероприятий в утвержденных ТУ на ТП (для базового варианта – при наличии заключенного договора на технологическое присоединение);
- анализа необходимости выполнения мероприятий для обеспечения вводов (реконструкции) объектов электроэнергетики других собственников.

4.4.6.14. В работе должны быть предложения по исключению инвестиционных проектов из инвестиционных программ субъектов электроэнергетики ввиду отсутствия обоснований необходимости их реализации.

4.4.7. Техничко-экономические показатели развития электрической сети, включающие в себя:

- объёмы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше;
- сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ.

Предлагаемые мероприятия по развитию электроэнергетических объектов (как генерирующих, так и электросетевых) в пятилетний период должны быть определены по срокам, исполнителям, источникам финансирования с требуемых объемов финансирования и влияния на региональные тарифы.

4.5*. Основные направления развития теплоснабжения Карачаево-Черкесской Республики:

4.5.1. Прогноз потребления тепловой энергии на период формирования СиПР с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований.

Должна быть дана характеристика, какая часть суммарного потребления тепловой энергии Карачаево-Черкесской Республики может быть обеспечена за счет когенерации тепловой и электрической энергии (максимальный потенциал развития когенерации при переводе крупных котельных в ПГУ и ГТУ ТЭЦ).

4.5.2. Определение на основании балансов электрической и тепловой энергии потребности электростанций (блок-станций) и котельных в топливе.

4.5.3. Разработанные мероприятия по строительству когенерации, информацию о возобновляемых источниках электроэнергии, местных видах топлива, модернизации систем теплоснабжения и объектов малой распределенной энергетики.

4.5.4. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Карачаево-Черкесской Республики с указанием

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных).

4.5.5. Разработанные предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Карачаево-Черкесской Республики (при их наличии) с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей).

4.5.6. Разработанные предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования.

4.5.7. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию, предложения по реконструкции, модернизации ТЭЦ, котельных и их размещению.

4.5.8. Предложения по рекомендуемой структуре генерирующих мощностей.

4.5.9. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Карачаево-Черкесской Республики на период формирования СиПР.

4.5.10. В СиПР могут быть отражены отдельными подпрограммами мероприятия по использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ), газопоршневых ТЭЦ с когенерацией и других источников энергии, а также мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению на территории Карачаево-Черкесской Республики.

Требования к оформлению Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы:

Текстовые материалы (научно-технические отчеты) СиПР должны быть выполнены в текстовом редакторе Word for Windows с использованием для основного текста шрифта Times New Roman с размером не более 13 единиц и одинарным междустрочным шагом.

Карты-схемы должны быть выполнены в редактируемом векторном формате (например, AutoCAD).

Презентационные материалы должны быть представлены в формате Microsoft Power Point.

В СиПР должны быть предоставлены результаты расчетов, аналитические и документальные материалы, оформленные в виде приложений в текстовом и графическом виде для каждого из двух вариантов развития («базового» и «оптимистического»), в т.ч.:

- карты-схемы электрических сетей 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с отображением:
 - существующих объектов напряжением 110 кВ и выше;
 - перспективных объектов напряжением 110 и выше по новому

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 116
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;

- легенды карты-схемы с указанием основных рекомендованных мероприятий по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения с указанием параметров объекта и годов ввода.
- схемы для нормального режима электрических соединений сетей 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на отчетный год и последний год периода формирования СиПР;
- схемы потокораспределения и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше для всех проведенных расчётных режимов, результаты расчетов в табличном виде;
- перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ;
- перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ (для «базового» варианта развития – в соответствии с утвержденной СиПР ЕЭС России (актуальной редакцией проекта), инвестиционными программами субъектов электроэнергетики и техническими условиями на технологическое присоединение (для «базового» варианта - при наличии заключённых договоров на технологическое присоединение);
- перечень существующих электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт;
- перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт (для «базового» варианта развития – в соответствии с утвержденной СиПР ЕЭС России (актуальной редакцией проекта), утвержденными инвестиционными программами субъектов электроэнергетики и техническими условиями на технологическое присоединение (для «базового» варианта - при наличии заключённых договоров на технологическое присоединение).

В приложениях к СиПР могут быть приведены также обосновывающие материалы и материалы с исходной информации для разработки СиПР с указанием источников информации для каждого из двух вариантов развития («базового» и «оптимистического»).

6. Исходная информация для разработки Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы (взаимосвязь с предшествующими работами):

6.1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 год, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 №1209-р.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист 117	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ				

6.2. Утвержденная Схема и программа развития Единой энергетической системы России (актуальная редакция проекта).

6.3. Ежегодный отчёт о функционировании Единой энергетической системы России и данные мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

6.4. Отчётные данные о работе энергосистемы на территории Карачаево-Черкесской Республики.

6.5. Утвержденные в установленном порядке инвестиционные программы генерирующих и электросетевых компаний на территории Карачаево-Черкесской Республики.

6.6. Предложения Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по развитию распределительных сетей, в том числе по ликвидации сетевых и балансовых ограничений (выявленных «узких мест»), на основе результатов использования перспективной расчётной модели, а также разработанный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Карачаево-Черкесской Республике.

6.7. Предложения сетевых и генерирующих организаций и органов исполнительной власти Карачаево-Черкесской Республики по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Карачаево-Черкесской Республики, а также прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Карачаево-Черкесской Республике и основным крупным узлам нагрузки электрической сети, разработанный органом исполнительной власти.

6.8. Сведения сетевых организаций о заявках на технологическое присоединение и заключённых договорах на осуществление технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям на территории Карачаево-Черкесской Республики с разбивкой максимальной мощности по годам ввода.

6.9. Государственные или региональные Программы социально-экономического развития региона в части электроэнергетики.

6.10. Документы территориального планирования Карачаево-Черкесской Республики, при необходимости согласованные Правительством Российской Федерации и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти.

6.11. Проработки специализированных проектных организаций о возможностях использования гидроэнергетических ресурсов, геотермальных и других источников энергии (при их наличии).

6.12. Схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями (при их наличии).

6.13. Схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями (при их наличии).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
										118
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Продолжение приложения А

6.14. Иные работы в области электроэнергетики, способствующие выполнению данной работы (при их наличии)

6.15. Информация, предоставляемая органами исполнительной власти и Координационным советом по развитию электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики.

ИСПОЛНИТЕЛЬ

ЗАКАЗЧИК

«_____» _____ 2018 г.

«_____» _____ 2018 г.

М.П.

М.П.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
										119
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

 Х.М. Куджев
« » 2018 г.

Б.Х. Мисиров

« » 2018 г.

 В.А. Халюзин
« » 2018 г.

« » 2018 г.

_____ А.Л. Корольков
« » 2018 г.

_____ П.В. Кравченко
«__» _____ 2018 г.

Г.Е. Сергеев

« » 2018 г.

Взам. инв. №	Директор филиала ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский филиал»					 П.В. Кравченко «__» _____ 2018 г.		
	Подпись и дата	Директор филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС»					_____ Г.Е. Сергеев «__» _____ 2018 г.	
Инв. № подл.							Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист
								120
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Продолжение приложения А



РусГидро

Филиал ПАО «РусГидро» -
«Каскад Кубанских ГЭС»

д. 360а, ул. Водопроводная, г. Невинномысск,
Российская Федерация, 357115

т: 8 (800) 3338000/ +7 (495) 2253232

т: +7 (86554) 68901

ф: +7 (86554) 68550

kkges@rushydro.ru
www.kkges.rushydro.ru

от 04.09.2018 № 1567 ПР/СС

на № 2185 от 30.08.2018

Исполняющему обязанности
Министра промышленности и
торговли Карачаево-Черкесской
Республики

Х.М. Куджеву

369000, г. Черкесск, ул. Калантаевского, 36

Тел.факс: (878-2) 28-07-63

E-mail: minprom@kchr.ru

О согласовании проекта ТЗ
СиПР КЧР

Уважаемый Хазрет Магометович!

Специалистами филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» рассмотрено «Типовое техническое задание на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы». Замечания отсутствуют. Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» согласовывает «Типовое техническое задание на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы».

Приложение: на 16 л., в 1 экз.

Исполняющий обязанности директора

А.К. Карпов

Соколов Р.А.
(86554) 41571

Инов. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
МРСК
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ
СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА"
ул. Подстанционная, 13-а, пос. Энергетик,
г. Пятигорск, Ставропольский край, 357596
Телефон (8793) 34-66-83, 34-66-81 факс: (8793) 40-18-20
e-mail: mrsk-sk@mrsk-sk.ru, www.mrsk-sk.ru

№ МРСК/Ю 2993-01-03 20 18 г.

На № _____ от _____ 20 ____ г.

Первому заместителю министра
промышленности и торговли
Карачаево-Черкесской Республики
Х.М. Куджеву

О согласовании ТЗ
на разработку СИПР КЧР 2020-2024

Уважаемый Хазрет Магаметович!

Настоящим сообщая Вам о согласовании проекта технического задания на разработку Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на период 2020-2024, направленного в адрес ПАО «МРСК Северного Кавказа» письмом от 30.08.2018 № 2185.

Генеральный директор

Ю.В. Зайцев

Яструбенко Е.В.
(8793) 40-17-19

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист	
	Подпись и дата						
Яструбенко Е.В. (8793) 40-17-19						Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	122
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Федеральная
Сетевая Компания



Федеральная
энергетическая компания

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
ЮГА - ФИЛИАЛ ПАО «ФСК ЕЭС»
357431, Ставропольский край, г. Железноводск,
пос. Юзовское, пос. Даринский, д.2
тел. (8783) 26-98-56, 34-36-11; факс: (8783) 34-98-64
e-mail: info@fsc-yes.ru; www.fsc-yes.ru

10.09.2018

215/6/15.96

На Ваш от 30.08.2018 № 2185

Министру промышленности и
торговли Карачаево-
Черкесской Республики

М.О. Аргунову

Факс: (8782) 28-07-63

О рассмотрении ТЗ
на разработку СИПР КЧР

Уважаемый Мурат Олегович!

Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга рассмотрен и согласовывается
проект технического задания на разработку «Схемы и программы развития
электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020 – 2024 годы».

Директор по развитию сети

Ю.Н. Ашихмин

Волошенко Р.В.,
(8793) 23-86-79

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Волошенко Р.В. (8793) 23-86-79										Лист		
													Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ		123
Изм.	Кол.уч.	Лист											№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ АО «СО ЕЭС»
«РЕГИОНАЛЬНОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ
РЕСПУБЛИК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА
И СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ»
(Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ)

Подстанционная ул., д. 26
г. Пятигорск, Ставропольский край, 357506
Тел.: (8793) 34-71-20, Факс: (8793) 34-87-17
E-mail: secc@skrd.ru

<http://www.so-ups.ru>
ОКПО 22044191 ОГРН 1027700201352
ИНН/КПП 7705454461/263243001

Исполняющему обязанности
министра промышленности и
торговли Карачаево-Черкесской
Республики
Куджеву Х.М.

14.09.2018

№ Р61-02.11.19-2143

на № 2185

от 30.08.2018

О согласовании редакции ТЗ на СИПР
Карачаево-Черкесской Республики на
2020-2024 годы

Уважаемый Хазрет Магаметович!

Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (далее – Северокавказское РДУ) рассмотрено техническое задание на разработку «Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы».

По результатам рассмотрения направляю в Ваш адрес согласованную Северокавказским РДУ редакцию данного технического задания.

Прошу направить в наш адрес данное техническое задание на бумажном носителе для подписания.

Приложение: Техническое задание на разработку «Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы» на 16 л.

Директор

А.Л. Корольков

Гурский Михаил Юрьевич
(8793) 34-87-26

Инв. № подл.						Лист
Подпись и дата	Взам. инв. №					
Директор Гурский Михаил Юрьевич (8793) 34-87-26 А.Л. Корольков						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ