



ЭТС-ПРОЕКТ

ООО «ЭТС-Проект»
115533, г. Москва, проспект Андропова, дом 22, пом. 1, ком. 55
Адрес для корреспонденции:
603086, г. Нижний Новгород, ул. Керченская, 13
Тел. (831) 233-30-30, факс (831) 233-30-31
E-mail: ets-p@el-ts.ru, www.el-ts.ru
ОГРН 1082130014009, ИНН 2130047148, КПП 772501001

ОТЧЕТ
о выполнении работ

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики
Республики Дагестан на период 2023-2027 годов

Том 1. Книга 1

Создание информационно-аналитической базы по состоянию
электроэнергетики Республики Дагестан

Государственный контракт № 3389-44/22

Генеральный директор
ООО «ЭТС-Проект»

А.С. Рыбин

Москва, 2022

Состав проекта

Номер тома	Наименование	Примечания
Том 1. Книга 1	Создание информационно-аналитической базы по состоянию электроэнергетики Республики Дагестан	-
Том 2. Книга 1	Прогноз основных направлений развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту	-
Том 2. Книга 2	Результаты расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту	-
Том 2. Книга 3	Обосновывающие документы для мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту	-
Том 3. Книга 1	Прогноз основных направлений развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту	-
Том 3. Книга 2	Результаты расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту	-

Содержание

1	Общая характеристика Республики Дагестан	5
2	Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Дагестан за прошедший пятилетний период.....	10
2.1	Информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим электроснабжение потребителей на территории Республики Дагестан	10
2.2	Отчётная динамика потребления электроэнергии Республики Дагестан за 2017-2021 гг.	11
2.3	Структура электропотребления по основным группам потребителей Республики Дагестан в 2017-2021 гг.....	12
2.4	Перечень крупных существующих потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики их потребления электрической энергии и за последние пять лет	13
2.5	Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Республики Дагестан и крупных узлов нагрузки в период 2017-2021 гг.	14
2.6	Структура установленной мощности электростанций Республики Дагестан	15
2.7	Состав генерирующего оборудования существующих электростанций Республики Дагестан установленной мощностью свыше 5 МВт	17
2.8	Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.....	18
2.9	Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Дагестан за последние 5 лет	21
2.10	Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы на зимний/летний максимум/минимум нагрузок за 2021 год.....	23
2.11	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	28
2.12	Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Дагестан ...	42
2.13	Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет (энергоёмкость валового регионального продукта, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике).....	42
3	Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Дагестан.....	44
3.1	Ограничение пропускной способности трансформаторных связей питающих центров 110-330 кВ.....	44
3.2	Ограничение пропускной способности системообразующих и распределительных сетей	44
3.2.1	Энергорайон № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан	44
3.2.2	Энергорайон № 2. Южный энергорайон Республики Дагестан	46
3.2.3	Энергорайон № 3. Северный энергорайон Республики Дагестан	47
	Приложения	51
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	51

Список приложений

№ п/п	Наименование	Лист
1	Динамика изменения нагрузки ЦП 110 кВ и выше за отчетный период с 2017 по 2021 годы на основании ведомостей контрольных замеров (в электронном виде в формате MS Excel)	51

1 Общая характеристика Республики Дагестан

Республика Дагестан является самым южным регионом Российской Федерации, входящим в состав Северо-Кавказского федерального округа (далее – СКФО). Административный центр – город Махачкала.

Республика Дагестан расположена в восточной части Северного Кавказа. На севере граничит с Республикой Калмыкия, на западе – со Ставропольским краем, Чеченской Республикой и Грузией, на юге – с Азербайджаном. На востоке омывается Каспийским морем. Протяженность береговой линии Каспийского моря по территории Республики Дагестан составляет 530 км. Республика Дагестан имеет прямой выход к международным морским путям: она граничит по морю с Азербайджаном, Казахстаном, Туркменистаном и Ираном (рисунок 1.1).

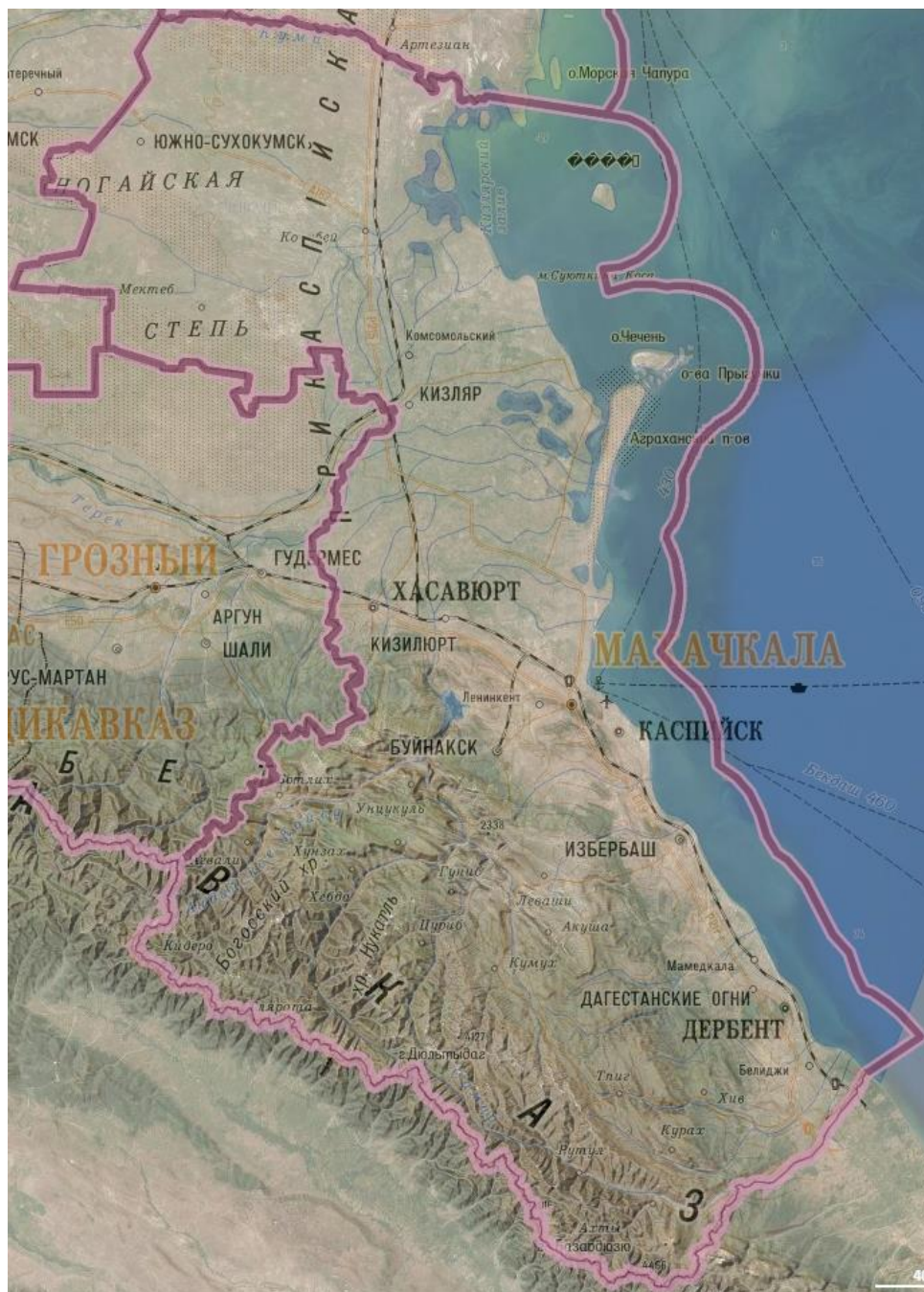


Рисунок 1.1 – Общегеографическая карта Республики Дагестан

Протяженность территории Республики Дагестан с юга на север составляет около 400 км, с запада на восток – порядка 200 км.

Площадь территории Республики Дагестан составляет 50,3 тыс. кв. км (29,51% площади территории СКФО и 0,29% площади территории Российской Федерации).

По характеру рельефа Республика Дагестан делится на четыре части:

- низменная;
- предгорная;
- внутригорная;
- высокогорная.

Низменная часть Республики Дагестан является крайним юго-западным продолжением Прикаспийской низменности и простирается от р. Кумы на севере до предгорья Кавказских гор на юге. Прикаспийская низменность в пределах Дагестана представляет собой почти плоскую, слабонаклонную равнину, значительная часть которой лежит ниже уровня океана. Низменная часть Дагестана занимает 46% территории республики и подразделяется на Терско-Кумскую, Терско-Сулакскую и Приморскую низменности.

Предгорная часть Республики Дагестан состоит из отдельных хребтов северо-западного и юго-восточного простирания, разделенных широкими долинами и котловинами. Занимает промежуточное положение между низменной и внутригорной частями Дагестана. Хребты предгорий представляют собой крутые склоны высотой 400-700 (иногда и более) метров над уровнем Каспийского моря. Предгорный Дагестан протягивается дугообразной полосой с северо-запада на юго-восток длиной около 210 км и шириной от 20 до 50 км.

Внутригорная часть Дагестана занимает в основном центральную и западную части республики и, в незначительной степени, южную. Рельеф сочетает широкие плато с горными хребтами высотой до 2500 м, прорезанными глубокими ущельями.

Высокогорная часть Дагестана образована двумя основными горными цепями – Главным, или Водораздельным хребтом Большого Кавказа, северный склон которого принадлежит Дагестану (западная граница), и параллельным Боковым хребтом (восточная граница). На северо-западе Главный Кавказский хребет имеет ширину около 50 км, на юго-востоке суживается до 30 км; в пределах Дагестана простирается в виде непрерывной горной цепи на протяжении более 300 км, начиная от горы Нацидрисцвери на северо-западе до горы Базардюзю на юго-востоке. Средняя высота Главного Кавказского хребта на границе Дагестана с Грузией составляет 2800-3000 м, а в направлении к востоку на границе с Азербайджаном высота хребта увеличивается и достигает наибольших значений у горы Базардюзю (4466 м).

В структуре земель Республики Дагестан земли сельскохозяйственного назначения составляют 86,4% (4344,5 тыс. га), земли населенных пунктов 3,2% (160,5 тыс. га), земли промышленности и иного специального назначения 0,9% (43,3 тыс. га), земли особо охраняемых природных территорий 0,6% (28,7 тыс. га), земли лесного фонда 8,4% (421,6 тыс. га), земли водного фонда 0,48% (26,6 тыс. га), земли запаса 0,02% (1,8 тыс. га). За пределами административных границ Республики Дагестан используются 158,6 тыс. га.¹

¹ Проект стратегии социально-экономического развития Республики Дагестан до 2030 г.: https://www.economy.gov.ru/material/directions/regionalnoe_razvitiye/strategicheskoe_planirovaniye_prostranstvenno_razvitiya/strategii_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_subektov_rf/proekty_strategiy_subektov_rf/proekt_strategii_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_respubliki_dagestan_do_2030_goda.html

В целом более половины территории республики занимают горы (25,5 тыс. км²); средняя высота всей территории Республики Дагестан равна 960 м. Это существенно осложняет и удорожает строительство объектов энергетической инфраструктуры, но и создает предпосылки к использованию гидроэнергетического потенциала республики.

Плотность речной сети неравномерна: в горной местности она густая, в то время как в районах к северу от Терека реки не протекают. Наиболее крупными из них являются Терек, Сулак с Аварским Койсу, Андийским Койсу, Казикумухским Койсу и Каракойсу, Самур, Рубас с притоками. Реки используются для гидростроительства, мелиорации, водоснабжения. На реку Сулак приходится половина всех гидроэнергоресурсов Дагестана, здесь расположен целый ряд ГЭС, в том числе крупнейшая электростанция республики – Чиркейская ГЭС.

Климат горных и равнинных территорий резко отличается. В горной области он более континентальный, с очень большими контрастами на равнине и в горах. В горах средняя температура января от –5⁰С до –11⁰С. На низменности средняя температура января от +1,4⁰С до –3⁰С. Средняя температура июля до +24⁰С. Безморозный период на низменности продолжается от 160-180 дней на севере и 235-250 дней на юге. На равнинах не бывает постоянного снежного покрова.

Особенности климата, истории и экономико-географическое положение определяют основные характеристики экономики республики, развития ее социальной системы и системы расселения.

По данным Министерства экономического развития Республики Дагестан, численность населения региона по состоянию на 01 января 2022 г. составила 3 155,3 тыс. человек (2,17% населения России). В период с начала 2018 г. по начало 2022 г. регион характеризовался положительной динамикой численности населения со средней величиной прироста в 0,73% в год. Более половины населения республики (1 737,6 тыс. человек или 55,1%) проживает в сельских поселениях. Динамика численности населения Республики Дагестан приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Динамика численности населения Республики Дагестан

Показатель	на 01 января 2018	на 01 января 2019	на 01 января 2020	на 01 января 2021	на 01 января 2022 ²
Численность населения, тыс. чел.	3063,86	3086,13	3110,86	3133,30	<u>3155,30</u> 3154,68
Темп роста, %	0,72%	0,73%	0,80%	0,72%	0,70%

Плотность населения Республики Дагестан составила по состоянию на начало 2022 г. 62,7 чел. на кв. км³, что несколько превышает плотность населения в СКФО (58,6 чел. на кв. км) и существенно выше по сравнению с плотностью населения в целом по Российской Федерации (8,5 чел. на кв. км).

Наиболее крупным поселением Республики Дагестан является городской округ с внутригородским делением «город Махачкала» с численностью населения 736,36 тыс. чел. К числу городов населением свыше 60 тыс. чел. также относятся (по данным Министерства экономического развития Республики Дагестан): Хасавюрт – 148,3 тыс. чел., Каспийск – 133,8, Дербент – 127,4, Буйнакск – 67,1, Избербаш – 62,5.

² В числителе приведена численность постоянного населения Республики Дагестан на 01 января 2022 г. по данным Министерства экономического развития Республики Дагестан, в знаменателе – по предварительной оценке Росстата (https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/PrPopul2022_Site.xls)

³ В пересчёте на численность населения по данным Росстата

С точки зрения административно-территориального устройства Республика Дагестан разделена на 10 городских округов и 41 муниципальный район, при этом в состав Цунтинского района входит 1 муниципальный участок. Карта административно-территориального деления Республики Дагестан представлена на рисунке 1.2.



Районы Республики Дагестан:

1	Агульский	22	Кумторкалинский
2	Акушинский	23	Курахский
3	Ахвахский	24	Лакский
4	Ахтынский	25	Левашинский
5	Бабаюртовский	26	Магарамкентский
6	Бежтинский ⁴	27	Новолакский
7	Ботлихский	28	Ногайский
8	Буйнакский	29	Рутульский
9	Гергебильский	30	Сергокалинский
10	Гумбетовский	31	Сулейман-Стальский
11	Гунибский	32	Табасаранский
12	Дахадаевский	33	Тарумовский
13	Дербентский	34	Тляратинский
14	Докузпаринский	35	Унцукульский
15	Казбековский	36	Хасавюртовский
16	Кайтагский	37	Хивский
17	Карабудахкентский	38	Хунзахский
18	Каякентский	39	Цумадинский
19	Кизилюртовский	40	Цунтинский
20	Кизлярский	41	Чародинский
21	Кулинский	42	Шамильский

Рисунок 1.2 – Карта административно-территориального деления Республики Дагестан

При доле в населении страны 2,17% на Республику Дагестан пришлось в 2020 году⁵ 0,8% валового регионального продукта (далее – ВРП) России (как суммы регионов) и примерно 30,8% ВРП СКФО. Чуть более половины ВРП Республики Дагестан за 2020 год пришлось на три вида экономической деятельности: «Торговля оптовая и розничная, ремонт автотранспортных средств и мотоциклов» – 18,0%; «Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство» – 18,4%; «Строительство» - 17,4% (рисунок 1.3).

Промышленность в целом⁶ занимает в структуре ВРП Республики Дагестан весьма скромное место – 6,0% при среднем уровне в 31,1% в целом по Российской Федерации. На сферу услуг в целом⁷ в структуре ВРП региона пришлось 51,1% ВРП, что существенно выше среднего уровня по стране – 47,9%. Следует отметить, что доли ВЭД «Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство» и «Строительство», на которые в структуре ВРП республики приходится 18,4% и 17,4%, также значительно превышают

⁴ Бежтинский муниципальный участок находится в составе Цунтинского района Республики Дагестан

⁵ Данные по структуре ВРП за 2021 год будут опубликованы Росстатом в 2023 году.

⁶ В составе разделов В, С, D, E ОКВЭД2

⁷ В составе разделов G, I, K, L, M, N, O, P, Q, R, S ОКВЭД2

аналогичные значения в среднем по Российской Федерации (соответственно равные 4,7% и 5,8%).

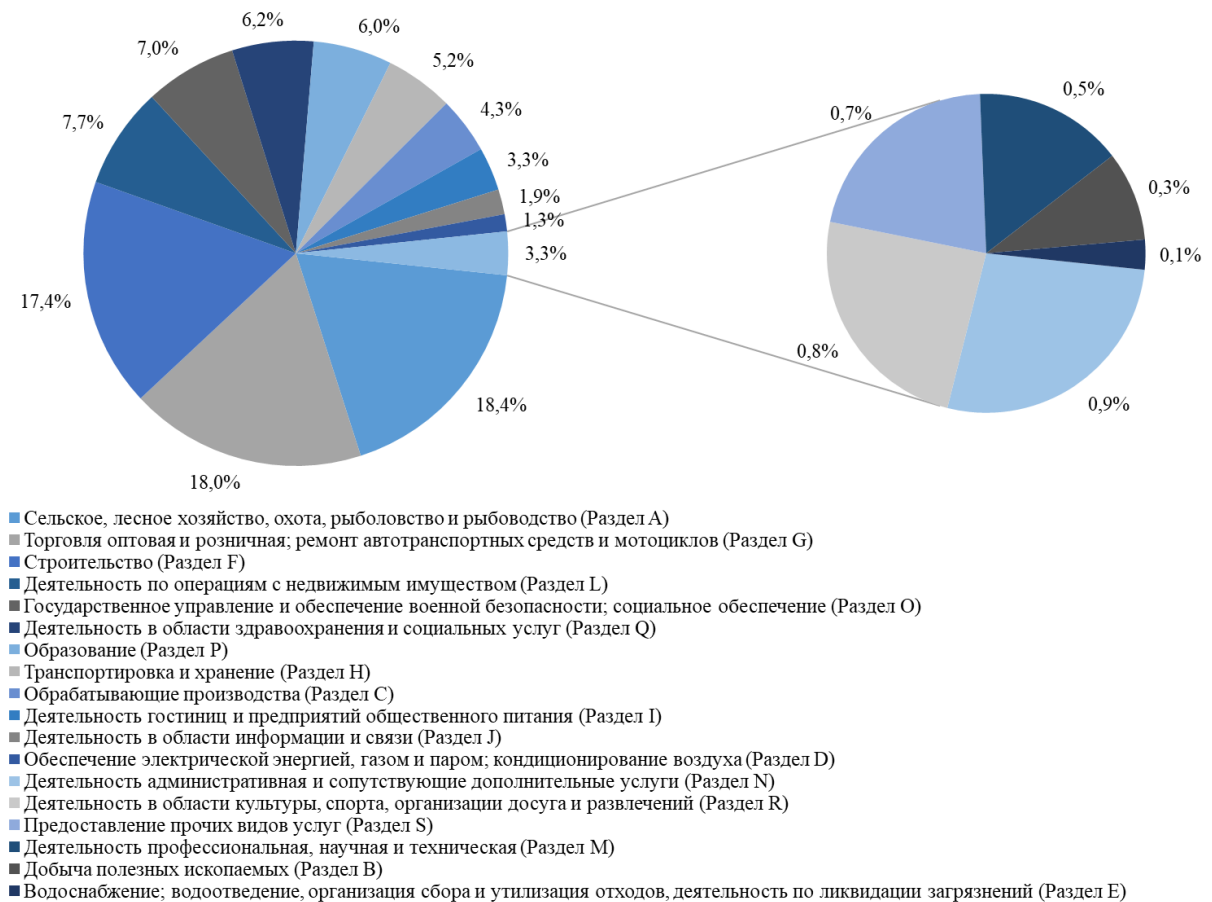


Рисунок 1.3 – Структура ВРП Республики Дагестан по видам экономической деятельности за 2020 год⁸

⁸ВЭД «Деятельность финансовая и страховая» и «Деятельность домашних хозяйств как работодателей; недифференцированная деятельность частных домашних хозяйств по производству товаров и оказанию услуг для собственного потребления» не указаны на рисунке, так как их доля в структуре ВРП Республики Дагестан пренебрежимо мала (менее 0,1%)

2 Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Дагестан за прошедший пятилетний период

2.1 Информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим электроснабжение потребителей на территории Республики Дагестан

Энергосистема Республики Дагестан входит в состав объединённой энергосистемы Юга (далее – ОЭС Юга). Наряду с ней, в ОЭС Юга входят 12 региональных энергосистем, расположенных на территории 15 субъектов Российской Федерации: республик Адыгея, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Калмыкия, Карачаево-Черкесия, Крым, Северная Осетия-Алания, Чеченской республики; Краснодарского и Ставропольского краёв; астраханской, Ростовской и Волгоградской областей, а также города Севастополь. Режимом работы энергообъединения управляет филиал АО «СО ЕЭС» «Объединённое диспетчерское управление энергосистемами Юга» (далее – ОДУ Юга).

Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики на территории Республики Дагестан осуществляет филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Дагестан» (далее – Дагестанское РДУ).

Производство электрической энергии на территории Республики Дагестан в 2021 году осуществлялось на электростанциях суммарной установленной электрической мощностью 1 905,13 МВт, принадлежащих следующим генерирующим компаниям:

- ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал»;
- ООО «Дагестанэнерго»;
- ООО «Энергострой ЛТД»;
- ООО «МЭК-Инжиниринг».

В состав электросетевого комплекса региона входят объекты напряжением 0,4-330 кВ. Услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Дагестан оказывают следующие электросетевые компании:

- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Северо-Кавказское ПМЭС»;
- филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»;
- филиал ОАО «РЖД» – Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению «Трансэнерго»;
- филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго»;
- ООО «ДагЭнерЖи»;
- МУП Каспийские электрические сети «Каспэнерго»;
- ООО «Нурэнергосервис»;
- ОАО «Завод Стекловолокна»;
- ООО «Эльдаг»;
- ООО «Каспийская территориальная сетевая организация»;
- ООО «Электросеть».

К наиболее значимым электросетевым компаниям, эксплуатирующим объекты напряжением 110 кВ и выше, относятся:

- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Северо-Кавказское ПМЭС», в эксплуатации которого находятся объекты ЕНЭС на территории Республики Дагестан, в том числе ЛЭП и ПС напряжением 330 кВ;

– филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго», в эксплуатации которого находится подавляющее большинство электросетевых объектов напряжением 110 кВ.

Гарантирующим поставщиком электрической энергии и, одновременно с этим, крупнейшей компанией, осуществляющей сбыт электроэнергии на территории Республики Дагестан в настоящее время является филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»⁹. К сбытовым компаниям, функционирующим на территории региона, также относятся ООО «Каспэнергосбыт» и ООО «Русэнергосбыт».

2.2 Отчётная динамика потребления электроэнергии Республики Дагестан за 2017-2021 гг.

По данным АО «СО ЕЭС», объём электропотребления на территории Республики Дагестан в централизованной зоне в 2021 году¹⁰ составил 7708,4 млн кВт·ч, увеличившись по сравнению с 2020 годом на 820,3 млн кВт·ч или 11,9% (таблица 2.2.1, рисунок 2.2.1).

Таблица 2.2.1 – Динамика потребления электрической энергии Республики Дагестан в период 2017–2021 гг.

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6504,0	6487,7	6652,0	6888,1	7708,4
Изменение, млн кВт·ч (к предыдущему году)	101,3	-16,3	164,3	236,1	820,3
Темп роста, % (к предыдущему году)	1,6%	-0,3%	2,5%	3,6%	11,9%

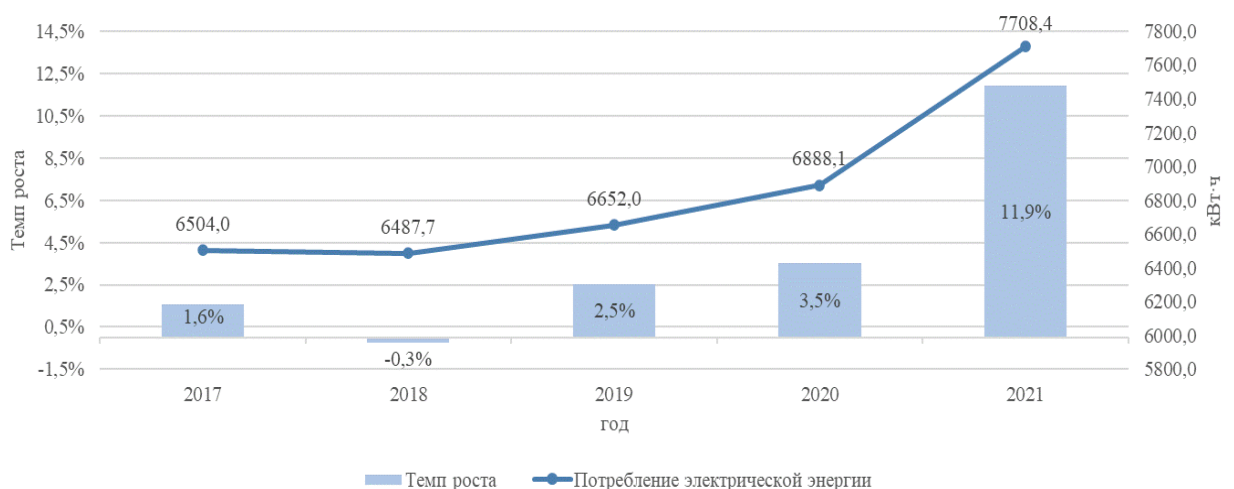


Рисунок 2.2.1 – Динамика потребления электрической энергии Республики Дагестан в период 2017–2021 гг.

По итогам 2021 г. энергосистема Республики Дагестан по объёмам электропотребления заняла второе место среди энергосистем регионов СКФО и шестое место в ОЭС Юга после энергосистем Республики Адыгея и Краснодарского края,

⁹ В соответствии с приказом Минэнерго России от 25 июня 2020 г. №494 «О присвоении статуса гарантирующего поставщика территориальной сетевой организации»; до 01 июля 2020 г. данный статус был присвоен ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания»

¹⁰ Согласно отчёту АО «СО ЕЭС» о функционировании ЕЭС России в 2021 году https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ups_rep2021.pdf

Ростовской области, Волгоградской области, Ставропольского края, Республики Крым и г. Севастополя.

В абсолютном выражении прирост потребления электрической энергии в период 2017-2021 гг. составил 1 204,4 млн кВт·ч, или 18,5% с достаточно высоким среднегодовым темпом прироста в 4,33%. Подобный рост потребления электроэнергии на территории Республики Дагестан является отражением особенностей его структуры, анализ которой представлен далее.

2.3 Структура электропотребления по основным группам потребителей Республики Дагестан в 2017-2021 гг.

В настоящее время АО «СО ЕЭС» не приводит структуру потребления электроэнергии в энергосистемах, опирающуюся на официальные общеэкономические классификаторы. В свою очередь, Росстат и его территориальные органы на протяжении десятилетий формирует объёмы и структуру потребления электроэнергии по каждому субъекту Российской Федерации на основе электробалансов с разделением по ВЭД.

Структура потребления электроэнергии на территории Республики Дагестан в 2017-2020 годах по данным Росстата¹¹ приведена в таблице 2.3.1. Следует отметить, что данные за 2021 год в таблице не представлены, т.к. электробаланс за 2021 год будет опубликован Росстатом только в июне 2022 года.

Таблица 2.3.1 – Динамика структуры потребления электрической энергии на территории Республики Дагестан в 2017–2020 гг. (по данным Росстата)

№ п/п	Сфера потребления	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год	
		млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
1	Промышленное производство ¹²	365,0	5,7	390,7	6,1	335,4	5,1	285,5	4,2
2	Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	50,8	0,8	53,5	0,8	52,4	0,8	36,1	0,5
3	Строительство	50,2	0,8	45,1	0,7	40,6	0,6	17,0	0,3
4	Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	146,8	2,3	229,5	3,6	227,1	3,5	99,2	1,5
5	Транспортировка и хранение	160,7	2,5	141,0	2,2	94,7	1,5	71,4	1,1
6	Деятельность в области информации и связи	80,5	1,3	67,6	1,1	68,5	1,0	19,9	0,3
7	Другие ВЭД	500,5	7,8	601,1	9,4	480,9	7,4	469,2	6,9
8	Городское и сельское население	2666,1	41,7	2747,0	43,1	2489,5	38,1	2929,6	43,3
9	Потери в электросетях	2372,6	37,1	2102,1	33,0	2737,7	41,9	2842,8	42,0
	Полное потребление, всего	6393,2	100,0	6377,6	100,0	6526,9	100,0	6770,8	100,0

Как видно из таблицы 2.3.1, наибольшую долю в структуре электропотребления (от 49,0% до 56,1% за рассматриваемый период) занимает непроектируемая сфера, а именно население, ВЭД «Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов», а также блок «Другие ВЭД» (включает в себя предприятия и организации образования, здравоохранения, государственного управления, финансовых, научных, персональных и рекреационных услуг, гостиницы и рестораны и т.д.).

¹¹ [https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/el-balans\(3\).xlsx](https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/el-balans(3).xlsx)

¹² В составе следующих ВЭД: «Добыча полезных ископаемых», «Обрабатывающие производства», «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха», «Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений» (разделы В, С, D, E ОКВЭД2)

Второе место по доле в общей структуре электропотребления занимают потери электроэнергии в электрических сетях. Их доля очень велика (от 33,0% до 42,0% за рассматриваемый период) и значительно превышает средний уровень по стране (8,8% в 2020 году). Высокая доля потерь, вероятнее всего, вызвана большим неучтенным расходом электроэнергии в быту на цели отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования.

Промышленное производство в период 2017-2020 годов занимало в структуре электропотребления на территории Республики Дагестан весьма скромное место – порядка 4-6%. Наименьшие доли в структуре электропотребления пришлось на ВЭД «Строительство» (0,3-0,8%) и «Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство» (0,5-0,8%). При этом следует отметить снижение в 2020 году по сравнению с 2019 долей всех ВЭД в общей структуре электропотребления при одновременном росте долей бытового потребления и потерь в электрических сетях, что явилось прямым следствием снижения деловой активности и введенных ограничений. При этом одновременно наблюдался рост объема электропотребления в 2020 году по сравнению с 2019 годом.

Структура потребления электроэнергии на территории Республики Дагестан в 2020 году по данным Росстата представлена на рисунке 2.3.1. Следует отметить, что на непромышленную сферу и потери в сетях пришлось подавляющая часть потребленной электроэнергии (93,6%).

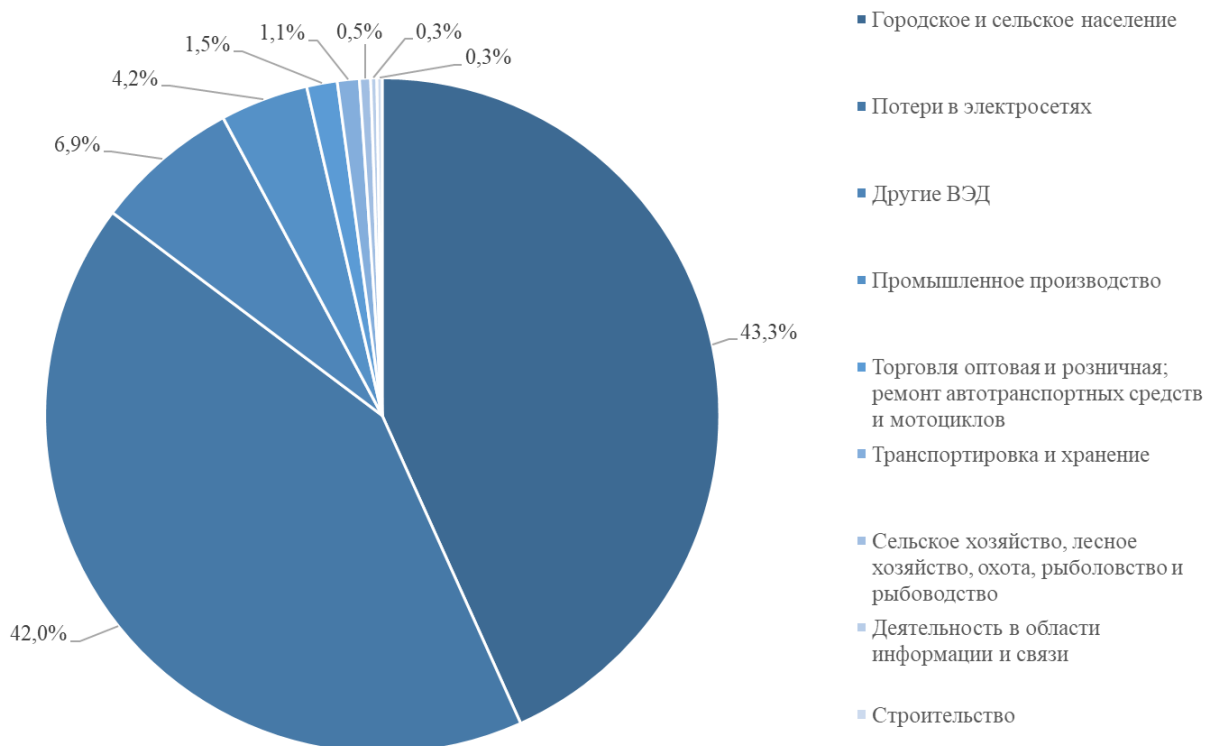


Рисунок 2.3.1 – Структура потребления электрической энергии на территории Республики Дагестан в 2020 г. (по данным Росстата)

2.4 Перечень крупных существующих потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики их потребления электрической энергии и за последние пять лет

На территории энергосистемы Республики Дагестан отсутствуют крупные потребители с максимальным потреблением активной мощности более 10 МВт.

2.5 Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Республики Дагестан и крупных узлов нагрузки в период 2017-2021 гг.

По данным АО «СО ЕЭС» в 2021 году собственный максимум потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан был зафиксирован вечером 24 января 2021 года и составил 1435,0 МВт при среднесуточной температуре $-5,2^{\circ}\text{C}$.

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан, а также информация о времени, дате и среднесуточной температуре наружного воздуха в день прохождения максимума представлены в таблице 2.5.1 и на рисунке 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Динамика изменения максимума потребления мощности в энергосистеме Республики Дагестан в период 2017-2021 гг., МВт

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Собственный максимум потребления, МВт	1270,0	1229,0	1196,0	1307,0	1435,0
Абсолютный прирост максимума потребления, МВт	10,0	-41,0	-33,0	111,0	128,0
Темп роста, % (к предыдущему году)	0,8	-3,2	-2,7	9,3	9,8
Среднесуточная ТНВ, $^{\circ}\text{C}$	-8	-1,1	1,5	-4,5	-5,2
Дата и время прохождения максимума	01.02.2017 18:00	16.01.2018 18:00	12.01.2019 18:00	25.12.2020 18:00	24.12.2021 17:00

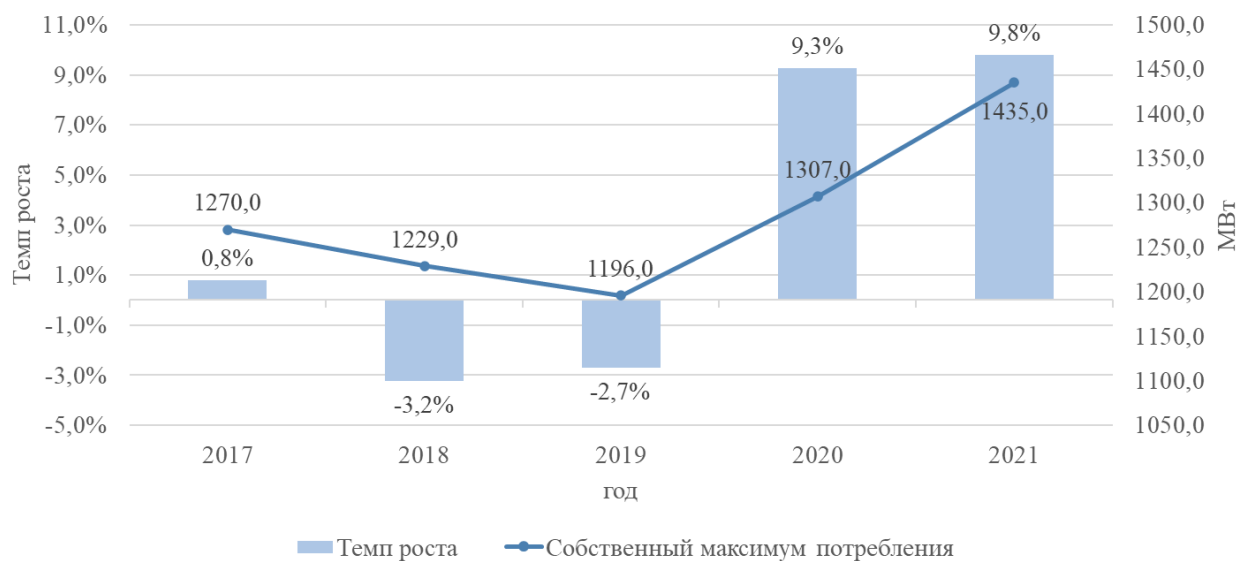


Рисунок 2.5.1 – Динамика изменения максимума потребления мощности в энергосистеме Республики Дагестан в период 2017-2021 гг.

За рассматриваемый период увеличение собственного максимума потребления мощности по энергосистеме региона составило 165 МВт (13%), при этом отмечается устойчивый рост данного показателя в период 2019-2021 годов с 1196 МВт до 1435 МВт (+239 МВт или +20%).

С учётом того, что, как было отмечено в разделе 2.3, в структуре электропотребления на территории Республики Дагестан доминируют в первую очередь бытовые потребители, одним из определяющих факторов, оказывающих влияние на величину максимума потребления мощности, является температура наружного воздуха. Графики изменения собственного максимума потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан и среднесуточной температуры наружного воздуха в день его прохождения за 2017-2021 гг.

представлены на рисунке 2.5.2. Из рисунка видно, что непостоянный характер изменения максимума потребления мощности объясняется изменениями среднесуточных температур в осенне-зимний период.

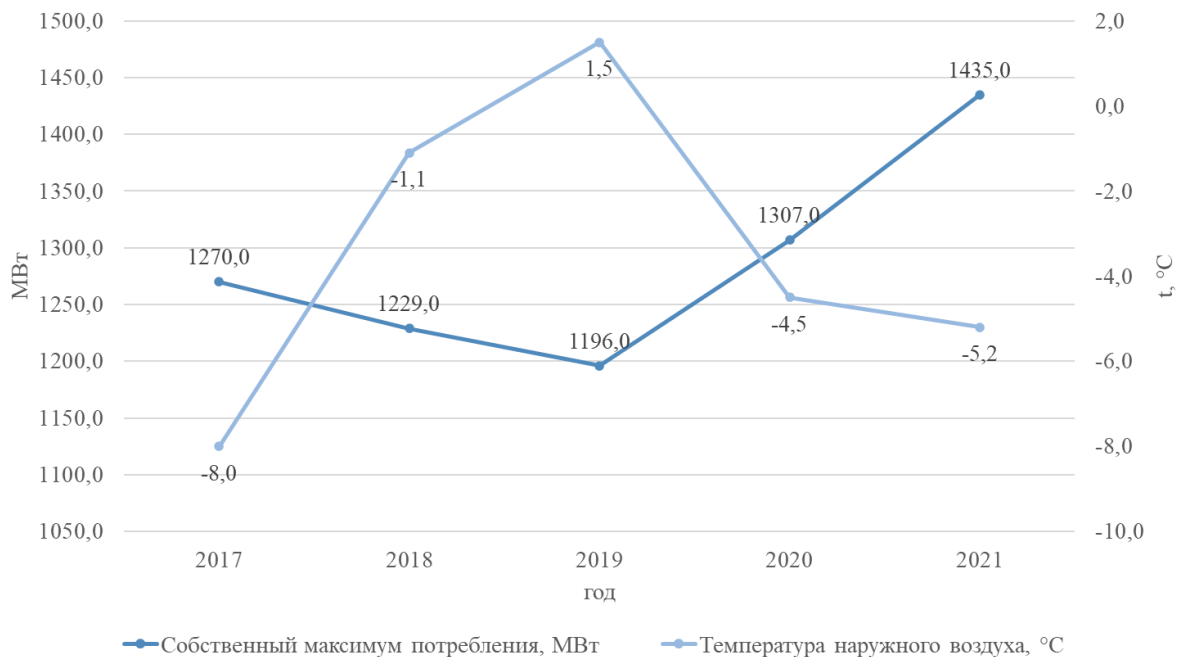


Рисунок 2.5.2 – Собственные максимумы потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан и среднесуточные температуры наружного воздуха в дни их прохождения в 2017-2021 гг.

2.6 Структура установленной мощности электростанций Республики Дагестан

По состоянию на 01 января 2022 г. установленная мощность электростанций Республики Дагестан составила 1905,13 МВт.

В структуре установленной мощности электростанций (рисунок 2.6.1) доминируют ГЭС совокупной установленной мощностью 1886,13 МВт, в том числе малые ГЭС суммарной установленной мощностью 8,33 МВт¹³. На долю ГЭС установленной мощностью свыше 5 МВт приходится 98,57% установленной мощности электростанций Республики Дагестан, малых ГЭС – 0,44%. На территории Республики Дагестан также функционирует одна ТЭС (Махачкалинская ТЭЦ) установленной мощностью 18,00 МВт и одна СЭС (СЭС Каспийская) установленной мощностью 1,00 МВт. На доли указанных электростанций приходится соответственно 0,94% и 0,05% суммарной мощности электрогенерирующих источников Республики Дагестан.

¹³ К их числу относятся семь МГЭС Дагестанского филиала ПАО «РусГидро» суммарной установленной мощностью 7,73 МВт (Курушская, Ахтынская, Агульская, Магинская, Амсарская, Аракульская и Шиназская ГЭС), а также Бавтугайская ГЭС ООО «Энергострой ЛТД» мощностью 0,6 МВт

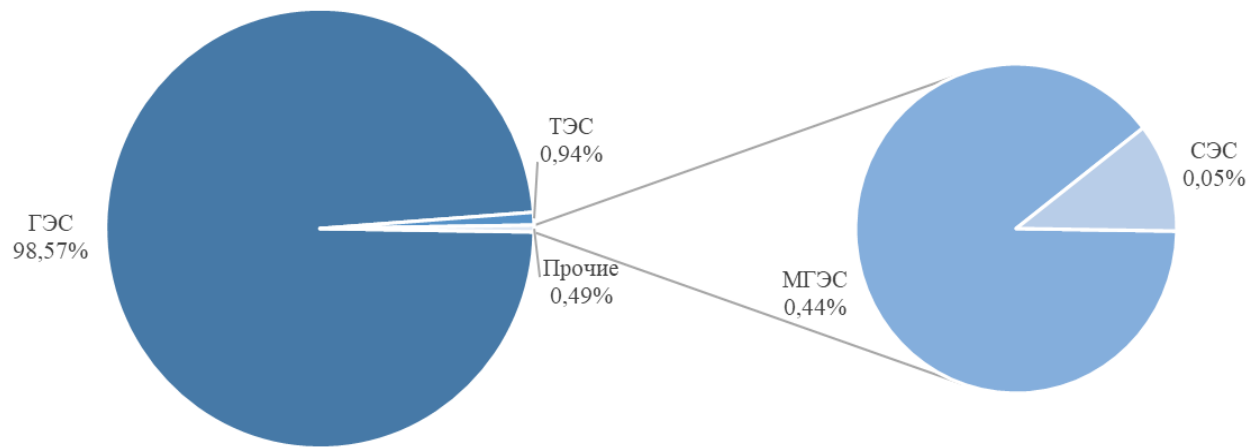


Рисунок 2.6.1 – Структура установленной мощности электростанций на территории Республики Дагестан за период 2017–2021 гг.

Структура установленной электрической мощности на территории Республики Дагестан в разрезе электростанций за период 2017-2021 гг. приведена в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан за период 2017–2021 гг.

Наименование	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021
Всего по территории, в т. ч.:	1904,13	1904,13	1904,13	1904,13	1905,13
Филиал ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал»	1885,53	1885,53	1885,53	1885,53	1885,53
Чиркейская ГЭС	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
Ирганайская ГЭС	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
Миатлинская ГЭС	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00
Гоцатлинская ГЭС	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Каскад Чирюртских ГЭС	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Гельбахская ГЭС	44,00	44,00	44,00	44,00	44,00
Гергебильская ГЭС	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80
Гунибская ГЭС	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Малые ГЭС	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73
ООО «Дагестанэнерго»	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Махачкалинская ТЭЦ	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
ООО «Энергострой ЛТД»	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Бавтугайская ГЭС	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
ООО «МЭК-Инжиниринг»	-	-	-	-	1,00
СЭС Каспийская	-	-	-	-	1,00

Из таблицы 2.6.1 видно, что основная доля установленной электрической мощности электростанций Республики Дагестан приходится на ГЭС Сулакского каскада, в состав которого входят Чиркейская ГЭС, Миатлинская ГЭС, Чирюртские ГЭС, Гельбахская ГЭС и Бавтугайская ГЭС суммарной установленной мощностью 1345,6 МВт (70,6% установленной мощности электростанций Республики Дагестан). При этом чуть больше половины установленной мощности всех электростанций региона приходится на одну электростанцию – Чиркейскую ГЭС мощностью 1000 МВт.

В период 2017-2021 гг. вводы, выводы, демонтаж и перемаркировки генерирующего оборудования электростанций Республики Дагестан не производились¹⁴.

¹⁴ Увеличение суммарной установленной мощности электростанций на 1 МВт в 2021 году по сравнению с 2020 годом связано с тем, что при расчёте данного показателя филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ стал учитывать установленную мощность СЭС Каспийская (1 МВт), функционирующую на розничном рынке электроэнергии

Структура установленной электрической мощности электростанций Республики Дагестан в разрезе энергокомпаний по состоянию на конец 2021 г. представлена на рисунке 2.6.2. Крупнейшей в регионе генерирующей компанией по величине установленной мощности электростанций (1885,53 МВт или почти 99%) является Дагестанский филиал ПАО «РусГидро», среди активов которой – Чиркейская ГЭС мощностью 1000 МВт. Совокупная доля установленной мощности электростанций всех прочих генерирующих компаний (ООО «Дагестанэнерго», ООО «Энергострой ЛТД», ООО «МЭК-Инжиниринг») составляет чуть более 1%.

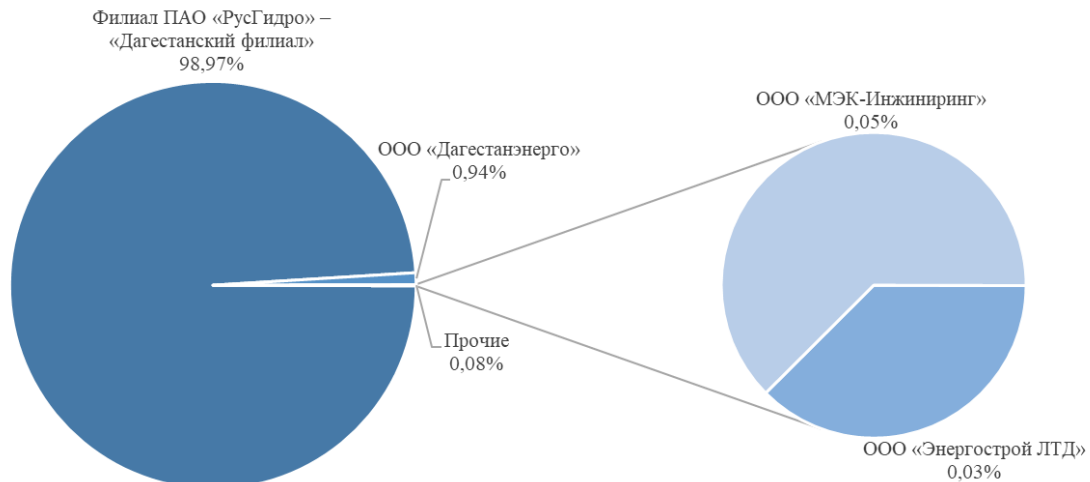


Рисунок 2.6.2 – Структура установленной мощности электростанций по видам собственности на территории Республики Дагестан в 2021 г.

2.7 Состав генерирующего оборудования существующих электростанций Республики Дагестан установленной мощностью свыше 5 МВт

Сведения о составе генерирующего оборудования электростанций Республики Дагестан установленной мощностью свыше 5 МВт представлены в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1 – Состав генерирующего оборудования электростанций Республики Дагестан мощностью свыше 5 МВт по состоянию на 01 января 2022 года

Электростанция	Местоположение электростанции	Ст. №	Тип оборудования	Установленная электрическая мощность, МВт
Филиал ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал»				
Чиркейская ГЭС	Буйнакский район, р. Сулак	1	PO230/989В-В-450	250
		2	PO230/989В-В-450	250
		3	PO230/989В-В-450	250
		4	PO230/989В-В-450	250
		Всего		
Ирганайская ГЭС	Унцукульский район, в 45 км выше Чиркейской ГЭС, р. Аварское Койсу	1	PO230-В-400	200
		2	PO230-В-400	200
		Всего		
Миатлинская ГЭС	Кизилюртовский район, р.Сулак, в 15 км ниже Чиркейской ГЭС и в 13 км выше Чирюртских ГЭС	1	ПЛИ-60-В-600	110
		2	ПЛИ-60-В-600	110
		Всего		
Гоцатлинская ГЭС	Гергебильский и Хунзахский районы, река Аварское Койсу	1	PO 75-В-310	50
		2	PO 75-В-310	50
		Всего		
Чирюртская ГЭС-1	р. Сулак, между селениями Верхний Чирюрт и Миатли Кизилюртовского района	1	ПЛИ-642-ВБ-370	36
		2	ПЛИ-642-ВБ-370	36
		Всего		

Электростанция	Местоположение электростанции	Ст. №	Тип оборудования	Установленная электрическая мощность, МВт
Чирюртская ГЭС-2	Отводящий канал Чирюртской ГЭС-1, Кизилюртовский район	3	ПЛИ-103-ВБ-500	9
		Всего		
Гельбахская ГЭС	Кизилюртовский район, ниже плотины Чирюртской ГЭС-1 на правом берегу русла реки Сулак у села Гельбах	1	ПР-40/587а-ВМ-300	22
		2	ПР-40/587а-ВМ-300	22
		Всего		
Гергебильская ГЭС	пос. Курми, Гергебильский район	1	РО-ГМ-5	1,4
		2	РО-ГМ-5	1,4
		3	РО-75-В-140	5
		4	РО-75-В-140	5
		5	РО-75-В-140	5
Всего			17,8	
Гунибская ГЭС	Гунибский район Республики Дагестан, р. Каракойсу, в 6 км выше Гергебильской ГЭС	1	РО-75-В-140	5
		2	РО-75-В-140	5
		3	РО-75-В-140	5
Всего			15	
ООО «Дагестанэнерго»				
Махачкалинская ТЭЦ	Республика Дагестан, г.Махачкала, пр.Петра 1, 25 «А»	1	ПР-6-35/10/1,2 М	6
		2	ПР-6-35/10/1,2 М	6
		3	ПР-6-35/10/1,2 М	6
Всего			18	

2.8 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В 2021 г. суммарная выработка электроэнергии в Республике Дагестан составила 4 846,41 млн кВт·ч (из них 98,87% приходится долю ГЭС, включая малые ГЭС; 1,10% – на ТЭС; 0,02% - на СЭС).

Структура выработки электроэнергии на электростанциях Республики Дагестан в период 2017-2021 годов представлена в таблице 2.8.1 (в разбивке по электростанциям) и на рисунке 2.8.1 (с группировкой по собственникам генерирующих мощностей). За рассматриваемый период структура выработки электроэнергии была практически неизменна: основная доля всей электроэнергии (чуть менее 99%) была произведена на ГЭС, причём доминирующий вклад в объёмы выработки электроэнергии вносит Чиркейская ГЭС, на долю которой приходилось в разные годы от 41,2% до 42,6% от совокупных объёмов производства электроэнергии в Республике Дагестан.

Следует, однако, отметить значительные изменения объёмов производства электроэнергии за период 2017-2021 гг.: минимальное значение выработки электроэнергии электростанциями Республики Дагестан наблюдалось в 2020 г. и составило 3765,9 млн кВт·ч, а максимальное – в 2021 г. и составило 4846,41 млн кВт·ч. Подобная вариативность во многом объясняется влиянием внешних факторов на объёмы производства электроэнергии на ГЭС, к которым относятся, например, изменения речного стока по годам, ограничения по расходам воды через гидроузлы, ограничения уровней в верхнем и нижнем бьефе по условиям водопользования и т.д.

Основным производителем электроэнергии на территории Республики Дагестан является ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал», на электростанциях которого в 2021 году было выработано 4791,87 млн кВт·ч электроэнергии (98,87%). Второе место занимает ООО «Дагестанэнерго»: объём производства электроэнергии на Махачкалинской ТЭЦ составил 53,53 млн кВт·ч или 1,01%. Выработка электроэнергии на СЭС Каспийская ООО «МЭК-Инжиниринг» в 2021 г. составила 1,01 млн кВт·ч (0,02%).

Таблица 2.8.1 – Структура выработки электрической энергии на территории Республики Дагестан в период 2017–2021 годов в разрезе электростанций и с дифференциацией по собственникам

Наименование	2017 год	2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
	млн кВт·ч	млн кВт·ч	Прирост, %	млн кВт·ч	Прирост, %	млн кВт·ч	Прирост, %	млн кВт·ч	Прирост, %
Всего по территории, в т. ч.:	4232	4786	13,09%	4116,3	-13,99%	3765,9	-8,51%	4846,41	28,69%
Филиал ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал»	4180	4730	13,16%	4062,9	-14,10%	3711,23	-8,66%	4791,87	29,12%
Чиркейская ГЭС	1801	1975	9,66%	1738	-12,00%	1575,84	-9,33%	2041,84	29,57%
Ирганайская ГЭС	1100	1359	23,55%	1048,7	-22,83%	949,38	-9,47%	1277,71	34,58%
Миатлинская ГЭС	555	618	11,35%	546,3	-11,60%	498,55	-8,74%	632,83	26,93%
Гоцатлинская ГЭС	282	277	-1,77%	260,1	-6,10%	242,88	-6,62%	322,23	32,67%
Каскад Чирюртских ГЭС	372	384	3,23%	363,8	-5,26%	328,62	-9,67%	304,87	-7,23%
Гельбахская ГЭС	15	37	146,67%	21,4	-42,16%	18,5	-13,55%	96,52	421,73%
Гергебильская ГЭС	15	40	166,67%	41	2,50%	45,18	10,20%	57,38	27,00%
Гунибская ГЭС	37	35	-5,41%	39,3	12,29%	49,27	25,37%	56,69	15,06%
Малые ГЭС	3	5	66,67%	4,26	-14,80%	3,01	-29,34%	1,81	-39,87%
ООО «Дагестанэнерго»	52	56	7,69%	53,4	-4,64%	54,67	2,38%	53,53	-2,09%
Махачкалинская ТЭЦ	52	56	7,69%	53,4	-4,64%	54,67	2,38%	53,53	-2,09%
ООО «Энергострой ЛТД»	0	0	-	0	-	0	-	0	-
Бавтугайская ГЭС	0	0	-	0	-	0	-	0	-
ООО «МЭК-Инжиниринг»	-	-	-	-	-	-	-	1,01	-
СЭС Каспийская ¹⁵	-	-	-	-	-	-	-	1,01	-

¹⁵ Здесь и далее сведения по показателям работы электростанций Республики Дагестан в период 2017-2020 гг. приведены без учёта СЭС Каспийская

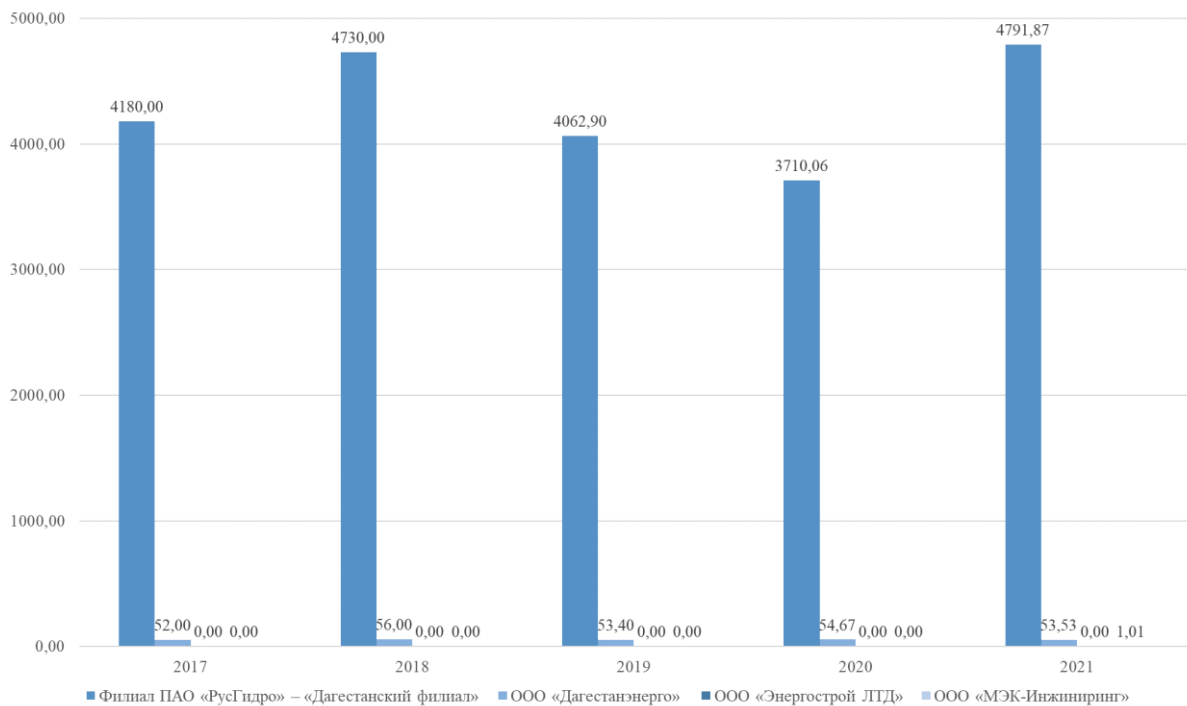


Рисунок 2.8.1 – Структура выработки электрической энергии на территории Республики Дагестан в период 2017–2021 гг. с дифференциацией по собственникам

В таблице 2.8.3 приведены данные о КИУМ электростанций Республики Дагестан. В целом по электростанциям региона значение КИУМ в 2021 год составило 29,04%, что является максимальным значением данного показателя за период 2017-2021 годов и на 6,46 п.п. больше по сравнению 2020 годом.

За рассматриваемый период наибольшие значения КИУМ были характерны для Каскада Чирюртских ГЭС (от 43,0% до 52,4%, среднее – 49,4%). Среднее значение КИУМ единственной ТЭС Республики Дагестан – Махачкалинской ТЭЦ – в период 2017-2021 годов составило 34,20%.

Таблица 2.8.3 – Коэффициент использования установленной мощности в разрезе электростанций Республики Дагестан в период 2017–2021 годов

Объект генерации	КИУМ, %				
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Филлиал ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал»					
Чиркейская ГЭС	20,56	22,55	19,84	17,99	23,31
Ирганайская ГЭС	31,39	38,78	29,93	27,09	36,46
Миатлинская ГЭС	28,80	32,07	28,35	25,87	32,84
Гоцатлинская ГЭС	32,19	31,62	29,69	27,73	36,78
Каскад Чирюртских ГЭС	52,43	54,12	51,27	46,31	42,97
Гельбахская ГЭС	3,89	9,60	5,55	4,80	25,04
Гергебильская ГЭС	9,62	25,65	26,29	28,97	36,80
Гунибская ГЭС	28,16	26,64	29,91	37,50	43,14
Малые ГЭС	4,43	7,38	6,29	4,44	2,67
ООО «Дагестанэнерго»					
Махачкалинская ТЭЦ	32,98	35,51	33,87	34,67	33,95
ООО «Энергострой ЛТД»					
Бавтугайская ГЭС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «МЭК-Инжиниринг»					
СЭС Каспийская	-	-	-	-	11,56
Средний КИУМ за год, всего ¹⁶	25,37	28,69	24,68	22,58	29,04

¹⁶ За 2017-2020 гг. значение приведено без учёта СЭС Каспийская

Динамика изменения КИУМ по типам электростанций за период 2017-2021 годов приведена в таблице 2.8.4 и на рисунке 2.8.2. Максимальные значения КИУМ отмечаются для ТЭС Республики Дагестан (на уровне 33-36%); КИУМ ГЭС за рассматриваемый период лежал в диапазоне 22-29%. КИУМ СЭС в 2021 году составил почти 12%.

Таблица 2.8.4 – Динамика изменения КИУМ по типам электростанций Республики Дагестан в период 2017-2021 годов

Тип электростанций	КИУМ, %				
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
ГЭС	25,30	28,63	24,59	22,46	29,00
ТЭС	32,98	35,51	33,87	34,67	33,95
СЭС	-	-	-	-	11,56

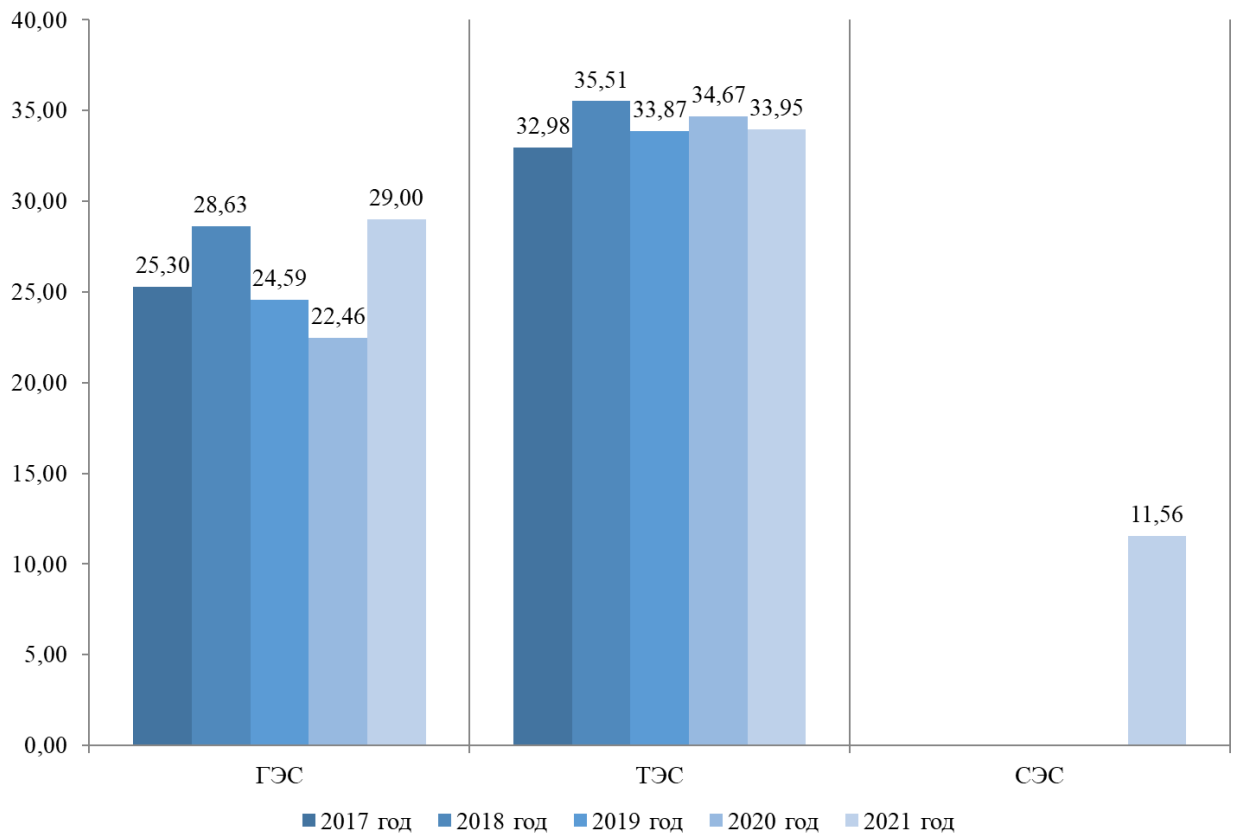


Рисунок 2.8.2 – Динамика КИУМ по типам электростанций Республики Дагестан в период 2017-2021 годов

2.9 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Дагестан за последние 5 лет

Балансы мощности на час собственного максимума энергосистемы Республики Дагестан за период 2017-2021 годов приведены в таблице 2.9.1 и на рисунке 2.9.1, балансы электроэнергии за 2017-2021 годы – в таблице 2.9.2 и на рисунке 2.9.2¹⁷.

За рассматриваемый период балансы мощности и электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан складывались с дефицитом, потребление покрывалось за счёт перетоков мощности и электроэнергии из смежных энергосистем.

¹⁷ Балансы электроэнергии и мощности за 2017-2020 гг. сформированы без учёта СЭС Каспийская по причине отсутствия статистических данных о показателях работы электростанции и фактическом её участии в покрытии собственного максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан

Таблица 2.9.1 – Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Республики Дагестан за период 2017–2021 годов, МВт

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Дата, час максимума	01.02.2017 18-00	16.01.2018 18-00	12.01.2019 18-00	25.12.2020 18-00	24.12.2021 17-00
Максимум потребления мощности	1270,0	1229,0	1196,0	1307,0	1435,0
Установленная мощность, в т.ч.:	1904,1	1904,1	1904,1	1904,1	1905,1
ГЭС	1886,1	1886,1	1886,1	1886,1	1886,1
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
СЭС	-	-	-	-	1,0
Располагаемая мощность	1883,4	1881,0	1879,4	1794,1	1879,2
Фактическая мощность	908,0	697,1	539,0	443,4	735,9
Избыток (-)/потребность (+)	362,0	531,9	657,0	863,6	699,1

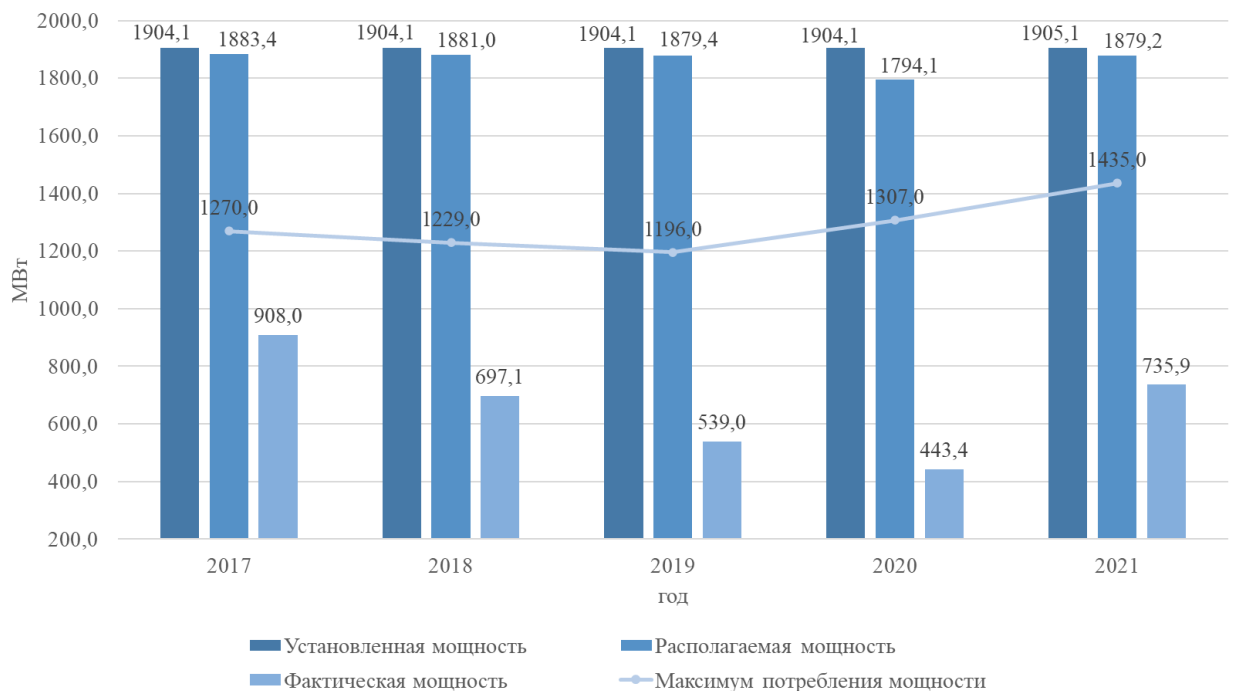


Рисунок 2.9.1 – Баланс мощности на час собственного максимума по энергосистеме Республики Дагестан в период 2017–2021 годов, МВт

Таблица 2.9.2 – Фактический баланс электрической энергии Республики Дагестан в период 2017-2021 годов, млн кВт·ч

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребление электрической энергии	6504,0	6487,7	6652,0	6888,1	7708,4
Выработка электрической энергии, в том числе:	4231,1	4785,7	4116,6	3765,9	4846,4
ГЭС	4178,7	4729,9	4063,2	3711,2	4791,9
ТЭС	52,4	55,8	53,4	54,7	53,5
СЭС	-	-	-	-	1,0
Избыток (-)/потребность (+)	2272,9	1702,0	2535,4	3122,2	2862,0



Рисунок 2.9.2 – Баланс электрической энергии Республики Дагестан в период 2017–2021 годов, млн кВт·ч

2.10 Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы на зимний/летний максимум/минимум нагрузок за 2021 год

Потокораспределение в основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на зимний/летний и максимум/минимум нагрузок за отчетный 2021 год приведены на рисунках 2.10.1 – 2.10.4. В режимные дни зимы и лета 2021 г. токовые перегрузы ЛЭП 110-330 кВ не наблюдались. Уровни напряжения находились в допустимых пределах

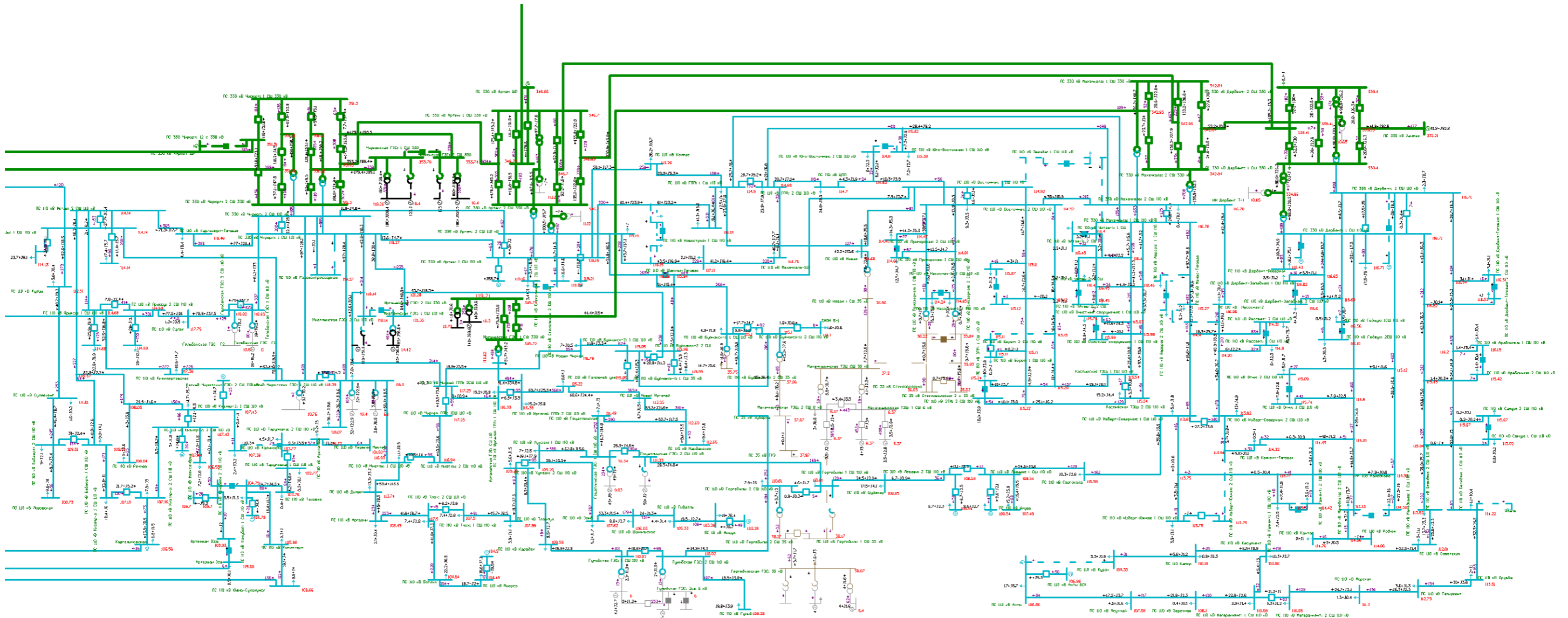


Рисунок 2.10.1 – Схема токораспределения за зимний максимум в режимный день 2021 г.

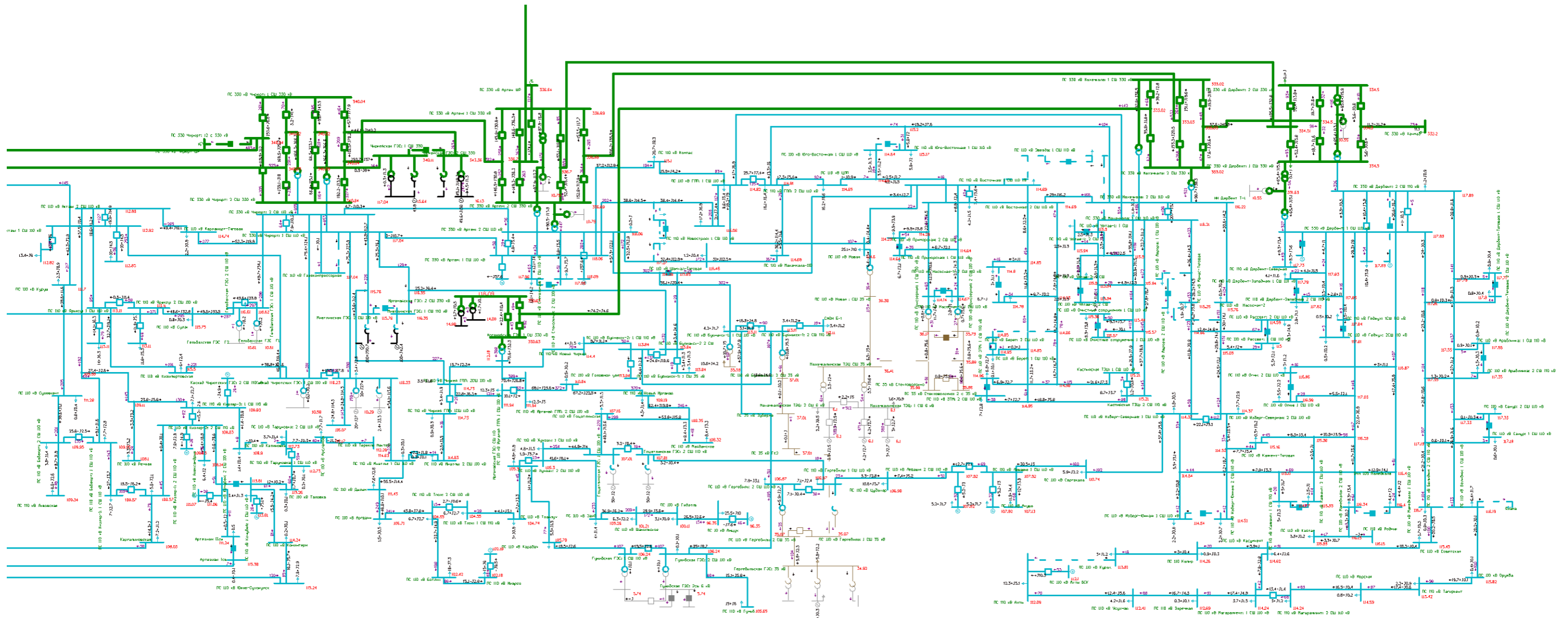


Рисунок 2.102 – Схематокораспределения за зимний минимум в режимный день 2021 г.

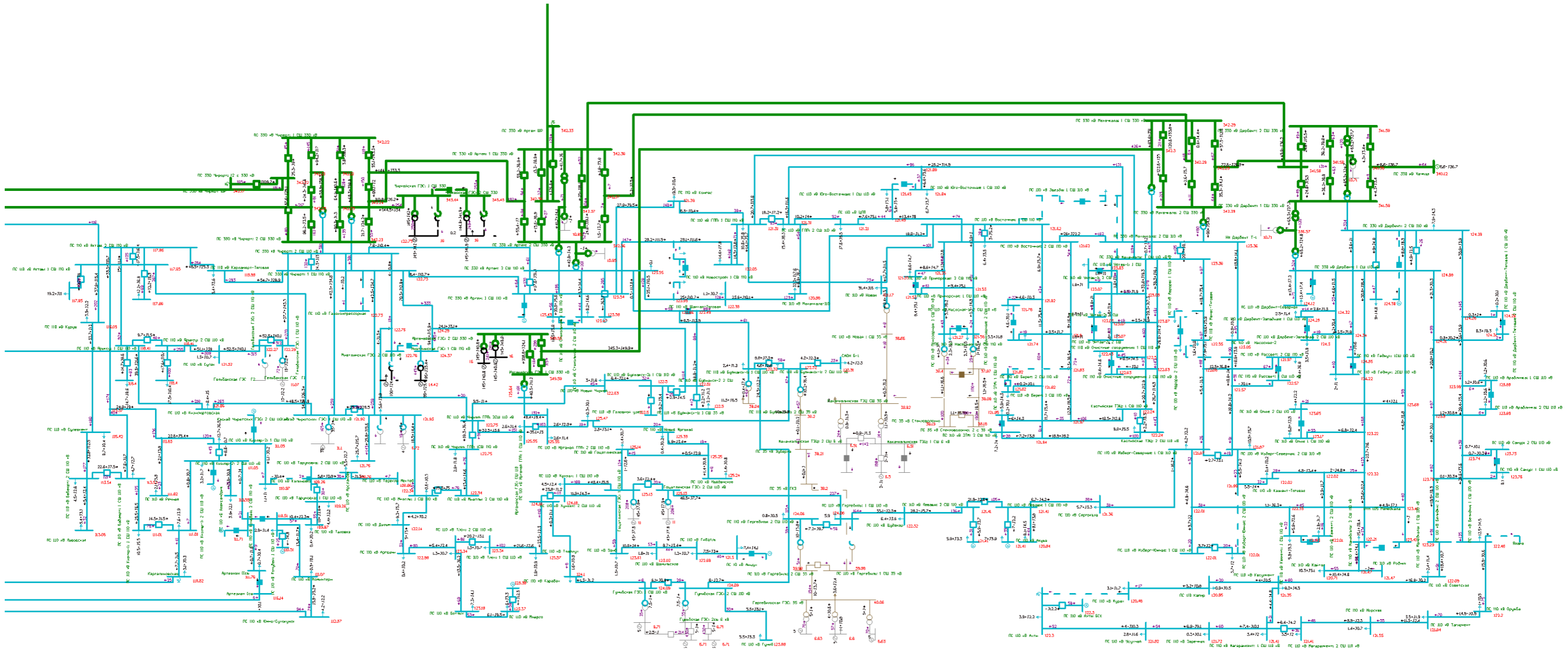


Рисунок 2.10.3—Схема потоков распределения за летний максимум в режимный день 2021 г.

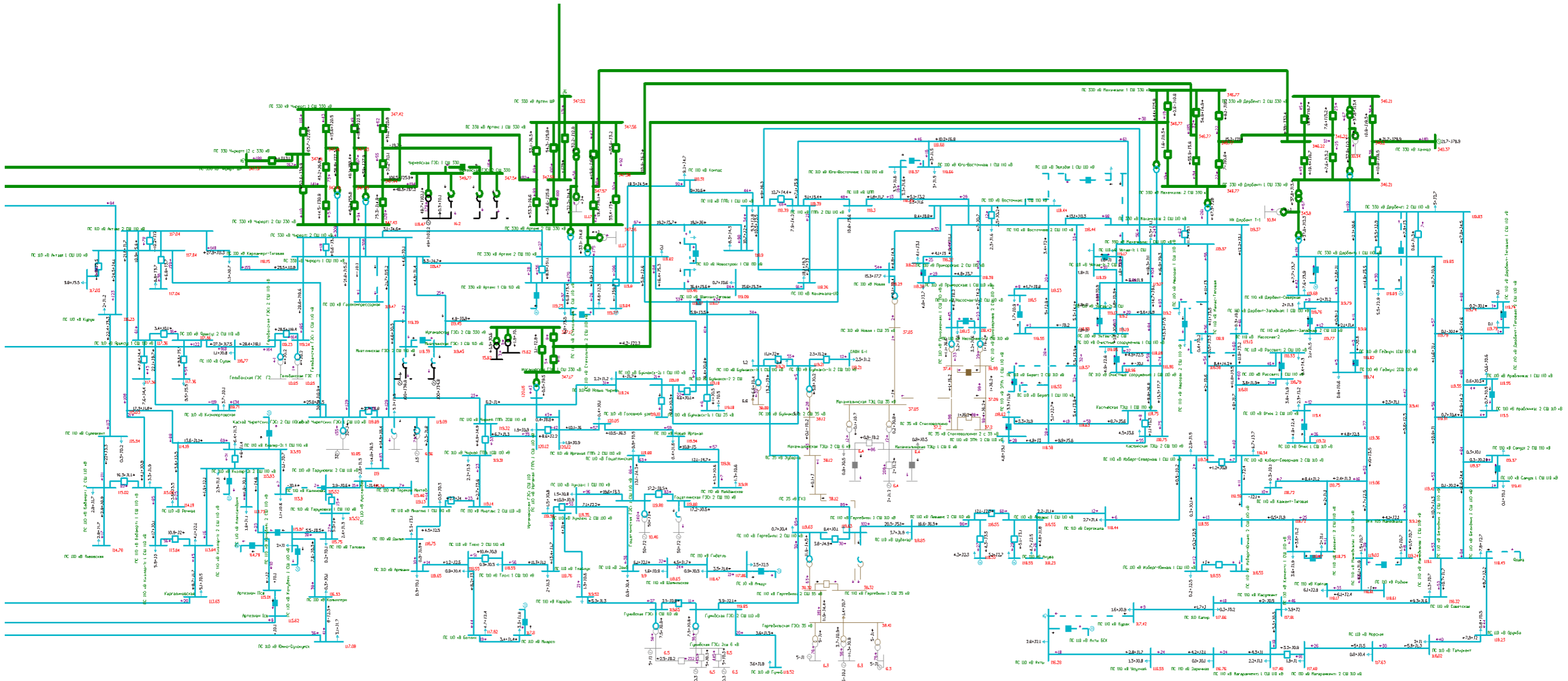


Рисунок 2.10.4 – Схема потоков распределения за летний минимум в режимный день 2021 г.

2.11 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

В данном разделе представлена информация по основным характеристикам электросетевого хозяйства Республики Дагестан.

Энергосистема Республики Дагестан граничит с энергосистемами Ставропольского края, Республики Северная Осетия – Алания, Чеченской Республики, Республики Калмыкия, входящими в ОЭС Юга, а также энергосистемой Республики Азербайджан (Азербэрджи).

В энергосистеме Республики Дагестан в электрической сети основной является шкала напряжений 330–110–35–10–6–0,4 кВ. Электрические сети напряжением 330 кВ являются системообразующими и обеспечивают связь с соседними энергосистемами.

По состоянию на 01 января 2022 г. общая протяженность электрических сетей (110 кВ и выше) энергосистемы Республики Дагестан составляет 3763,45 км. В энергосистеме Республики Дагестан четыре подстанции 330 кВ, 100 подстанций 110 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов на этих подстанциях составляет 4113,1 МВА. В настоящее время электросетевые объекты напряжением 330 кВ являются составной частью Единой национальной электрической сети и принадлежат филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС.

В таблице 2.11.1 содержится информация о полной протяженности воздушных линий и установленной мощности трансформаторов напряжением 110–330 кВ в энергосистеме Республики Дагестан на 01 января 2022 г.

Таблица 2.11.1 – Полная протяжённость ЛЭП по цепям и установленная мощность подстанций, напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан

Класс напряжения	Протяженность ЛЭП, км	Установленная мощность ПС, МВА
330 кВ	1184,92	1686,3 (4 шт.)
110 кВ	2578,53	2426,8 (100 шт.)
Итого 110–330 кВ:	3763,45	4113,1

В таблицах 2.11.2 и 2.11.3 приведены характеристики части Единой национальной электрической сети напряжением 330 кВ, расположенной на территории Республики Дагестан.

Таблица 2.11.2 – Автотрансформаторы 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан

№	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Мощность, МВА
1	ПС 330 кВ Артём	АТ-1	125
		АТ-2	125
2	ПС 330 кВ Дербент	АТ-1	200
		АТ-2	200
3	ПС 330 кВ Махачкала	АТ-1	200
		АТ-2	200
4	ПС 330 кВ Чирюрт	АТ-1	200
		АТ-2	200
5	Ирганайская ГЭС	АТ	125
Итого:			1575

Таблица 2.11.3 – Линии напряжением 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан

№	Наименование объекта	Адрес месторасположения (перечень регионов, через которые проходит ВЛ)	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
1	ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт	Республика Дагестан, Чеченская Республика	330	94,51 ¹⁸
2	ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артём	Республика Дагестан	330	33,73
3	ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала	Республика Дагестан	330	44,20
4	ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент	Республика Дагестан	330	115,80
5	ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская)	Республика Дагестан, Азербайджанская Республика	330	109,76 ¹⁸
6	ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт	Республика Дагестан, Республика Северная Осетия – Алания	330	408,69 ¹⁸
7	КВЛ 330 кВ Алания – Артём	Республика Дагестан, Республика Северная Осетия – Алания, Чеченская Республика	330	275,81 ¹⁸
8	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1	Республика Дагестан	330	23,30
9	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2	Республика Дагестан	330	23,20
10	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала	Республика Дагестан	330	80,40
11	ВЛ 330 кВ Артём – Дербент	Республика Дагестан	330	171,70
Итого:				1381,1 ¹⁸

Эксплуатацию электрических сетей напряжением 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан осуществляет ПАО «ФСК ЕЭС». Также компания обслуживает несколько участков линий 110 кВ (заходы на подстанции). Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи (в одноцепном исчислении), количество и установленная мощность трансформаторов ПС напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан, находящиеся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС на 01 января 2022 г. представлена в таблице 2.11.4. Данные по линиям электропередачи и трансформаторному оборудованию представлены в таблицах 2.11.5 и 2.11.6 соответственно. На рисунках 2.11.1 и 2.11.2 представлено распределение мощности трансформаторного оборудования подстанций 110 кВ и выше и распределение длин линий электропередач 110 кВ и выше по сроку эксплуатации, находящихся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС.

¹⁸ Данные протяженности ЛЭП представлены с учетом полной длины, включая участки за пределами Республики Дагестан

Таблица 2.11.4 – ЛЭП и ПС энергосистемы Республики Дагестан, находящиеся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км	Количество ПС, шт.	Установленная мощность ПС, МВА
1	330	965,03	4	1686,3
2	110	35,63	1	32
Итого:		1000,5	5	1718,3

Таблица 2.11.5 – Характеристика ЛЭП энергосистемы Республики Дагестан, находящиеся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС

№	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Длина обслуживаемого участка, км	Год ввода в эксплуатацию
1	ВЛ 330 кВ Артём – Дербент	330	АС-300/39	171,7	171,7	2020
2	ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт	330	АС-300/39	94,51	40,6	2003
3	ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала	330	АСО-300/39	44,2	44,2	2012
4	ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артём	330	АСО-300/39	33,73	33,73	2012
5	ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент	330	АСО-300/39	115,8	115,8	1976
6	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2	330	АСО-400	23,2	23,2	1974
7	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1	330	АСО-400	23,3	23,3	1974
8	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала	330	АС-300/39 (в пролете №№1-7 АС-400)	80,4	80,4	1994
9	ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская)	330	АСО-300/39	109,76	48,8	1980
10	ВЛ 330 кВ Будённовск – Чирюрт	330	АС-300/39	408,692	275,6	2000
11	КВЛ 330 кВ Алания – Артём	330	АС-300/39	275,812	107,7	2012
12	ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская)	110	АС-95/16	26,2	22	1964
13	ВЛ 110 кВ Артём-Чирюрт I цепь	110	АС-185/29,С-50	34,9	6,77	2013
14	ВЛ 110 кВ Артём-Чирюрт II цепь	110	АС-185/29,С-50	34,9	6,86	2013

Таблица 2.11.6 – Характеристика трансформаторного оборудования энергосистемы Республики Дагестан, находящегося на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС

№	Название подстанции	Диспетчерское наименование	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ	Марка	Год ввода
1	ПС 330 кВ Артём	АТ-1	125	330/115/10,5	АТДЦТН-125000/330/110/10	2011
		АТ-2	125	330/115/10,5	АТДЦТН-125000/330/110/10	2020
		Т-1	6,3	115/11	ТМН-6300/110/10	2012
2	ПС 110 кВ Белиджи	Т-1	16	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	1974
		Т-2	16	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	1986
3	ПС 330 кВ Махачкала	АТ-1	200	330/115/10,5	АТДЦТН-200000/330/110/10	2015
		АТ-2	200	330/115/10,5	АТДЦТН-200000/330/110/11	2018
		Т-1	10	110/10	ТДН-10000/110/10	1975
		Т-2	63	110/10	ТРДН-63000/110/10/10	2014
4	ПС 330 кВ Дербент	АТ-1	200	330/115/10,5	АТДЦТН-200000/330/110/10	2020
		АТ-2	200	330/115/10,5	АТДЦТН-200000/330/110/10	2020
		Т-1	16	115/6,6	ТДН-16000/110/6	1974
		Т-2	16	115/6,6	ТДН-16000/110/6	1974
5	ПС 330 кВ Чирюрт	АТ-1	200	330/110/10	АТДЦТН-200000/330/110/10	1986
		АТ-2	200	330/110/10	АТДЦТН-200000/330/110/10	2010
		Т-3	125	110/10	ТРДЦН-125000/110/10/10	2016

Распределительные электрические сети на территории Республики Дагестан в основном являются объектами ПАО «Россети Северный Кавказ» и обслуживаются его филиалом – «Дагэнерго». Подстанции 110 кВ предназначены для создания центров питания распределительных сетей 35 кВ и 6–10 кВ и, в том числе, для электроснабжения потребителей крупных предприятий и населённых пунктов.

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, количество и установленная мощность подстанций напряжением 35–110 кВ, находящиеся на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго», по состоянию на 01 января 2022 г. представлена в таблице 2.11.7.

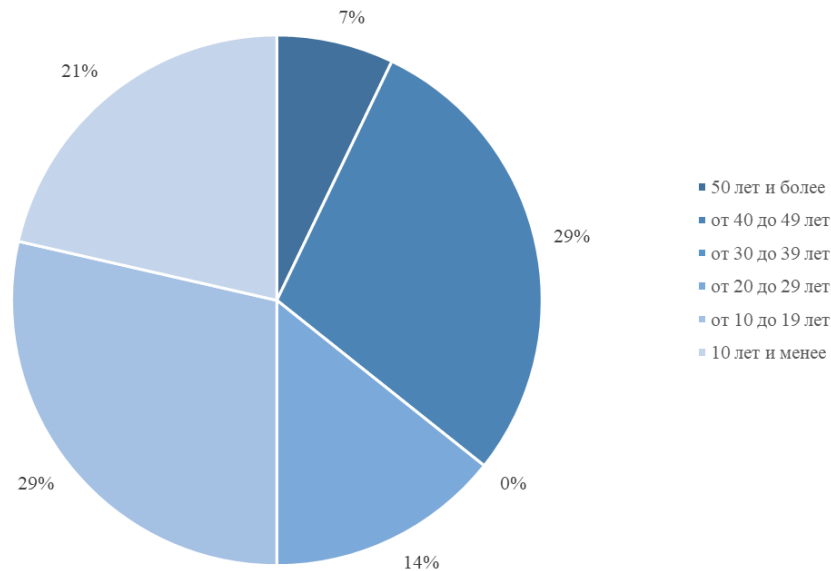


Рисунок 2.11.1 – Диаграмма процентного соотношения длин ЛЭП 110 кВ и выше по срокам службы, находящихся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС

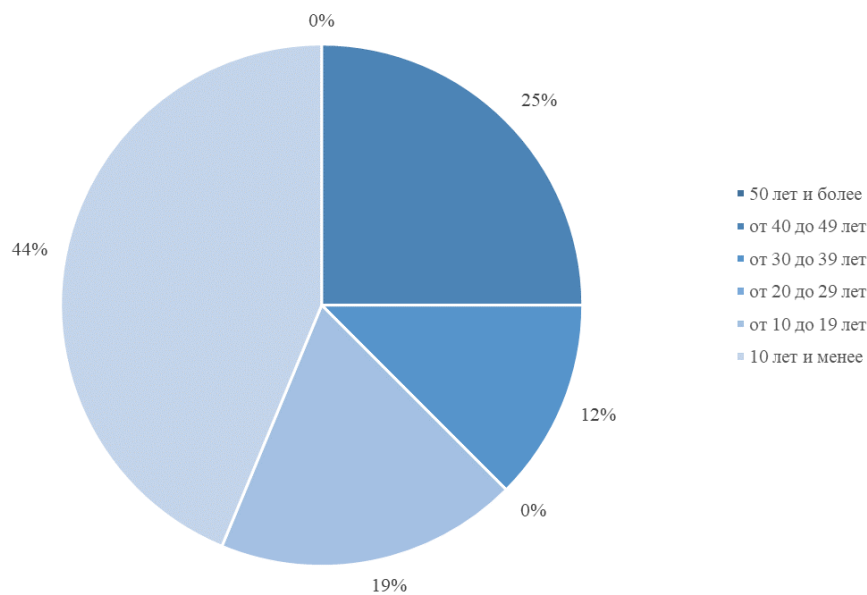


Рисунок 2.11.2 – Диаграмма процентного соотношения мощностей трансформаторного оборудования ПС 110 кВ и выше по срокам службы, находящихся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС

Таблица 2.11.7 – ЛЭП и ПС энергосистемы Республики Дагестан, находящиеся на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Протяженность ЛЭП, км	Количество ПС, шт.	Мощность ПС, МВА
1	110	2542,9	86	1879,4

В состав филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго» входят:

- 5 производственных участков электрических сетей (далее – ПУЭС):
 - ПУ Центральных электрических сетей;
 - ПУ Дербентских электрических сетей;
 - ПУ Северных электрических сетей;
 - ПУ Гергебильских электрических сетей;

- ПУ Затеречных электрических сетей;
- 38 районных электрических сетей (далее – РЭС):
 - 32 РЭС, обслуживающий электрические сети сельскохозяйственного назначения;
 - 6 ГоРЭС – городские электрические сети городов Буйнакск, Дербента, Хасавюрта и Избербаша, Махачкалы и Кизляра.

Данные по линиям электропередачи и трансформаторному оборудованию 110 кВ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго» представлены в таблицах 2.11.8 и 2.11.9 соответственно. На рисунках 2.11.3 и 2.11.4 представлено распределение мощности трансформаторного оборудования подстанций 110 кВ и распределение длин линий электропередачи 110 кВ по сроку эксплуатации в процентном соотношении, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго».

Таблица 2.11.8 – Характеристика трансформаторного оборудования 110 кВ энергосистемы Республики Дагестан, находящегося на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»

№	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ	Марка	Год ввода
1	ПС 110 кВ Агабалаева	T-1	22	110/6	ТДНГ-22000/110	1972
		T-2	10	110/6	ТДНГ-10000/110	1970
2	ПС 110 кВ Араблинка	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1983
		T-2	25	110/10	ТМН-2500/110	1985
3	ПС 110 кВ Дербент-Западная	T-1	63	110/6	ТМН-6300/110	1983
		T-2	5,6	110/6	ТМН-5600/110	2003
4	ПС 110 кВ Самур	T-1	10	110/35/10	ТДНГ-10000/110	1997
		T-2	10	110/35/10	ТДНГ-10000/110	1997
5	ПС 110 кВ Магарамкент	T-1	5,6	110/35/10	ТМН-5600/110	1968
		T-2	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1989
6	ПС 110 кВ Касумкент	T-1	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1981
		T-2	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1966
7	ПС 110 кВ Ахты	T-1	10	110/35/10	ТДНГ-10000/110	1986
		T-2	10	110/35/10	ТДНГ-10000/110	1998
8	ПС 110 кВ Заречная	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1981
9	ПС 110 кВ Курах	T-1	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1995
		T-2	10	110/35/10	ТДНГ-10000/110	2003
10	ПС 110 кВ Капир	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1995
11	ПС 110 кВ Тагиркент	T-1	63	110/10	ТМН-6300/110	1980
		T-2	25	110/10	ТМН-2500/110	1992
12	ПС 110 кВ Огни	T-1	10	110/35/6	ТДНГ-10000/110	1976
		T-2	10	110/35/6	ТДНГ-10000/110	1959
13	ПС 110 кВ Геджух	T-1	10	110/10	ТДНГ-10000/110	1982
		T-2	25	110/10	ТМН-2500/110	1982
14	ПС 110 кВ Мамедкала	T-1	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1973
		T-2	16	110/35/10	ТДНГ-16000/110	1987
15	ПС 110 кВ Каякент	T-1	10	110/10	ТДНГ-10000/110	1982
		T-2	63	110/10	ТМН-6300/110	1985
16	ПС 110 кВ Усухчай	T-1	63	110/10	ТМН-6300/110	1976
		T-2	63	110/10	ТМН-6300/110	1989
17	ПС 110 кВ Советская	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1995
18	ПС 110 кВ Мирская	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1973
19	ПС 110 кВ Кайтаг	T-1	16	110/35/10	ТДНГ-16000/110	1986
		T-2	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1972
20	ПС 110 кВ Рудниковая	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1986
21	ПС 110 кВ Кизляр-1	T-1	16	110/35/10	ТДНГ-16000/110	2006
		T-2	16	110/35/10	ТДНГ-16000/110	1998
22	ПС 110 кВ Кизляр-2	T-1	16	110/35/10	ТДНГ-16000/110	2006
		T-2	10	110/35/10	ТДНГ-10000/110	1980
23	ПС 110 кВ Тарумовка	T-1	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1987
		T-2	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1978
24	ПС 110 кВ Кочубай	T-1	63	110/35/10	ТМ-6300/110	1987
		T-2	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1984
25	ПС 110 кВ Александрия	T-1	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1979
		T-2	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1979
26	ПС 110 кВ Т-Мектеб	T-1	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1974
		T-2	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1974
27	ПС 110 кВ Арсланбек	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1995
28	ПС 110 кВ Джилига	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1999
29	ПС 110 кВ Калиновка	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1983
30	ПС 110 кВ Таловка	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	1986
31	ПС 110 кВ Коминтерн	T-1	25	110/10	ТМН-2500/110	2003
32	ПС 110 кВ Гергебиль	T-1	25	110/35/10	ТДНГ-25000/110	2014
		T-2	25	110/35/10	ТДНГ-25000/110	2014

№	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ	Марка	Год ввода
33	ПС 110 кВ Болих	T-1	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	1995
		T-2	16	110/35/10	ТДПН-16000/110	2004
34	ПС 110 кВ Лезаши	T-1	10	110/10	ТДН-10000/110	2005
		T-2	10	110/10	ТДН-10000/110	2009
35	ПС 110 кВ Цудахар	T-1	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	1986
		T-2	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	2006
36	ПС 110 кВ Хунзах	T-1	16	110/10	ТДН-16000/110	2014
		T-2	16	110/10	ТДН-16000/110	2014
37	ПС 110 кВ Тлюк	T-1	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	2014
		T-2	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	2014
38	ПС 110 кВ Карадах	T-1	10	110/10	ТДН-10000/110	2012
		T-2	25	110/10	ТМН-25000/110	1981
39	ПС 110 кВ Тлайлух	T-1	63	110/10	ТМН-63000/110	2006
40	ПС 110 кВ Арзвани	T-1	63	110/10	ТМН-63000/110	2007
41	ПС 110 кВ Акуша	T-1	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	1975
		T-2	16	110/35/10	ТДПН-16000/110	2016
42	ПС 110 кВ Заиб	T-1	63	110/10	ТМН-63000/110	2005
43	ПС 110 кВ Шамилское	T-1	63	110/35/10	ТМПН-63000/110	2006
		T-2	63	110/35/10	ТМПН-63000/110	2007
44	ПС 110 кВ Гуниб	T-1	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	2004
		T-2	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	2004
45	ПС 110 кВ Андух	T-1	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	2006
		T-2	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	2004
46	ПС 110 кВ Идагаль	T-1	63	110/10	ТМН-63000/110	2004
47	ПС 110 кВ ЗФС	T-1	40	110/35/6	ТДПН-40000/110	1989
48	ПС 110 кВ Годалинская	T-1	10	110/10	ТДН-10000/110	2011
		T-2	10	110/10	ТДН-10000/110	2011
49	ПС 110 кВ Головной узел	T-1	25	110/10	ТМН-25000/110	2007
		T-2	4	110/10	ТМ-4000/35	2008
50	ПС 110 кВ ПП Ирганай	T-1	16	110/35/6	ТДПН-16000/110	1984
		T-2	16	110/35/6	ТДПН-16000/110	1984
51	ПС 110 кВ Ярыксу	T-1	25	110/35/10	ТДПН-25000/110	2006
		T-2	25	110/35/10	ТДПН-25000/110	2011
52	ПС 110 кВ Акташ	T-1	25	110/35/10	ТДПН-25000/110	2012
		T-2	16	110/35/10	ТДПН-16000/110	1989
53	ПС 110 кВ Бабасорт	T-1	16	110/35/10	ТДПН-16000/110	1998
		T-2	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	1979
54	ПС 110 кВ Дьльм	T-1	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	1991
		T-2	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	2008
55	ПС 110 кВ Львовская	T-1	16	110/35/10	ТДПН-16000/110	1992
56	ПС 110 кВ Черкей ПП	T-1	10	110/35/6	ТДПН-10000/110	1966
		T-2	16	110/35/6	ТДПН-16000/110	1966
57	ПС 110 кВ Кизилортовская (ПЦВ)	T-1	63	110/10	ТМПН-63000/110	1992
		T-2	10	110/35/10	ТДН-10000/110	1983
58	ПС 110 кВ Куруш	T-1	5,6	110/35/10	ТМП-56000/110	2008
		T-2	63	110/35/10	ТМН-63000/110	1987
59	ПС 110 кВ Сулак	T-1	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	1989
		T-2	10	110/35/10	ТДПН-10000/110	1989
60	ПС 110 кВ Мишлы	T-1	63	110/35/6	ТМ-63000/110	1974
		T-2	63	110/35/6	ТМ-63000/110	1974
61	ПС 110 кВ Сулевент	T-1	63	110/35/10	ТМ-63000/110	1987
62	ПС 110 кВ ПП	T-1	31,5	110/6	ТДПН-31500/110	1971
		T-2	40	110/6	ТДПН-40000/110	2014
63	ПС 110 кВ Комгас	T-1	16	110/10	ТДН-16000/110	1983
		T-2	16	110/10	ТДН-16000/110	1983

№	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ	Марка	Год ввода
64	ПС 110 кВ ЦПП	T-1	25	110/10/6	ТДН-25000/110	1983
		T-2	25	110/10/6	ТДН-25000/110	1983
65	ПС 110 кВ Новая	T-1	40	110/35/6	ТДН-40000/110	1977
		T-2	40	110/35/6	ТДН-40000/110	1978
66	ПС 110 кВ Маханкала-110	T-1	25	110/35/10	ТДН-25000/110	1988
		T-2	25	110/35/10	ТДН-25000/110	2008
67	ПС 110 кВ Буйнакс-1	T-1	25	110/35/6	ТДН-25000/110	2008
		T-2	25	110/35/6	ТДН-25000/110	2008
68	ПС 110 кВ Шамхал	T-1	25	110/35/10	ТДН-25000/110	2012
		T-2	16	110/35/10	ТДН-16000/110	1980
69	ПС 110 кВ Рассвет	T-1	10	110/35/6	ТДН-10000/110	2006
		T-2	16	110/35/6	ТДН-16000/110	1989
70	ПС 110 кВ Очистные сооружения	T-1	10	110/6/6	ТДН-10000/110	1980
		T-2	25	110/6/6	ТДН-25000/110	1989
71	ПС 110 кВ Изберг-северный	T-1	16	110/35/10	ТДН-16000/110	1979
		T-2	16	110/35/10	ТДН-16000/110	1979
72	ПС 110 кВ Изберг-Южная	T-1	63	110/6	ТМН-6300/110	2009
		T-2	63	110/6	ТМН-6300/110	2008
73	ПС 110 кВ Восточная	T-1	25	110/10/10	ТДН-25000/110	2001
		T-2	25	110/10/10	ТДН-25000/110	1990
74	ПС 110 кВ Приозерная	T-1	25	110/35/10	ТДН-25000/110	1989
		T-2	25	110/35/10	ТДН-25000/110	1990
75	ПС 110 кВ Ого-Восточная	T-1	10	110/6	ТДН-10000/110	2008
		T-2	10	110/6	ТДН-10000/110	2008
76	ПС 110 кВ Сергокала	T-1	16	110/35/10	ТДН-16000/110	2015
		T-2	63	110/35/10	ТМН-6300/110	1990
77	ПС 110 кВ Приморская	T-1	16	110/10	ТДН-16000/110	2008
		T-2	16	110/6	ТДН-16000/110	2012
78	ПС 110 кВ Новый Чиркей	T-1	10	110/10	ТДН-10000/110	2009
79	ПС 110 кВ Насосная-1	T-1	63	110/6	ТМН-6300/110	1978
		T-2	63	110/6	ТМН-6300/110	1981
80	ПС 110 кВ Насосная-2	T-1	63	110/6	ТМН-6300/110	1986
		T-2	16	110/35/6	ТДН-16000/110	2008
81	ПС 110 кВ Буйнакс-2	T-1	16	110/35/6	ТДН-16000/110	2005
		T-2	16	110/35/6	ТДН-16000/110	2005
82	ПС 110 кВ ЗИМ	T-1	25	110/6/6	ТДН-25000/110	2004
		T-2	16	110/6/6	ТДН-16000/110	1989
83	ПС 110 кВ Газокompрессорная	T-1	40	110/10/10	ТДН-40000/110	1982
		T-2	40	110/10/10	ТДН-40000/110	1982
84	ПС 110 кВ Берег	T-1	63	110/10	ТМН-6300/110	2012
85	ПС 110 кВ Южно-Сухокумская	T-1	10	110/35/6	ТДН-10000/110	1968
		T-2	10	110/35/6	ТДН-10000/110	1966
86	ПС 110 кВ Майданское	T-1	10	110/10	ТМН-10000/110	2015

Таблица 2.11.9 – Характеристика ЛЭП энергосистемы Республики Дагестан, находящиеся на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»

№	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию
1	ВЛ 110 кВ Артем – Чирорт I цепь	110	АС-185	29,00 ¹⁹	2013
2	ВЛ 110 кВ Артем – Чирорт II цепь	110	АС-185	30,75 ¹⁹	2013
3	ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал	110	АС-185	19,60	1961
4	ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал-Тяговая	110	АС-185	17,50	1977
5	ВЛ 110 кВ Артем – Комгас	110	АС-185	28,56	1966
6	ВЛ 110 кВ Артем – Буйнакс-1	110	АС-185	45,56	1966
7	ВЛ 110 кВ Восточная – Каспийская ГЭЦ цепь с опайками (ВЛ-110-112)	110	АС-120, АС-150	11,80	1962
8	Опайка от ВЛ 110 кВ на ПС Насосная-1	110	АЖ-120, АС-150	4,30	1980
9	Опайка от ВЛ 110 кВ на ПС ЗИМ	110	АС-150, АС-185	1,30	1980
10	Опайка от ВЛ 110 кВ на ПС Берег	110	АС-150	0,38	2012

¹⁹ Указаны длины участков ЛЭП, обслуживаемых филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго». Полная длина ВЛ 110 кВ Артем-Чирорт I цепь составляет 35,77 км, полная длина ВЛ 110 кВ Артем-Чирорт II цепь составляет 37,56 км

№	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭЛ, км	Год ввода в эксплуатацию
11	ВЛ110кВ Изберг Северная – Манас Тяговая с оптайка на ИС Рассвет (ВЛ110-104)	110	АС-150	27,00	1949
12	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Рассвет	110	АС-120	1,80	1982
13	ВЛ110кВ Восточная – Кастильская ТЭЦII цель с оптайками (ВЛ110-112)	110	АС-120, АС-150, М-70	13,00	1967
14	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Насосная-1	110	АС-150, АЖ-120	4,30	1980
15	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Точная Механика	110	АС-120	1,30	2002
16	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Берг	110	АС-150	0,23	2012
17	ВЛ110кВ Маханкала – Изберг Северная с оптайками (ВЛ110-113)	110	АС-150	31,50	1966
18	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Рассвет	110	АС-120	1,80	1982
19	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Насосная-2	110	АС-150	2,20	1986
20	ВЛ110кВ ПП – Новая (ВЛ110-116)	110	АС-150, АС-120	3,15	1962
21	ВЛ110кВ Буйнакс-2 – Чиркей ПП с оптайка на ИС Новый Чиркей (ВЛ110-117)	110	АС-150	36,00	1970
22	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Новый Чиркей	110	АС-150	0,70	1970
23	ВЛ110кВ Маханкала – Кастильская ТЭЦII цель с оптайками	110	АС-120, АС-150, АС-185	11,30	1974
24	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Очистные сооружения	110	АС-95, АС-120	2,20	1993
25	ВЛ110кВ Маханкала – Кастильская ТЭЦII цель с оптайками	110	М-70, АС-150, АС-185	11,30	1966
26	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Очистные сооружения	110	АСК-95	2,20	1993
27	ВЛ110кВ ПП – Шамхал (ВЛ110-129)	110	АСК-150, АС-185	20,00	1961
28	ВЛ110кВ ПП – Маханкала-110 (ВЛ110-130)	110	АС-150	8,60	1977
29	ВЛ110кВ Маханкала-110 – Шамхал Тяговая (ВЛ110-134)	110	АС-150	21,00	1977
30	ВЛ110кВ Маханкала – Манас Тяговая (ВЛ110-142)	110	АС-150, АС-185	16,00	1977
31	ВЛ110кВ Маханкала – ППII цель с оптайка на ИС Юго-Восточная (ВЛ110-144)	110	АС-150	25,50	1978
32	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Юго-Восточная	110	АС-150	2,00	1982
33	ВЛ110кВ Маханкала – ППII цель (ВЛ110-145)	110	АС-150	25,50	1978
34	ВЛ110кВ Восточная – Буйнакс-2 (ВЛ110-150)	110	АС-240	50,70	1980
35	ВЛ110кВ ПП – ЦПП (ВЛ110-152)	110	АС-150 АС-185	3,40	2002
36	ВЛ110кВ Чирорт – Компрессорная (ВЛ110-153)	110	АС-185/29	3,70	1982
37	ВЛ110кВ Чирорт – Компрессорная (ВЛ110-154)	110	АС-185/29	3,70	1982
38	ВЛ110кВ ПП – Комгас (ВЛ110-155)	110	АС-150	6,70	1966
39	ВЛ110кВ Буйнакс-1 – Буйнакс-2 (ВЛ110-160)	110	АС-240	9,00	1970
40	ВЛ110кВ Миалинская ГЭС – Буйнакс-2 (ВЛ110-163)	110	АС-240	43,40	1981
41	ВЛ110кВ Новая – Восточная (ВЛ110-171)	110	АС-150 АС-120	6,00	1962
42	ВЛ110кВ ЦПП – Восточная с оптайка на ИС Юго-Восточная (ВЛ110-172)	110	АС-120 АС-185 АС-150	11,15	2002
43	Опайка от ВЛ110кВ Юго-Восточная	110	АС-150	2,00	1982
44	ВЛ110кВ Маханкала – Восточная (ВЛ110-173)	110	АС-240	17,70	1981
45	ВЛ110кВ Восточная – Приозерная I цель с оптайка на ИС Приморская (ВЛ110-174)	110	АСК-120	6,30	1990
46	ВЛ110кВ Восточная – Приозерная II цель с оптайка на ИС Приморская (ВЛ110-175)	110	АСК-120	6,10	1990
47	ВЛ110кВ Изберг Северная – Сергокала (ВЛ110-177)	110	АС-120	35,60	1972
48	ВЛ110кВ Левашин – Сергокала (ВЛ110-182)	110	АС-120	35,00	1997
49	ВЛ110кВ Чиркей ПП – Ирганай ПП (ВЛ110-170)	110	АС-150	36,60	1981
50	ВЛ110кВ Чирорт – Карланорт Тяговая (ВЛ110-135)	110	АС-150	15,80	1978
51	ВЛ110кВ Акташ – Карланорт Тяговая (ВЛ110-136)	110	АС-150	12,80	1978
52	ВЛ110кВ Каскад Чирортских ГЭС – Акташ (ВЛ110-137)	110	АС-150	23,10	1978
53	ВЛ110кВ Миалы – Чиркей ПП (ВЛ110-138)	110	АС-150	10,10	1966
54	ВЛ110кВ Акташ – Курмуш (ВЛ110-139)	110	АС-120 АС-240	25,60	1964
55	ВЛ110кВ Бабарт – Сулемкент (ВЛ110-169)	110	АС-150	18,60	2009
56	ВЛ110кВ Акташ – Кизляр-2 с оптайками (ВЛ110-140)	110	АС-150	81,70	1980
57	ВЛ110кВ Каскад Чирортских ГЭС – Миалы (ВЛ110-111)	110	АС-240	15,60	1966, 2014
58	ВЛ110кВ Бабарт – Кизляр-1 (ВЛ110-109)	110	АС-150 АС-95 АС-120	33,00	1964
59	ВЛ110кВ Чирорт – Каскад Чирортских ГЭС №1 (ВЛ110-119)	110	АС-240	5,30	1961, 2013
60	ВЛ110кВ Чирорт – Каскад Чирортских ГЭС №2 (ВЛ110-120)	110	АС-240	5,30	1962, 2013
61	ВЛ110кВ Акташ – Ярлык (ВЛ110-132)	110	АС-185	9,30	1981
62	ВЛ110кВ Дельм – Тлох с оптайка на ИС Арвани (ВЛ110-167). Участок от ИС 110кВ Дельм до оптайка на ИС 110кВ Арвани	110	АС-150	42,80	1977
63	ВЛ110кВ Чирорт – Миалинская ГЭС №1 (ВЛ110-161)	110	АС-240	14,50	1985
64	ВЛ110кВ Чирорт – Миалинская ГЭС №2 (ВЛ110-162)	110	АС-240	14,50	1985
65	ВЛ110кВ Миалинская ГЭС – Буйнакс-2 (ВЛ110-163)	110	АС-240	6,80	1985
66	ВЛ110кВ Миалинская ГЭС – Чиркей ПП (ВЛ110-164)	110	АС-300	12,60	1986

№	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭЛ, км	Год ввода в эксплуатацию
67	ВЛ110кВ Каскад Чирчорских ГЭС – ЗФС I цепь (ВЛ110-Х1)	110	АС-240	2,20	1969
68	ВЛ110кВ Каскад Чирчорских ГЭС – ЗФС II цепь (ВЛ110-Х2)	110	АС-240	2,20	1969
69	ВЛ110кВ Миалли – Дельм (ВЛ110-166)	110	АС-150	22,00	1986
70	ВЛ110кВ Бабасорт – Львовская (ВЛ110-168)	110	АС-120	45,90	1986
71	ВЛ110кВ Каскад Чирчорских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ110-106)	110	АС-185	5,70	1957, 2011
72	ВЛ110кВ Кизилортовская – Ярлык (ВЛ110-176)	110	АС-185	21,20	1956, 2011
73	ВЛ110кВ Чирчорг – Гельбахская ГЭС (ВЛ110-184)	110	АС-240, АС-2х300, АС-150	2,40	1998
74	ВЛ110кВ Сулак – Ярлык (ВЛ110-185)	110	АС-240, АС-2х300	20,00	1998
75	ВЛ110кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ110-199)	110	АС-240, АС-2х300 АС-185	6,58	1998
76	ВЛ110кВ Дербент – Изберг Северная с опайками (ВЛ110-105)	110	АС-120	78,07	1958
77	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Мамедкала	110	АС-120	0,03	1987
78	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Они	110	АС-120	1,80	1959
79	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Изберг Южная	110	АС-120	0,05	1961
80	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Каякент	110	АС-120	0,35	1982
81	ВЛ110кВ Дербент – Белиджи I цепь с опайками (ВЛ110-107)	110	АС-120	26,70	1963
82	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Самур	110	АС-120	7,00	1997
83	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Дербент Тяговая	110	АС-120	2,40	1973
84	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Араблинка	110	АС-120	1,30	1979
85	ВЛ110кВ Белиджи – Советская (ВЛ110-108)	110	АС-70	17,00	1965
86	ВЛ110кВ Магарамкент – Усухчай с опайкой на ИС Заречная (ВЛ110-121)	110	АС-70 АС-185	45,00	1973
87	ВЛ110кВ Дербент – Каякент Тяговая с опайками (ВЛ110-115)	110	АС-120 АС-150	57,25	1967
88	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Каякент	110	АС-120	0,80	1982
89	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Мамедкала	110	АС-120	1,20	1987
90	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Они	110	АС-120	2,30	1958
91	ВЛ110кВ Дербент – Белиджи II цепь с опайками (ВЛ110-122)	110	АС-120	26,78	1965
92	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Самур	110	АС-120	6,80	1997
93	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Дербент Тяговая	110	АС-120	2,40	1973
94	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Араблинка	110	АС-120	1,80	1979
95	ВЛ110кВ Дербент – Агабалаева (ВЛ110-123)	110	АСК-150 АС-120	5,60	1974
96	ВЛ110кВ Изберг-Северная – Каякент-Тяговая с опайкой на ИС Изберг Южная (ВЛ110-143)	110	АС-120	27,20	1967
97	Опайка от ВЛ110кВ на Изберг Южная	110	АС-120	0,05	1961
98	ВЛ110кВ Оружа – Тапиркент	110	АС-95 АС-120	8,10	1980
99	ВЛ110кВ Касумкент – Магарамкент (ВЛ110-151)	110	АС-70 АС-95	24,50	1967
100	ВЛ110кВ Дербент – Гельбах (ВЛ110-156)	110	АС-120	20,00	1983
101	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Дербент Западная	110	АС-120	2,90	1972
102	ВЛ110кВ Дербент – Гельбах (ВЛ110-157)	110	АС-120	20,00	1983
103	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Дербент Западная	110	АС-120	2,90	1972
104	ВЛ110кВ Касумкент – Советская (ВЛ110-178)	110	АС-70	12,50	1981
105	ВЛ110кВ Магарамкент – Тапиркент с опайкой на ИС Морская (ВЛ110-179)	110	АС-95 АС-70	25,25	1983
106	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Морская	110	АС-95	0,02	1971
107	ВЛ110кВ Ахлы – Курах (ВЛ110-186)	110	АС-95 АС-70	22,30	1987
108	ВЛ110кВ Касумкент – Курах с опайкой на ИС Капир (ВЛ110-191)	110	АС-50 АС-70 АС-95	46,99	1968
109	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Капир	110	АС-70	0,01	1995
110	ВЛ110кВ Мамедкала – Кайлаг (ВЛ110-192)	110	АС-70	28,00	1968
111	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Родниковая	110	АС-70	0,67	1985
112	ВЛ110кВ Ахлы – Усухчай (ВЛ110-194)	110	АС-70 АС-185	16,00	1973
113	ВЛ110кВ Заречная – Кочубей с опайками (ВЛ110-88)	110	АС-150 АС-120	115,30	1995
114	ВЛ110кВ Артезиан-2 – Дильгита (ВЛ110-181)	110	АСК-120	30,50	1980
115	ВЛ110кВ Кизляр-2 – Кочубей (ВЛ110-165)	110	АСК-150	71,30	1986
116	ВЛ110кВ Кизляр-2 – Александрия (ВЛ110-147)	110	АС-120	34,00	1980
117	ВЛ110кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ110-146)	110	АС-185	8,15	1980
118	ВЛ110кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ110-141)	110	АС-120	76,08	1976
119	Опайка от ВЛ110кВ на ИС Таловка	110	АСКП-70	6,40	1977
120	ВЛ110кВ Кочубей – Тарумовка с опайкой на ИС Таловка (ВЛ110-131)	110	АС-120	37,20	1977
121	ВЛ110кВ Опайка на ИС Арсланбек	110	АСКП-70	1,50	1979
122	ВЛ110кВ Тарумовка – Терекли-Мектеб (ВЛ110-127)	110	АСК-70	60,70	1974
123	ВЛ110кВ Кизляр-2 – Тарумовка с опайкой на ИС Калиновка (ВЛ110-114)	110	АС-185, АС-120	36,85	1967

№	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭЛ, км	Год ввода в эксплуатацию
124	Опайка от ВЛ 110 кВ на ИС Калиновка	110	АСКГ-120	1,10	1980
125	Опайка от ВЛ 110 кВ на ИС Коминтерн	110	АС-95	0,39	1995
126	ВЛ 110 кВ Буйнакс-1 – Гергебиль (ВЛ 110-118)	110	АС-185, АС-240	43,91	1971
127	ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ 110-133)	110	АС-95	21,50	1972
128	ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунисская ГЭС (ВЛ 110-158)	110	АС-150	7,20	1962, 2012
129	ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с опайкой на ИС Гайтук (ВЛ 110-159)	110	АС-150	27,60	1965
130	ВЛ 110 кВ Дьльм – Глох с опайкой на ИС Аргвани (ВЛ 110-167). Участок от ИС 110 кВ Дьльм до опайки на ИС 110 кВ Аргвани	110	АС-150	17,40	1979
131	ВЛ 110 кВ Глох – Ботлик (ВЛ 110-180)	110	АС-120	21,40	1967
132	ВЛ 110 кВ Леваш – Цудахар (ВЛ 110-183)	110	АС-120, АС-150	24,60	1967
133	ВЛ 110 кВ Леваш – Акуца (ВЛ 110-187)	110	АС-120	18,20	1988
134	ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ПП (ВЛ 110-188)	110	АС-300	1,47	1994
135	ВЛ 110 кВ Гунисская ГЭС – Хунзах с опайкой на ИС Карадах (ВЛ 110-189)	110	АС-150	25,13	1962, 2012
136	ВЛ 110 кВ Хунзах – Шамильская (ВЛ 110-190)	110	АС-70, АС-120	21,50	1970, 2004
137	ВЛ 110 кВ Шамильское – Андук (ВЛ 110-195)	110	АС-95, АС-70	38,40	2006
138	Опайка от ВЛ 110 кВ на ИС Гидаль	110	АС-70	3,10	2006
139	ВЛ 110 кВ Гюльшинская ГЭС – Хунзах	110	АС-240	17,24	2009
140	ВЛ 110 кВ Гюльшинская ГЭС – ИС Гюльшинская	110	АС-240	1,50	2015
141	ВЛ 110 кВ Гунисская ГЭС – Гуниб (ВЛ 110-193)	110	АС-70, АС-120	7,20	2005

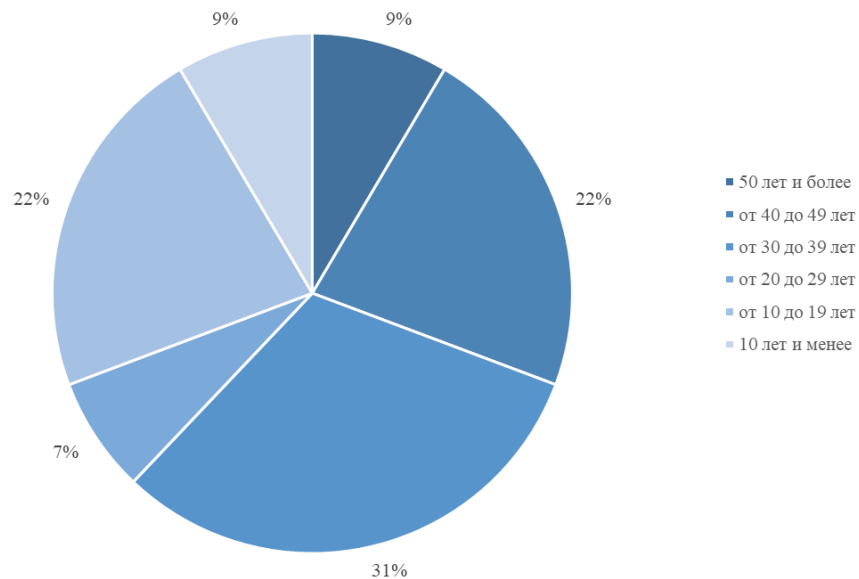


Рисунок 2.11.2 – Диаграмма процентного соотношения мощностей трансформаторного оборудования ПС 110 кВ по срокам службы, находящиеся на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»

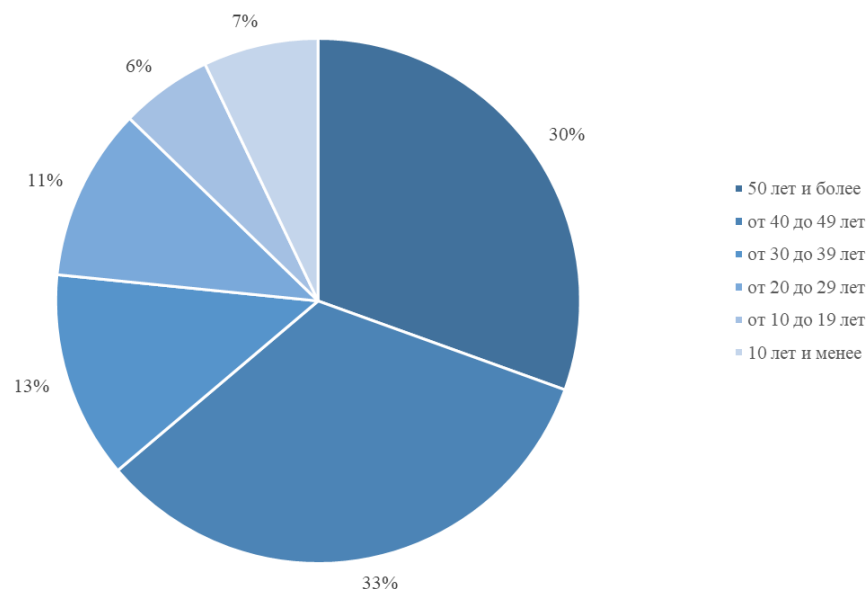


Рисунок 2.11.2 – Диаграмма процентного соотношения длин ЛЭП 110 кВ по срокам службы, находящиеся на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»

Электроснабжение объектов инфраструктуры Северо-Кавказской железной дороги ОАО «РЖД» осуществляет структурное подразделение «Трансэнерго» – филиал ОАО «РЖД», на балансе которого в границах Республики Дагестан находится 5 тяговых подстанций 110 кВ суммарной мощностью 310 МВА. Информация о трансформаторном оборудовании этих подстанций представлена в таблице 2.10.10.

Таблица 2.11.10 – Характеристика трансформаторного оборудования энергосистемы Республики Дагестан, находящегося на балансе филиала ОАО «РЖД» – СП «Трансэнерго»

№	Название подстанции	Диспетчерск. наименование	Сном, МВА	Уном, кВ	Марка	Год ввода
1	ПС 110 кВ Дербент-тяговая	T-1	25	115/27,5/11	ТДТНЭ-25000/110	1973
		T-2	25	115/27,5/11	ТДТНЭ-25000/110	1973
2	ПС 110 кВ Шамхал-тяговая	T-1	40	115/27,5/11	ТДНЖ-40000/110	1977
		T-2	40	115/27,5/11	ТДНЖ-40000/110	1977
3	ПС 110 кВ Манас-тяговая	T-1	25	115/27,5/11	ТДНЖ-25000/110	1977
		T-2	25	115/27,5/11	ТДНЖ-25000/110	1977
4	ПС 110 кВ Каякент-тяговая	T-1	25	115/27,5/11	ТДНЖ-25000/110	1977
		T-2	25	115/27,5/11	ТДНЖ-25000/110	1977
5	ПС 110 кВ Карлантирт-тяговая	T-1	40	115/27,5/11	ТДНЖ-40000/110	1977
		T-2	40	115/27,5/11	ТДНЖ-40000/110	1977

На территории Республики Дагестан также имеются подстанции и воздушные линии электропередачи, находящиеся в собственности других территориальных сетевых организаций, в том числе, филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго». Суммарная мощность подстанций составляет 228,4 МВА, суммарная протяжённость ЛЭП – 58,8 км. Информация о трансформаторном оборудовании абонентских подстанций представлена в таблице 2.11.11. Информация о воздушных линиях электропередачи представлена в таблице 2.11.12.

Таблица 2.11.11 – Характеристика трансформаторного оборудования абонентских подстанций Республики Дагестан

№	Название подстанции	Диспетчерское наименование	Сном, МВА	Уном, кВ	Марка	Год ввода
Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго»						
1	ПС 110 кВ Миарсо	T-1	16	110/35/10	ТДТН-16000/110	2006
		T-2	16	110/35/10	ТДТН-16000/110	2006
Другие собственники						
2	ПС 110 кВ Новый Ирганай	T-1	6,3	110/10	н/д	н/д
		T-2	6,3	110/10	н/д	н/д
3	ПС 110 кВ Речная	T-1	10	110/10	н/д	н/д
4	ПС 110 кВ Оружба	T-1	6,3	110/10	ТМН-6300/100	2014
		T-2	6,3	110/10	ТМН-6300/100	2014
5	ПС 110 кВ Уйташ-1	T-1	6,3	110/6	ТДН-6300/100	2018
		T-2	6,3	110/6	ТДН-6300/100	2018
6	ПС 110 кВ Уйташ-2	T-1	6,3	110/6	ТДН-6300/100	2018
		T-2	6,3	110/6	ТДН-6300/100	2018
7	Каспийская ТЭЦ	T-1	25	110/6	ТРДН-25000/110	1990
		T-2	25	110/6	ТРДН-25000/110	1990
8	ПС 110 кВ Стекольная	T-1	63	110/35/10	ТДТН-63000/110	2013
		T-2	63	110/35/10	ТДТН-63000/110	2013

Таблица 2.11.12 – Характеристика ЛЭП энергосистемы Республики Дагестан, находящиеся на балансе прочих территориальных сетевых организаций

№	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяжённость ЛЭП, км	Год ввода
1	ВЛ 110 кВ Ботлих – Миарсо (ВЛ-110-196)	110	АС-120, АС-185	9,7	н/д
2	ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197)	110	АС-240	34,0	н/д
3	ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гергебиль	110	АС-240	15,1	н/д

2.12 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Дагестан

Дагестанская энергосистема граничит с пятью энергосистемами (рисунок 2.12.1), в том числе:

- С энергосистемой Ставропольского края:
 - ВЛ 330 кВ Буденновск Чирюрт;
 - ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ 110-88);
 - ВЛ 35 кВ Затеречная – Южно-Сухокумск (ВЛ-35-527).
- С энергосистемой Республики Северная Осетия–Алания:
 - КВЛ 330 кВ Алания – Артём.
- С энергосистемой Чеченской Республики:
 - ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт;
 - ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
 - ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149);
 - ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148);
 - ВЛ 35 кВ Кизляр-1 – Бороздиновская (ВЛ-35-55А).
- С энергосистемой Республики Калмыкия:
 - ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141).
- С энергосистемой Азербайджана:
 - ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская);
 - ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская).

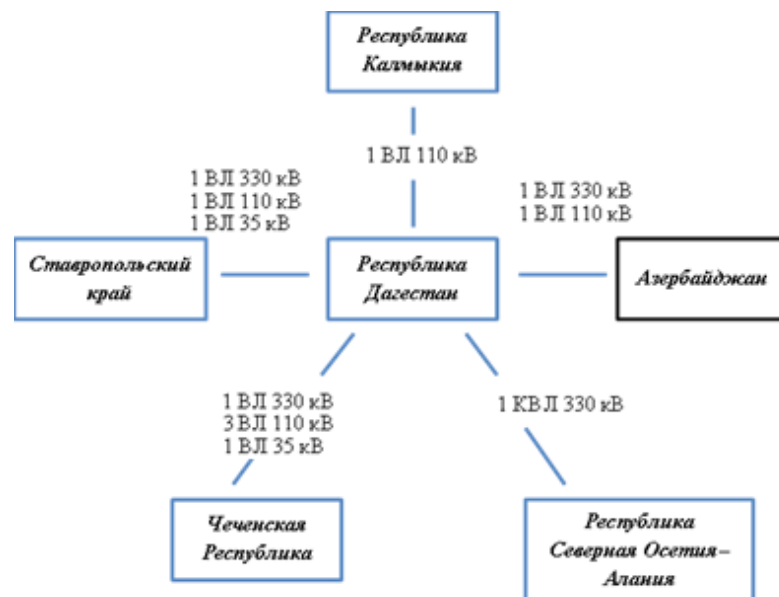


Рисунок 2.12.1 – Блок-схема внешних электрических связей Дагестанской энергосистемы

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

Уровень социально-экономического развития и состояния энергетической эффективности региона характеризуются большим числом показателей, однако в качестве ключевых можно выделить электроёмкость ВРП и энергоёмкость ВРП.

Энергоемкость ВРП (кг у.т./тыс. рублей) – отношение величины потребления энергоресурсов на территории региона к объему ВРП этого региона в конкретном году. Энергоемкость ВРП корректно определять по полному (валовому) потреблению энергоресурсов, т.к. в формировании ВРП участвуют не только секторы конечного потребления, но и вся экономика, включая сектор преобразования (трансформации) энергоресурсов. При этом дополнительным показателем является энергоёмкость ВРП по конечному потреблению.

Электроёмкость ВРП (кВт·ч/тыс. рублей) – отношение величины потребления электрической энергии на территории региона к ВРП этого региона в конкретном году.

Электровооруженность труда (кВт·ч/человека) – показатель, характеризующий величину потребленной в экономике данного региона электроэнергии или электрической мощности в единицу рабочего времени или одним работником.

Основные показатели энергоэффективности Республики Дагестан в 2017–2021 годах определены по данным Управления Федеральной службы государственной статистики по Республике Дагестан и представлены в таблице 2.13.1.

Таблица 2.13.1 – Основные показатели энергоэффективности Республики Дагестан в 2017–2021 гг.

№ п/п	Наименование	Единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	Энергоемкость ²⁰ ВРП по полному потреблению	кг ут /тыс. руб.	н/д ²¹	7,58	7,57	6,99	6,85 ²²
2	Энергоемкость ВРП по конечному потреблению	кг ут /тыс. руб.	н/д	2,28	2,28	2,08	2,04
3	Электроёмкость ВРП	кВт·ч/тыс. руб.	10,17	10,04	10,21	10,59	11,51
4	Душевой расход электроэнергии в бытовом секторе	кВт·ч/ человека	870,18	890,11	800,26	934,99	н/д
5	Электровооруженность труда в промышленном производстве	кВт·ч/чел	15 091	11 427	13 086	13 110	нд

В соответствии с данными приведенным в таблице 2.13.1 в Республике Дагестан снижается энергоёмкость ВРП как по полному потреблению, так и по конечному потреблению. Данный факт свидетельствует о системной работе в Республике Дагестан, направленной на улучшение ключевых показателей деятельности субъектов Российской Федерации. При этом электроёмкость ВРП региона за последние 5 лет показывает обратную тенденцию – тенденцию роста. Данный факт в первую очередь вызван значительным ростом электропотребления в регионе, который значительно превышает среднее значение роста электропотребления по стране.

²⁰ Для расчета ВРП представлен в сопоставимом виде в ценах 2017 г.

²¹ За 2017 г. в Республике Дагестан отсутствует ТЭБ

²² Индекс роста ВРП на 2021 г. принят 103% в соответствии с данными Правительства Республики Дагестан: (<http://www.e-dag.ru/novosti/novosti-pravitelstva/v-dagestane-prognoziryut-rost-valovogo-regionalnogo-produkta-v-2021-godu.html>)

3 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Дагестан

3.1 Ограничение пропускной способности трансформаторных связей питающих центров 110-330 кВ

В Приложении 1 (в электронном виде в формате Excel) приведена динамика изменения нагрузки ЦП 110 кВ и выше за отчетный период с 2017 по 2021 годы на основании ведомостей контрольных замеров.

Анализ нагрузки центров питания 110 кВ и выше за отчетный период с 2017 по 2021 годы, а также анализ режимов работы электрической сети 110 кВ и выше за 2021 год выявил ограничение пропускной способности трансформаторного оборудования 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан.

3.2 Ограничение пропускной способности системообразующих и распределительных сетей

3.2.1 Энергорайон № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан

В Центральный энергорайон входят следующие ПС 330-110 кВ и электростанции: ПС 330 кВ Чирюрт, ПС 330 кВ Махачкала, ПС 330 кВ Артем, ПС 110 кВ Шамхал, ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ПС 110 кВ Компас, ПС 110 кВ Махачкала-110, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Буйнакск-1, ПС 110 кВ Буйнакск-2, ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ Приморская, ПС 110 кВ Приозерная, ПС 110 кВ ЦПП, ПС 110 кВ Юго-Восточная, ПС 110 кВ Насосная-1, ПС 110 кВ ЗТМ, ПС 110 кВ Очистные сооружения, ПС 110 кВ Берег, ПС 110 кВ Стекольная, Каспийская ТЭЦ, ПС 110 кВ Уйташ-1, ПС 110 кВ Уйташ-2, Чиркейская ГЭС, Миатлинская ГЭС, Махачкалинская ТЭЦ.

3.2.1.1 Аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала

1. Описание проблемы Энергорайона № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал:

Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (+30 °С) в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Махачкала и отключении АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала возникает перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал выше длительно-допустимой величины на 11% ($I_{расч}=531$ А, $I_{дл.доп}=479$ А, $I_{ав.доп}=576$ А) и перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Компас выше длительно-допустимой величины на 3% ($I_{расч}=491$ А, $I_{дл.доп}=479$ А, $I_{ав.доп}=576$ А).

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют.

2. Представление перечня схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений схемно-режимных мероприятий недостаточно, необходим ввод ГВО в Центральном энергорайоне до 20 МВт.

3. Перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России на семилетний период, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т.д.:

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходимо перевести часть нагрузки с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная - Шамхал и Стекольная – Алмало.

4. Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений:

Загрузка ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал составляет 90% от длительно-допустимой величины ($I_{расч}=431$ А, $I_{дл.доп}=479$ А, $I_{ав.доп}=576$ А). Загрузка ВЛ 110 кВ Артём – Компас составляет 94% от длительно-допустимой величины ($I_{расч}=450$ А, $I_{дл.доп}=479$ А, $I_{ав.доп}=576$ А).

3.2.1.2 Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками

1. Описание проблемы Энергорайона № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками:

Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период экстремально высоких температур при отключении ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками возникает перегруз ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками выше длительно-допустимой величины на 23% и на 2% выше аварийно-допустимой величины ($I_{расч}=364$ А, $I_{дл.доп}=297$ А, $I_{ав.доп}=357$ А).

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют.

2. Представление перечня схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Схемно-режимные мероприятия отсутствуют, для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в Центральном энергорайоне до 40 МВт.

3. Перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России на семилетний период, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т.д.:

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками марки М-70 (3,5 км) на провод сечением не менее АС-150.

4. Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений:

Загрузка ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками составляет 92% от длительно-допустимой величины (I_{расч}=364 А, I_{дл.доп}=396 А, I_{ав.доп}=477 А).

3.2.1.3 Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками

1. Описание проблемы Энергорайона № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками:

Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период экстремально высоких температур при отключении ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками возникает перегруз ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками выше длительно-допустимой величины на 8% (I_{расч}=369 А, I_{дл.доп}=343 А, I_{ав.доп}=400 А).

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют.

2. Представление перечня схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Схемно-режимные мероприятия отсутствуют, для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в Центральном энергорайоне до 18 МВт.

3. Перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России на семилетний период, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т.д.:

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками марки АС-120 (1,1 км) на провод сечением не менее АС-150.

4. Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений:

Загрузка ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками составляет 93% от длительно-допустимой величины (I_{расч}=369 А, I_{дл.доп}=396 А, I_{ав.доп}=400 А).

3.2.2 Энергорайон № 2. Южный энергорайон Республики Дагестан

В Южный энергорайон входят следующие ПС 330-110 кВ: ПС 330 кВ Дербент, ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ПС 110 кВ Насосная-2, ПС 110 кВ Рассвет, ПС 110 кВ Изберг-Северная, ПС 110 кВ Изберг-Южная, ПС 110 кВ Каякент, ПС 110 кВ Мамедкала, ПС 110 кВ Родниковая, ПС 110 кВ Кайтаг, ПС 110 кВ Огни, ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ПС 110 кВ Араблинка, ПС 110 кВ Самур, ПС 110 кВ Белиджи, ПС 110 кВ Оружба, ПС 110 кВ Советская, ПС 110 кВ Касумкент, ПС 110 кВ Капир, ПС 110 кВ Курах, ПС 110 кВ Ахты, ПС 110 кВ Усучай, ПС 110 кВ Заречная, ПС 110 кВ Магарамкент, ПС 110 кВ Морская, ПС 110 кВ Тагиркент, ПС 110 кВ Геджух, ПС 110 кВ Дербент-Западная, ПС 110 кВ Агабалаева.

Электростанции 6/10 кВ: Курушская ГЭС, Агульская ГЭС, Ахтынская ГЭС, Магинская ГЭС, Аракульская ГЭС.

3.2.2.1 Токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110- 108) и ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178)

1. Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчётами электроэнергетических режимов, в режиме зимних максимальных нагрузок наиболее холодной пятидневки 2020 г. при температуре -14°C), аварийное отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба приводит к перегрузу выше длительно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) на 13% (I_{расч}=388 А, I_{дл.доп}=342 А, I_{ав.доп}=411 А) и ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на 10% (I_{расч}=377 А, I_{дл.доп}=342 А, I_{ав.доп}=411А).

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют.

2. Перечень схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Схемно-режимные мероприятия отсутствуют, для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести ГАО в Южном энергорайоне до (9,5) МВт.

3. Перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России на семилетний период, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т. д.:

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима замена провода линии АС-70 на ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) и ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на провод сечением не менее АС-120.

4. Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений:

Загрузка ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) составляет 77% от длительно-допустимой величины (I_{расч}=388 А, I_{дл.доп}=503 А, I_{ав.доп}=600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Касумкент-Советская (ВЛ-110-178) составляет 75% от длительно-допустимой величины (I_{расч}=377 А, I_{дл.доп}=503 А, I_{ав.доп}=600 А).

3.2.3 Энергорайон № 3. Северный энергорайон Республики Дагестан

В Северный энергорайон входят следующие ПС 110 кВ и электростанции: ПС 110 кВ Акташ, ПС 110 кВ Ярыксу, ПС 110 кВ Куруш, ПС 110 кВ Сулак, ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая, ПС 110 кВ Бабаюрт, ПС 110 кВ Речная, ПС 110 кВ Кизилюртовская, ПС 110 кВ ЗФС, ПС 110 кВ Кизляр-1, ПС 110 кВ Кизляр-2, ПС 110 кВ Александрия, ПС 110 кВ Калиновка, ПС 110 кВ Тарумовка, ПС 110 кВ Таловка, ПС 110 кВ Арсланбек, ПС 110 кВ Терекли-Мектеб, ПС 110 кВ Коминтерн, ПС 110 кВ Южно-Сухокумск, ПС 110 кВ Кочубей, ПС 110 кВ Артезиан-2, ПС 110 кВ Львовская, ПС 110 кВ Сулевкент, Каскад Чирюртских ГЭС, Гельбахская ГЭС, Бавтугайская ГЭС.

2.2.3.1 Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на Каскаде Чирюртских ГЭС.

1. Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов:

Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на Каскаде Чирюртских ГЭС в нормальной схеме приводит к токовым перегрузам электросетевого оборудования:

В режиме зимних максимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки (-14 °С):

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) выше длительно-допустимой величины на 53% и на 48% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=887 А, I_{дл.доп}=581 А, I_{ав.доп}=600 А);

– ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) выше длительно-допустимой величины на 48% и на 44% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=861 А, I_{дл.доп}=581 А, I_{ав.доп}=600 А);

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184) выше длительно-допустимой величины на 24% и на 3% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=978 А, I_{дл.доп}=787 А, I_{ав.доп}=946 А);

– ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) выше длительно-допустимой величины на 48% и на 24% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=977 А, I_{дл.доп}=658 А, I_{ав.доп}=791 А);

– ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) выше длительно-допустимой величины на 61% и на 61% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=968 А, I_{дл.доп}=600 А, I_{ав.доп}=600 А).

В режиме летних максимальных нагрузок в период экстремально высоких температур (+35 °С):

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) выше длительно-допустимой величины на 41% и на 16% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=554 А, I_{дл.доп}=394 А, I_{ав.доп}=477 А);

– ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) выше длительно-допустимой величины на 36% и на 13% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=538 А, I_{дл.доп}=396 А, I_{ав.доп}=477 А);

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184) выше длительно-допустимой величины на 16% (I_{расч}=623 А, I_{дл.доп}=537 А, I_{ав.доп}=647 А);

– ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) выше длительно-допустимой величины на 39% и на 15% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=622 А, I_{дл.доп}=449 А, I_{ав.доп}=541 А);

– ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) выше длительно-допустимой величины на 37% и на 13% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=613 А, I_{дл.доп}=449 А, I_{ав.доп}=541 А).

Возникшие перегрузы ликвидируются действием АОПО ВЛ-132/136/137 ПС 110 кВ Акташ и АОПО ВЛ-132/176/185 ПС 110 кВ Ярыксу на отключение нагрузки ОН-1 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) на ПС 110 кВ Акташ, ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) на ПС 110 кВ Ярыксу) и ОН-2 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ

– Куруш (ВЛ-110-139) и ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) на ПС 110 кВ Акташ) (объем УВ: ОЗП – 176,5 МВт; ПЭВТ – 117,8).

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют.

2. Представление перечня схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Перевод потребителей Чеченской Республики в объеме не более 30 МВт на центры питания энергосистемы Чеченской Республики (максимально возможный объем переводимой нагрузки по режиму энергосистемы Чеченской Республики отражен в письме Северокавказского РДУ от 03 сентября 2021 г. №Р51-б2-П-19-2152), перевод потребителей в объеме не более 15 МВт (ОЗП), 13 МВт (ПЭВТ) на центры питания энергосистемы Ставропольского края, и перевод потребителей в объеме не более 25 МВт (ОЗП), 10 МВт (ПЭВТ) на центры питания энергосистемы Республики Калмыкия (максимально возможный объем переводимой нагрузки на центры питания энергосистем Ставропольского края и Республики Калмыкия ограничивается уровнями напряжений на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Кизляр-2).

Выполненных схемно-режимных мероприятий по переводу потребителей на смежные энергосистемы недостаточно для включения всех потребителей, отключенных действием АОПО, необходимо ввести ГВО в Северном энергорайоне в ОЗП до 28 МВт, в ПЭВТ до 12 МВт.

3. Перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России на семилетний период, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т.д.:

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходимо выполнить перефиксацию ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в РУ 110 кВ на 2 СШ 110 кВ, а также ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) в РУ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС на 1 СШ 110 кВ.

4. Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений:

Зимний режим максимальных нагрузок наиболее холодной пятидневки при температуре (-14 °С). Без учета выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу потребителей на центры питания энергосистемы Чеченской Республики, Ставропольского края, Республики Калмыкия:

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) (I_{расч}=564 А, I_{дл.доп}=581 А, I_{ав.доп}=600 А);

– ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) (I_{расч}=538 А, I_{дл.доп}=581 А, I_{ав.доп}=600 А);

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184) (I_{расч}=684 А, I_{дл.доп}=787 А, I_{ав.доп}=946 А);

– ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) (I_{расч}=658 А, I_{дл.доп}=658 А, I_{ав.доп}=791 А);

– ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) выше длительно-допустимой величины на 12% и на 12% выше аварийно-допустимой величины (I_{расч}=674 А,

Идл.доп=600 А, Iав.доп=600 А) (перегруз ликвидируется при выполнении схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки Iрасч=596 А);

– ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) (Iрасч=504 А, Идл.доп=581 А, Iав.доп=600 А).

Летний режим максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ. Прогнозное потребление энергосистемы Республики Дагестан без учета выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу потребителей на центры питания энергосистемы Чеченской Республики, Ставропольского края, Республики Калмыкия ПЭВТ:

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) (Iрасч=372 А, Идл.доп=394 А, Iав.доп=477 А);

– ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) (Iрасч=356 А, Идл.доп=396 А, Iав.доп=477 А);

– ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) выше длительно-допустимой величины на 2% (Iрасч=458 А, Идл.доп=449 А, Iав.доп=541 А) (перегруз ликвидируется при выполнении схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки Iрасч.=423 А);

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184) (Iрасч=460 А, Идл.доп=537 А, Iав.доп=647 А);

– ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) (Iрасч=449 А, Идл.доп=541 А, Iав.доп=613 А);

– ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) (Iрасч=333 А, Идл.доп=396 А, Iав.доп=477 А).

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Динамика изменения нагрузки ЦП 110 кВ и выше за отчетный период с 2017 по 2021 годы на основании ведомостей контрольных замеров (в электронном виде в формате MS Excel)