



РЕСПУБЛИКÆ ЦÆГÆТ ИРЫСТОН-АЛАНИЙЫ СÆРГЪЛÆУУÆДЖЫ

УКАЗ

УКАЗ

ГЛАВЫ РЕСПУБЛИКИ СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ-АЛАНИЯ

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Северная Осетия-Алания на 2023-2027 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», в целях развития электроэнергетики Республики Северная Осетия-Алания, обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирования стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики на территории республики **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить прилагаемую Схему и программу перспективного развития электроэнергетики Республики Северная Осетия-Алания на 2023-2027 годы.
2. Признать утратившим силу пункт 1 Указа Главы Республики Северная Осетия-Алания от 27 апреля 2021 года №83 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Северная Осетия-Алания на 2022-2026 годы».
3. Настоящий Указ вступает в силу со дня его подписания.

Глава
Республики Северная Осетия-Алания



С. Меняйло

г. Владикавказ
6 мая 2022 г.
№ 152

УТВЕРЖДЕНЫ
Указом Главы Республики
Северная Осетия – Алания

от 6 мая 2022 г. № 152

**СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ
НА 2023–2027 ГОДЫ**

1. Общая характеристика Республики Северная Осетия – Алания

1.1. Географические особенности региона

Республика Северная Осетия – Алания – субъект Российской Федерации – расположена на северном склоне Большого Кавказского хребта и на прилегающих к нему наклонных равнинах и части Среднего Притеречья (Моздокский район).

Республика граничит: на юге – с Грузией и Республикой Южная Осетия, на западе и северо-западе – с Кабардино-Балкарской Республикой, на севере – со Ставропольским краем, на северо-востоке – с Чеченской Республикой (по восточной оконечности Моздокского района), на востоке – с Республикой Ингушетия.

На юге республики по высокогорью, с востока на запад, пролегает Государственная граница Российской Федерации с Грузией и Южной Осетией протяженностью 171 км.

Юг Республики Северная Осетия – Алания занят Главным (Водораздельным) и Боковым хребтами, поднимающимися выше 4000 м (Джигарай-Хох, 4776 м – высшая точка республики). Центральную часть республики составляет Осетинская наклонная равнина, к северу от нее расположены низкогорные хребты – Сунженский и Терский, а за ними – Моздокская равнина.

Высокогорье, с юга на север, под значительным уклоном пересекают живописные, в прошлом густонаселенные, ущелья: Дарьяльское, Даргавское, Кобанское, Куртатинское, Алагирское, Касарское, Цейское, Дигорское и другие. По ним и их боковым ветвям пролегают русла многочисленных горных рек ледниково-снежного происхождения, которые, соединяясь на выходе с гор, образуют полноводные реки: Терек (длина около 600 км), Урух (104 км), Ардон (101 км), Камбилеевка (99 км), Гизельдон (81 км) и другие. Все реки Северной Осетии относятся к бассейну Терека.

1.2. Климатические особенности региона

Территория Республики Северная Осетия – Алания характеризуется умеренно-континентальным климатом. Однако существуют большие различия в климате горной и равнинной частей. В горах по мере увеличения высоты климат становится более влажным и холодным, в зоне вечных снегов он весьма суров. Отличительной чертой климата является вертикальная зональность в распределении метеорологических элементов. Более мягким климатом отличается Осетинская наклонная равнина, где летом теплее, осадков выпадает достаточное количество (600–700 мм). На севере республики черты континентальности климата проявляются наиболее сильно. Здесь наблюдаются самые сильные морозы ($-30\ldots-35\text{ }^{\circ}\text{C}$), максимальные летние температуры достигают $+35\ldots+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, выпадает небольшое количество осадков (до 400 мм), часты засухи и суховеи. Зима в северной части мягкая,

туманная, а лето жаркое, засушливое. В горной части района лето прохладное, зима более продолжительная и холодная, меньше колебания температур, обильнее выпадение осадков.

Зима начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха через 0° в сторону понижения в предгорьях 15–17 ноября, в степных районах – 2–10 декабря, продолжительность зимнего периода составляет 80–110 дней. В целом зима обычно теплая, короткая и снежная, что связано с преобладающим влиянием на погоду южных и атлантических циклонов. Наиболее холодная погода бывает в середине декабря и в начале февраля, когда в результате вторжения холодных арктических воздушных масс среднесуточные значения температуры воздуха опускаются до $-8...-15^{\circ}\text{C}$, а минимальные – до $-18...-22^{\circ}\text{C}$. В течение зимы наблюдается 40–50 дней с оттепелями, при наиболее интенсивных оттепелях воздух прогревается до $+10...+15^{\circ}\text{C}$.

Весна начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха через 0 градусов в сторону повышения, обычно в начале марта. Продолжительность сезона составляет около 70–80 дней. В течение весеннего периода отмечается неоднократная смена холодных и дождливых периодов более теплыми и сухими, что обусловлено чередующимся влиянием на погоду южных и атлантических циклонов и холодных арктических антициклонов. Средняя весенняя температура составляет $+6...+7^{\circ}\text{C}$. Максимум температуры воздуха за весенний период достигает $+25...+28^{\circ}\text{C}$. Весной отмечается 14–20 дней с туманами, туманы носят в основном адвективно-радиационный характер и связаны с непродолжительным влиянием на погоду южных и юго-западных периферий антициклонов.

Лето обычно начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха через $+15^{\circ}\text{C}$ в сторону повышения 5–6 мая в степных районах, 18–19 мая – на остальной территории республики. Продолжительность летнего сезона в степной зоне – 140–150 дней, на остальной территории – 110–115 дней. Преобладающее влияние на характер погоды оказывают области низкого давления с юга, взаимодействующие с гребнями повышенного давления с севера и северо-запада. Среднелетняя температура воздуха равна $+17...+19^{\circ}\text{C}$, при этом наиболее жарко бывает во второй половине летнего периода. В степных районах с середины июля и до конца второй декады августа среднесуточные значения температуры воздуха удерживаются выше $+25^{\circ}\text{C}$, а максимальные – выше $+30^{\circ}\text{C}$. В степной зоне высокие дневные температуры воздуха нередко сочетаются с низкой (менее 30 %) относительной влажностью воздуха (суховейные явления). В летний период преобладают благоприятные условия для формирования неустойчивости в нижних слоях атмосферы и интенсивного перемешивания воздушных масс, что препятствует образованию задерживающих слоев и накоплению в атмосфере вредных примесей.

Осень начинается с устойчивого перехода средней суточной температуры воздуха через $+15^{\circ}\text{C}$ в сторону понижения 25–30 сентября в степной зоне, в предгорьях – на 2 недели раньше. Продолжительность

осеннего сезона в среднем составляет 75–80 дней. Большую часть этого времени года погода определяется антициклонами, смещающимися в тылу атлантических циклонов по территории Северного Кавказа. Первые осенние заморозки (в воздухе 0–3 градуса мороза, на поверхности почвы – до 3–6 градусов мороза) отмечаются 20–25 октября. Усиление сибирских антициклонов и радиационное выхолаживание нижних слоев атмосферы способствует увеличению числа дней с туманами.

На территории Республики Северная Осетия – Алания преобладают южные и северные ветры, характерные только для горных стран горнодолинные ветры чаще всего бывают зимой и ранней весной. Среднегодовая скорость ветра в степи 2–3 м/с, в предгорьях и горных долинах она уменьшается до 1,5–2 м/с. В течение года преобладают слабые ветры – 2,0–5,0 м/с. При прохождении атмосферных фронтов на 1–2 дня ветер усиливается до 15–20 м/с. Повторяемость штилей (в процентах от общего числа случаев наблюдений за ветром) составляет 15–25 % в степных районах, 25–36 % – в предгорьях.

1.3. Административно-территориальное деление региона

Республика Северная Осетия – Алания занимает особое геополитическое и транспортно-географическое положение на юге России. Оно обусловлено приграничным положением и центральным местом в системе предкавказских и транскавказских транспортных коридоров.

Республика Северная Осетия – Алания относится к числу небольших по размерам субъектов Российской Федерации с высокой плотностью населения и транспортных коммуникаций. Площадь республики составляет около 8 тыс. кв. км, при этом на долю горной полосы приходится 48 % всей площади. Плотность населения – 87,3 чел. на 1 кв. км, что более чем в 10 раз выше средней плотности в России. В республике проживает 697,1 тыс. человек, представителей более ста национальностей.

Республика является приграничным регионом России. Помимо соседства одновременно с четырьмя субъектами Российской Федерации: Республикой Ингушетия, Чеченской Республикой, Ставропольским краем и Кабардино-Балкарской Республикой, Республика Северная Осетия – Алания граничит также с Грузией и Республикой Южная Осетия. Карта региона Республики Северная Осетия – Алания представлена на рисунке 1.

В Республике Северная Осетия – Алания 8 муниципальных районов, один городской округ – город Владикавказ, городские поселения Алагир, Ардон, Беслан, Дигора, Моздок и 97 сельских округов. Столицей республики является г. Владикавказ, который расположен на юго-востоке Республики Северная Осетия – Алания.

Административно-территориальное деление Республики Северная Осетия – Алания¹:

1) районы:

Алагирский;

Ардонский;

Дигорский;

Ирафский;

Кировский;

Моздокский;

Правобережный;

Пригородный;

2) города республиканского значения:

Владикавказ.

¹ В соответствии с Законом РСО-Алания от 09.07.2007 № 34-РЗ «Об административно-территориальном устройстве Республики Северная Осетия – Алания» в ред. от 15.03.2017.

АДМИНИСТРАТИВНАЯ КАРТА РСО-АЛАНИЯ

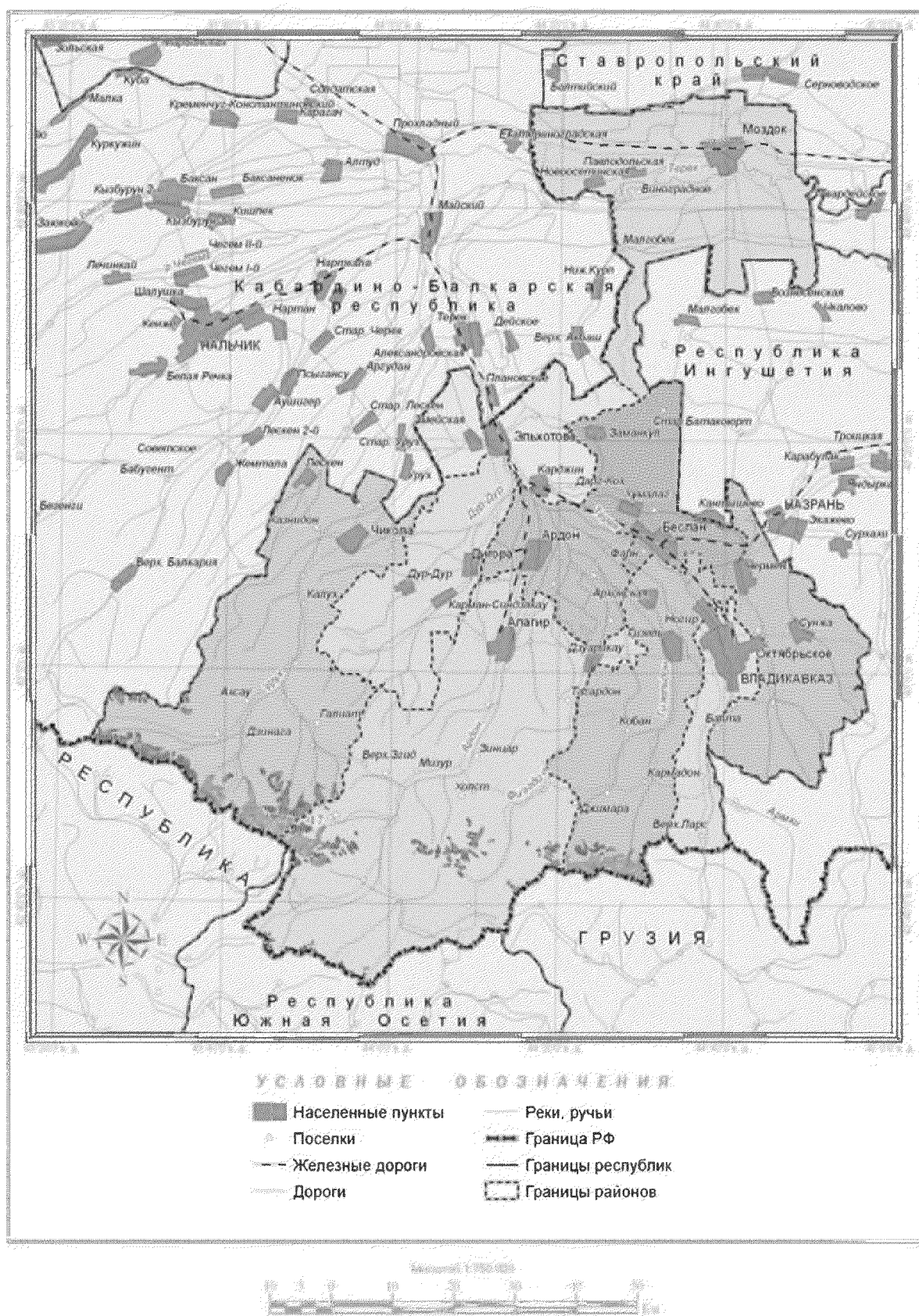


Рисунок 1. Административно-территориальное деление Республики Северная Осетия – Алания

За пятьдесят лет численность населения в регионе достигла к 1 января 2021 года 693 098 тысяч человек. Основные населенные пункты Республики Северная Осетия – Алания приведены в таблице 1.

Таблица 1. Населенные пункты, численность населения которых свыше 10 тысяч человек (численность населения представлена на 1 января 2021 года*)

Населённый пункт	Количество жителей (человек)
Владикавказ	318 945
Моздок	41 459
Беслан	37 400
Алагир	19 678
Ардон	19 274
Заводской	16 085
Эльхотово	12 471
Сунжа	12 146
Ногир	11 823
Кизляр	11 531
Дигора	10 166
Октябрьское	10 045

1.4. Структура экономики

Республика Северная Осетия – Алания – наиболее промышленно специализированный регион среди республик Юга России, по объему промышленного производства, уступающий лишь Республике Дагестан. Промышленная база Республики Северная Осетия – Алания достаточно диверсифицирована. На территории республики находятся предприятия по добыче полиметаллических руд, ремонту железнодорожного подвижного состава, производству свинца, цинка, вольфрама, медного проката, твердых сплавов, строительных материалов и деталей, стекольной продукции, электрооборудования, мебели, гофрокартонной тары, трикотажных изделий, крахмалопаточной и ликероводочной продукции.

Сельское хозяйство обеспечивает текущие потребности населения и пищевой промышленности республики.

Структуру экономики Республики Северная Осетия – Алания можно назвать «сбалансированной» и «замкнутой», ориентированной преимущественно на самообеспечение.

Промышленный комплекс всегда составлял основу экономики Республики Северная Осетия – Алания, что выделяло её на фоне соседних аграрных республик.

* Данные на 01.01.2022 в органах государственной статистики отсутствуют.

В структуре промышленного производства Республики Северная Осетия – Алания основными отраслями являются пищевая промышленность, цветная металлургия, электроэнергетика, машиностроение и металлообработка. Их удельный вес в объеме промышленного производства составляет 84,5 %.

На территории республики производится от общероссийского объема более 39 % цинка, более 46 % свинца, более 37 % вольфрама, более 32 % кадмия, более 48 % гардинного полотна. На долю республики приходится 21,6 % всего производства шампанских и игристых вин в стране, 17,9 % виноградных вин, 5,2 % водки и ликероводочных изделий.

Индустрия строительных материалов в Республике Северная Осетия – Алания располагает заводами по производству кирпича, бетона, извести, железобетонных изделий, песчано-гравийных смесей, металлических конструкций. За последние годы созданы производства металлочерепицы, армированного пенобетона, полистиролбетона, декоративного стенового камня, высокохудожественных металлических изделий, несъемной пенополистирольной опалубки для монолитного домостроения.

П и щ е в а я п р о м ы ш л е н н о с т ь .

Пищевая промышленность – ведущая отрасль промышленности республики. Её доля составляет 50,5 % в общей структуре отрасли. Основными видами выпускаемой продукции являются водка, виноградные и шампанские вина, спирт этиловый, масло кукурузное. Наиболее крупные предприятия: ООО «Владикавказский пивобезалкогольный завод «Дарьял», ООО «Престиж» (спирты), ОАО «Исток», ООО «Салют» (водка, ликероводочные изделия), ОАО «Фаюр-Союз» (спирт этиловый, водка), ОАО «Моздокский мясокомбинат».

Ц в е т н а я м е т а л л у р г и я .

Цветная металлургия занимает второе место в современной структуре отраслей промышленности республики (15,6 %) и базируется на собственном рудном сырьё. Цветную металлургию представляют два основных предприятия, расположенных во Владикавказе: ПАО «Электроцинк» (кадмий, свинец, цинк, серная кислота, медный купорос) и АО «Победит» (вольфрамовые карбиды, шипы противоскольжения, свёрла, молибден, вольфрам, сплавы твёрдые, сплавы тяжёлые).

В последние годы в цветной металлургии Республики Северная Осетия – Алания наметились тенденции к снижению промышленного производства. Необходимо отметить, что в настоящее время производство ПАО «Электроцинк» законсервировано.

Э л е к т р о э н е р г е т и к а .

Доля электроэнергетики в структуре промышленности республики значительно увеличилась в связи с вводом в 2019 году Зарамагской ГЭС-1 установленной мощностью 346 МВт. Производство электроэнергии обеспечивают гидроэлектростанции (ГЭС): Зарамагская ГЭС-1, Дзауджикауская ГЭС, Эзминская ГЭС, Гизельдонская ГЭС, Головная

Зарамагская ГЭС, Павлодольская ГЭС, Фаснальская МГЭС, Беканская ГЭС и Кора-Урсдонская ГЭС общей установленной мощностью 442,12 МВт.

В 2019 году осуществлён ввод в эксплуатацию Зарамагской ГЭС-1 на реке Ардон, что позволило сократить дефицит электроэнергии с 80 % до 50 %. Также на период 2022–2027 годов планируется модернизация Гизельдонской ГЭС, Эзминской ГЭС, Дзауджикауской ГЭС с увеличением установленной мощности.

В 2020 году осуществлен вывод из эксплуатации и демонтаж 3 радиально-осевых гидроагрегатов Фаснальской МГЭС общей установленной мощностью 4,8 МВт, при этом в работе остается один блок мощностью 1,6 МВт.

В регионе функционируют три крупные энергетические компании: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети Юга (сетевая компания), филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» (сетевая компания), филиал ПАО «РусГидро» – «Северо-Осетинский филиал» (генерирующая компания).

Машиностроительный комплекс.

Особенностью машиностроения и металлообработки в республике является его сложившаяся ориентация на военно-промышленное производство, в связи с чем отрасль представлена в основном специализированными предприятиями с широкой номенклатурой продукции. Машиностроительными предприятиями региона осуществляется вакуумное производство чистых металлов и сплавов, производится продукция микро- и радиоэлектроники, пневматическое оборудование, приборы ночного видения и прочее. Наиболее крупные из них: ОАО «Электроконтактор», ОАО «ОЗАТЭ», ОАО «Кетон», ОАО «Кристалл».

Из предприятий прочей специализации следует выделить АО «Владикавказский вагоноремонтный завод», который осуществляет ремонт подвижного состава, имеет развитое производство стального и чугунного литья.

Удельный вес машиностроения и металлообработки в общей структуре промышленного производства Республики Северная Осетия – Алания сегодня составляет всего 6,7 %.

Сельское хозяйство является ведущей отраслью хозяйства республики. Его доля в структуре ВРП составляет около 20 %.

Агропромышленный комплекс Республики Северная Осетия – Алания за последние годы характеризуется общим ростом объемов производимой продукции, интенсификацией сельскохозяйственного производства.

Общая площадь сельскохозяйственных угодий в регионе составляет 3,1 тыс. кв. км (38 % от общей площади территории), из которых более половины (61 %) приходится на пашни.

В структуре посевных площадей всех сельскохозяйственных культур 56,6 % составляют зерновые культуры (пшеница, ячмень, кукуруза), около 9 % – подсолнечник и картофель (4,8 % и 4,1 % соответственно), площади под овощными культурами не превышают 2,5 % общей площади пашни.

Животноводство Республики Северная Осетия – Алания имеет молочно-мясную специализацию. Основные отрасли животноводства – молочно-мясное скотоводство, молочно-мясное и тонкорунное овцеводство, козоводство, птицеводство.

Республика Северная Осетия – Алания занимает важное стратегическое положение в транспортной системе всего Северного Кавказа и обладает довольно развитой транспортно-инфраструктурной сетью.

А в т о м о б и л ь н ы й т р а н с п о р т .

Автомобильный транспорт сегодня играет первостепенную роль в осуществлении перевозок.

По территории республики проходит прямой путь в Закавказье через Главный Кавказский хребет посредством двух автомобильных дорог федерального значения: Военно-Грузинской от Владикавказа до российско-грузинской границы в Дарьяльском ущелье и Транскавказской автомагистрали, которая проходит по тоннелю сквозь Главный Кавказский хребет и представляет собой кратчайший путь между европейским центром России и государствами Закавказья, Турцией и Ираном. Автомобильные дороги республики входят в систему так называемого Кавказского кольца: Ростов-на-Дону – Баку – Ереван – Тбилиси – Новороссийск.

Протяжённость автомобильных дорог общего пользования с твёрдым покрытием составляет 2,3 тыс. км, их плотность – 286 км на 1 тыс. кв. км территории (4-е место среди регионов России после Москвы, Санкт-Петербурга и Калининградской области).

Ж е л е з н о д о р о ж н ы й т р а н с п о р т .

Железнодорожный транспорт также имеет немаловажное значение в транспортной системе республики. Республика расположена на стыке магистральной железной дороги Москва – Баку. Её территорию пересекает участок Северо-Кавказской железной дороги Москва – Баку от станции Эльхотово до станций Ардон – Алагир, Ардон – Дигора, Беслан – Владикавказ, Беслан–Долаково и железнодорожная линия Прохладная – Моздок – Гудермес. Длина железных дорог общего пользования в регионе составляет 144 км.

В о з д у ш н ы й т р а н с п о р т .

Вблизи города Беслан функционирует международный аэропорт «Владикавказ». Воздушные авиатрассы соединяют республику с городами дальнего зарубежья и стран СНГ.

Т р у б о п р о в о д н ы й т р а н с п о р т .

По территории Республики Северная Осетия – Алания проходят газопровод Тихорецк – Моздок – Махачкала и нефтепровод Махачкала – Моздок – Тихорецк – Новороссийск.

ПАО «Газпром» осуществило строительство уникального магистрального газопровода по маршруту Дзуарикау (Республика Северная Осетия – Алания) – Цхинвал (Республика Южная Осетия) протяженностью 163 км, из которых 92 км – по территории Республики Северная Осетия – Алания. Реализация проекта позволила обеспечить жителей Южной Осетии, а

также более 10-ти горных сел Северной Осетии природным газом, что будет способствовать улучшению жилищных и социальных условий населения двух республик.

Транспортно-географическое положение Республики Северная Осетия – Алания на пути из стран Европы в страны Азии и Ближнего Востока создает для неё особые преимущества.

Туристско-рекреационный комплекс Республики Северная Осетия – Алания благодаря уникальным природно-климатическим условиям и богатому историко-культурному наследию на сегодняшний день является одним из наиболее привлекательных для освоения в Северо-Кавказском регионе.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Северная Осетия – Алания за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Республики Северная Осетия – Алания

Топливо-энергетический комплекс Республики Северная Осетия – Алания (ТЭК) всегда играл важную роль в экономике республики. За годы реформ, в связи с резким снижением объемов производства в других отраслях экономики, его роль еще более возросла.

Производственные структуры ТЭК в результате проведенных структурных преобразований, либерализации и приватизации в значительной мере адаптировались к рыночным методам хозяйствования. В результате реформ электроэнергетики сформированы основы регулирования хозяйственных отношений в энергетическом секторе. В настоящее время ТЭК является одним из устойчиво работающих производственных комплексов региональной экономики. Он определяющим образом влияет на состояние и перспективы развития национальной экономики.

2.1.1. ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания

Энергосистема Республики Северная Осетия – Алания охватывает территорию Республики Северная Осетия – Алания. Зона охвата централизованным электроснабжением составляет 86 % от площади республики и 98,9 % от количества проживающего населения и хозяйствующих субъектов.

Энергосистема Республики Северная Осетия – Алания работает в составе Объединенной энергосистемы Юга параллельно с Единой энергосистемой России, связь с которой организована по сети 500 кВ, 330 кВ и 110 кВ через электрические сети сопредельных регионов, и входит в операционную зону филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

Энергосистема региона имеет 24 межсистемные линии электропередачи, 3 из которых межгосударственные, а именно: 4 с энергосистемой Ставропольского края, 6 – с энергосистемой Кабардино-Балкарской Республики, 7 – с энергосистемой Республики Ингушетия, 3 – с энергосистемой Чеченской Республики, 1 – с энергосистемой Республики Дагестан, 1 – с энергосистемой Грузии и 2 – с энергосистемой Республики Южная Осетия.

2.1.2. Характеристика основных субъектов электроэнергетики

В отраслях ТЭК сохраняется ряд факторов, негативно влияющих на функционирование и развитие ТЭК, к ним относятся:

- высокая (до 90 процентов) степень износа основных фондов;
- сокращение ввода в действие новых производственных мощностей во всех отраслях ТЭК;

практика продления ресурса оборудования, что закладывает будущее отставание в эффективности производства. Наблюдается высокая аварийность оборудования, обусловленная старением основных фондов. В связи с этим возрастает возможность возникновения аварийных ситуаций в энергетическом секторе;

сохраняющийся дефицит инвестиционных ресурсов.

Генерирующие компании.

На территории Республики Северная Осетия – Алания действуют следующие генерирующие компании:

филиал ПАО «РусГидро» – «Северо-Осетинский филиал» осуществляет производство электроэнергии на территории Республики Северная Осетия – Алания. Состоит из 6 гидроэлектростанций (ГЭС): Зарамагской ГЭС-1 (346 МВт), Головной Зарамагской ГЭС (15 МВт), Дзауджикауской ГЭС (8 МВт), Эзминской ГЭС (45 МВт), Гизельдонской ГЭС (22,8 МВт) и Павлодольской ГЭС (2,6 МВт). Общая установленная мощность электростанций – 440,02 МВт, среднегодовая выработка в период 2017–2021 годов – 496,16 млн кВт·ч. Головная организация – ПАО «РусГидро» (г. Москва);

ТЭС ОАО «Бесланский маисовый комбинат»: установленной мощностью 6 МВт, среднегодовая выработка в период 2017–2021 годов – 0 млн кВт·ч, ТЭС ОАО «Бесланский маисовый комбинат», находится в консервации;

ООО «ЭкоГенерация» является собственником Фаснальской МГЭС: установленная мощность 1,6 МВт, среднегодовая выработка в период 2017–2021 годов – 5,5 млн кВт·ч;

ООО «ЮГЭНЕРГО» является собственником Кора-Урсдонской ГЭС: установленная мощность 0,6 МВт, среднегодовая выработка в период 2017–2021 годов – 0,26 млн кВт·ч;

ООО «ЮГЭНЕРГО» является собственником Беканской ГЭС: установленная мощность 0,5 МВт, среднегодовая выработка в период 2017–2021 годов – 0,252 млн кВт·ч.

Электросетевые компании.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Юга.

Организация осуществляет ремонтно-эксплуатационное обслуживание магистральных электрических сетей одного из самых сложных районов России – Северного Кавказа. МЭС Юга обеспечивает электрическую связь ОЭС Юга с энергосистемами центра Российской Федерации, Украины, Грузии, Азербайджана, а через них – перетоки электроэнергии в Турцию и Иран.

На территории Республики Северная Осетия – Алания осуществляет эксплуатацию сетей и подстанций, входящих в состав Единой национальной электрической сети напряжением 110 кВ и выше: ПС 500 кВ Алания, ПС 330 кВ Владикавказ-2, ПС 330 кВ Владикавказ-500, ПС 330 кВ Моздок и ПС 110 кВ Северный Портал; высоковольтные линии электропередачи

напряжением 330–500 кВ: ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания, ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик, ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2, ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2, КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2, КВЛ 330 кВ Алания – Моздок 1, 2 цепи, ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный, ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Владикавказ-500, ВЛ 330 кВ Владикавказ-500 – Моздок, КВЛ 330 кВ Алания – Артем; высоковольтная линия электропередачи напряжением 110 кВ: КВЛ 110 кВ Северный Портал – Джава (Л-129), КВЛ 110 кВ Северный Портал – Нижний Рук.

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» осуществляет эксплуатацию сетевого хозяйства республики напряжением 110 кВ и ниже, за исключением муниципальных электрических сетей. Головная организация – ПАО «Россети Северный Кавказ» – находится в г. Пятигорск Ставропольского края.

ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает передачу электроэнергии по принадлежащим обществу сетям напряжением от 0,4 до 110 кВ на территории республик Дагестан, Ингушетия, Северная Осетия – Алания, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесия, Ставропольского края, поддерживая качество электроэнергии в соответствии с действующими стандартами.

АО «Аланияэлектросеть» осуществляет эксплуатацию электросетевого хозяйства городов Владикавказ, Алагир и электроснабжение присоединенных потребителей (по договору аренды передано филиалу ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»).

Сетевая организация АО «Оборонэнерго», подведомственная Министерству обороны Российской Федерации, осуществляет электроснабжение войсковых частей и других организаций Министерства обороны Российской Федерации в рамках реализации Указа Президента Российской Федерации от 15 сентября 2008 года № 1359.

ООО «ТПЛЮС» – территориальная сетевая организация на территории Республики Северная Осетия – Алания по сетям номинального напряжения от 0,4 до 10 кВ.

ООО «Бесланэнерго» осуществляет эксплуатацию электросетевого хозяйства города Беслан по сетям номинального напряжения от 0,4 до 10 кВ.

Муниципальные электрические сети:

1) МУП «Ардонские инженерные сети» принадлежит АМС МО Ардонский район, осуществляет эксплуатацию городских электрических сетей и электроснабжение потребителей г. Ардон;

2) ООО «Осетия-Энергосети» осуществляет эксплуатацию электрических сетей и электроснабжение потребителей г. Беслан на основе арендного договора с АМС Бесланского городского поселения;

3) МУП «Моздокские электрические сети» подчинено АМС МО Моздокский район, осуществляет эксплуатацию городских электрических сетей и электроснабжение потребителей г. Моздок;

4) МУП «Дигорская городская сетевая компания» принадлежит АМС МО Дигорский район, осуществляет эксплуатацию электрических сетей и электроснабжение потребителей электроэнергии г. Дигора (по договору безвозмездного пользования имущество передано филиалу ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»).

На территории республики функционируют 11 организаций, владеющих на правах собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и выполняющих монопольные функции по передаче электроэнергии, а также ПАО «Электроцинк» и АО «Победит», получающие электроэнергию с ОРЭМ.

С и с т е м н ы й о п е р а т о р .

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Республики Северная Осетия – Алания осуществляют:

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем республик Северного Кавказа и Ставропольского края» (далее – Северокавказское РДУ);

Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Юга» (далее – ОДУ Юга).

Э н е р г о с б ы т о в ы е к о м п а н и и и г а р а н т и р у ю щ и е п о с т а в щ и к и э л е к т р о э н е р г и и .

ПАО «Россети Северный Кавказ» (гарантирующий поставщик) – энергосбытовая организация, гарантирующий поставщик на территории Республики Северная Осетия – Алания, осуществляющий функции купли-продажи электрической энергии потребителям.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации осуществляет куплю-продажу электроэнергии организациям (сетевым организациям, хозяйствующим субъектам), находящимся в ведении Министерства обороны Российской Федерации и (или) образованным во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 15 сентября 2008 года № 1359 «Об открытом акционерном обществе «Оборонсервис», в том числе опосредованно, в административных границах территории Республики Северная Осетия – Алания.

П о т р е б и т е л и .

На территории Республики Северная Осетия – Алания действуют следующие крупные потребители:

ПАО «Электроцинк»;

АО «Победит»;

МУП «Владикавказские водопроводные сети»;

ОАО «Владикавказские тепловые сети»;

ООО «БОР-Энергосбыт»;

ООО «АльянсСпирт»;

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

АО «Владикавказский вагоноремонтный завод им. С.М. Кирова»

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Республике Северная Осетия – Алания за 2017–2021 годы

Потребление электроэнергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в 2021 году составило 1833,5 млн кВт·ч, что на 129,5 млн кВт·ч больше, чем в 2020 году.

Динамика электропотребления по энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания за отчетный период характеризуется неравномерным трендом. Данные о динамике потребления электроэнергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания и ОЭС Юга за 2017–2021 годы представлены в таблице 2.

Удельный вес энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в суммарном потреблении электроэнергии по ОЭС Юга за отчетный период не изменился и составляет 1,69 %.

Таблица 2. Динамика потребления электроэнергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания и ОЭС Юга за 2017–2021 годы

	2017	2018	2019	2020	2021	Среднегодовой темп прироста за 2017– 2021, %
ОЭС Юга, млрд кВт·ч	99,094	102,281	101,283	100,687	108,2077	–
годовой прирост, %	8,46	3,22	-0,98	-0,59	7,47	6,38
Энергосистема Республики Северная Осетия – Алания, млрд кВт·ч	2,132	2,050	1,721	1,704	1,8335	–
годовой прирост, %	0,14	-3,85	-16,05	-1,00	7,60	3,87
Удельный вес энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в электропотреблении ОЭС Юга, %	2,15	2,00	1,70	1,69	1,69	–

В территориальной структуре потребления электроэнергии отмечается значительный удельный вес г. Владикавказ, на который приходится 37,15 % потребления электроэнергии по территории региона, а также АО «Победит» – 2,5 %. Данные о распределении электроэнергии, поступившей в электрические сети энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, представлены в таблице 3.

Таблица 3. Распределение электроэнергии, поступившей в электрические сети энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

Потребитель	Фактический отпуск в сеть в 2021 году	
	млн кВт·ч	%
Алагирский РЭС	105,51	5,75
Ардонский РЭС	70,93	3,87
Архонский РЭС	86,38	4,71
Дигорский РЭС	35,13	1,92
Ирафский РЭС	26,05	1,42
Кировский РЭС	39,91	2,18
Моздокский РЭС	158,05	8,62
Октябрьский РЭС	101,16	5,52
Правобережный РЭС	136,43	7,44
г. Владикавказ	681,22	37,15
Центральный участок	112,85	6,16
ПАО «Электроцинк»	0,61	0,03
АО «Победит»	46,00	2,51
Прочие от сетей ПАО «ФСК ЕЭС»	105,97	5,78
Собственные нужды электростанций	30,5	1,66
Всего	1833,5	100
Потери 330–110–35 кВ	96,8	5,28

2.3. Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей Республики Северная Осетия – Алания

Структура электропотребления в Республике Северная Осетия – Алания по основным группам потребителей (видам экономической деятельности) за 2017–2021 годы приведена в таблице 4 и на рисунке 2.

Таблица 4. Структура электропотребления в Республике Северная Осетия – Алания по видам экономической деятельности

Вид экономической деятельности	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промышленное производство	590,93	27,71	500,27	24,40	373,50	21,71	427,94	25,11	463,41	25,27
Строительство	18,89	0,89	19,92	0,97	17,15	1,00	22,84	1,34	24,74	1,35
Транспорт и связь	40,82	1,91	41,46	2,02	35,69	2,07	62,17	3,65	67,32	3,67
Сельское хозяйство	10,91	0,51	9,96	0,49	8,57	0,50	14,30	0,84	15,49	0,84
Сфера услуг	160,13	7,51	165,13	8,06	142,18	8,26	12,02	0,71	13,01	0,71

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бытовое потребление	558,20	26,18	574,27	28,01	494,45	28,74	537,88	31,57	582,46	31,77
Другие виды экономической деятельности	621,62	29,15	610,40	29,78	525,55	30,54	498,45	29,25	539,77	29,44
Потери в электрических сетях	124,90	5,86	122,90	6,00	116,90	6,79	106,60	6,26	96,80	5,28
Собственные нужды электростанций	5,80	0,27	5,60	0,27	6,60	0,38	21,80	1,28	30,50	1,66
Всего	2132,2	100	2049,9	100	1720,6	100	1704	100	1833,5	100

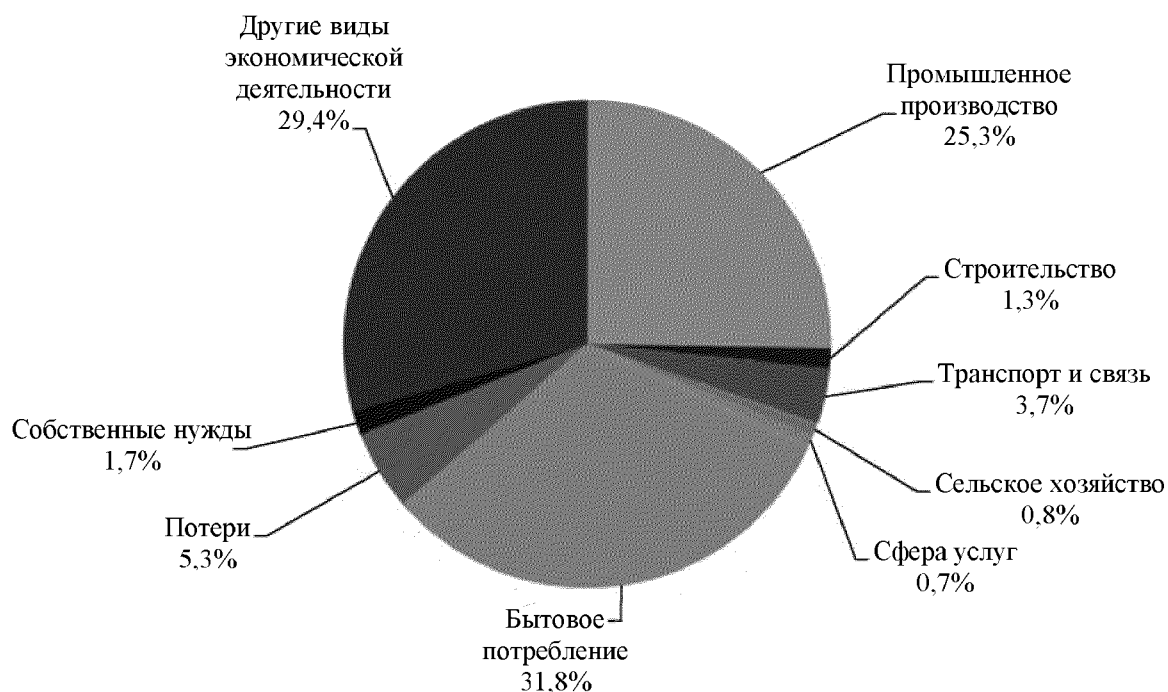


Рисунок 2. Структура потребления электроэнергии по видам экономической деятельности по энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания в 2021 году

2.4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности за 2017–2021 годы

Крупным потребителем электрической энергии является промышленность и, в первую очередь, предприятия цветной металлургии. ПАО «Электроцинк» (кадмий, свинец, цинк, серная кислота, медный купорос) и АО «Победит» (вольфрамовые карбиды, шипы противоскольжения, свёрла, молибден, вольфрам, сплавы твёрдые, сплавы тяжёлые). Необходимо отметить, что в настоящее время производство ПАО «Электроцинк» законсервировано.

Таблица 5. Крупные потребители в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания (потребление электроэнергии и максимальная электрическая нагрузка)

Наименование потребителя	Ед. изм.	Факт				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7
ПАО «Электроцинк»	млн кВт·ч	404,25	332,54	14,44	0,58	0,62
	МВт	47,80	55,00	4,58	0,10	0,10
АО «Победит»	млн кВт·ч	41,10	35,74	38,67	31,40	46,00
	МВт	4,90	6,00	4,68	5,55	5,32
МУП «Владикавказские водопроводные сети» («Владсток»)	млн кВт·ч	46,25	31,40	35,76	35,99	38,73
	МВт	5,44	2,00	5,32	5,38	5,16
ОАО «Владикавказские тепловые сети»	млн кВт·ч	44,92	41,62	41,65	41,14	41,50
	МВт	5,10	4,71	6,20	6,26	6,01
ООО «АльянсСпирт»	млн кВт·ч	12,48	9,17	6,79	6,58	7,08
	МВт	2,18	2,85	1,01	1,02	0,98
КЖКХ и Э г. Владикавказ	млн кВт·ч	10,93	11,24	11,69	10,87	11,70
	МВт	1,53	1,51	1,74	1,76	1,69
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	млн кВт·ч	13,41	12,84	12,94	12,23	12,94
	МВт	4,93	3,87	5,12	3,83	5,12
ОАО «Ариана-С»	млн кВт·ч	11,96	4,66	3,47	2,38	2,56
	МВт	1,39	0,60	0,52	0,52	0,50
ООО «Техно-плюсЭ» (с 01.04.2020 энергоснабжается ТСО ООО «ТПЛЮС»)	млн кВт·ч	5,89	2,98	6,59	6,20	6,67
	МВт	1,14	1,42	0,98	1,00	0,96
ФКУ Упрдор «Кавказ»	млн кВт·ч	6,12	7,75	4,83	4,63	4,98
	МВт	1,20	0,60	0,72	0,70	0,67
АО «Владикавказский вагоноремонтный завод им. С.М. Кирова»	млн кВт·ч	2,455	2,439	2,406	2,219	2,190
	МВт	0,516	0,488	0,331	0,327	0,297
ОАО «Магнит»	млн кВт·ч	1,00	1,09	0,88	0,95	0,96
	МВт	0,39	0,46	0,46	0,40	0,40
ООО «ТПЛЮС» (ТСО начала деятельность 01.04.2020)	млн кВт·ч	–	–	–	33,57	43,33
	МВт	–	–	–	5,7	6,64

2.5. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы за 2017–2021 годы

Сводные данные по динамике изменения максимума нагрузки энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания приведены в таблице 6 и на рисунке 3.

Таблица 6. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания за период 2017–2021 годов, МВт

Наименование	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум потребления	390,0	380,0	309,0	345,0	331
годовой прирост, %	0,0	-2,6	-18,7	11,7	-4,06



Рисунок 3. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания за 2017–2021 годы

2.6. Структура установленной электрической мощности на территории Республики Северная Осетия – Алания

Установленная мощность действующих электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в 2021 году составила 448,12 МВт, в том числе ГЭС – 442,12 МВт (98,7 % от суммарной установленной мощности), ТЭС – 6 МВт (1,3 %).

Производство электроэнергии на территории Республики Северная Осетия – Алания по большей части осуществляется электростанциями филиала ПАО «РусГидро» – «Северо-Осетинский филиал». В его состав входят 7 гидроэлектростанций: Зарамагская ГЭС-1, Головная Зарамагская ГЭС, Дзауджикауская ГЭС, Эзминская ГЭС, Гизельдонская ГЭС и Павлодольская ГЭС. Общая установленная мощность электростанций – 440,02 МВт.

Гизельдонская ГЭС расположена на реке Гизельдон у селения Кобан Пригородного района. Построенная по плану ГОЭЛРО Гизельдонская ГЭС мощностью 22,8 МВт и среднегодовой выработкой за последний пятилетний

период 34,9 млн кВт·ч является старейшей действующей гидроэлектростанцией Северного Кавказа и одной из старейших в России. На момент ввода в эксплуатацию (1934 г.), Гизельдонская ГЭС была самой высоконапорной гидроэлектростанцией в Европе, а в настоящее время она использует самый большой напор воды среди ГЭС России и является наиболее мощной российской ГЭС, использующей ковшовые гидроагрегаты. Большая часть оборудования ГЭС находится в эксплуатации с момента ее пуска – около 80 лет. Собственник – ПАО «РусГидро».

Дзауджикауская ГЭС находится на реке Терек в г. Владикавказ. Её мощность 8 МВт и среднегодовая выработка 31,0 млн кВт·ч. Станция построена по деривационной схеме. В здании станции установлены 3 радиально-осевых гидроагрегата, работающих при расчетном напоре воды 27,5 м. Собственник – ПАО «РусГидро».

Эзминская ГЭС расположена на реке Терек. Станция построена по деривационной схеме. Мощность станции – 45 МВт, среднегодовая выработка – 154,8 млн кВт·ч. В здании станции установлено 3 радиально-осевых гидрогенератора мощностью по 15 МВт, работающих при расчетном напоре 161 м. Собственник – ПАО «РусГидро».

Павлодольская ГЭС расположена у станицы Павлодольская на территории ФГУ «Управление эксплуатации Терско-Кумского гидроузла». Павлодольская ГЭС расположена на Терско-Кумском гидроузле, осуществляющем водозабор в Терско-Кумский канал из реки Терек. Здание Павлодольской гидроэлектростанции входит в напорный фронт Терско-Кумского гидроузла, головного водозабора Терско-Кумского оросительно-обводнительного канала. Установленная мощность – 2,62 МВт, среднегодовая выработка – 17,4 млн кВт·ч. Оборудование станции – 2 пропеллерных гидроагрегата ПР 245/10-ВБ220 мощностью по 1,31 МВт, работающих при напоре 7,5 м. Собственник – ПАО «РусГидро».

Головная Зарамагская ГЭС на реке Ардон установленной мощностью 15 МВт и среднегодовой выработкой 26,0 млн кВт·ч введена в эксплуатацию в сентябре 2009 года. Собственник – ПАО «РусГидро».

Зарамагская ГЭС-1 построена на реке Ардон. Ввод в работу осуществлен в конце 2019 года. Мощность станции составляет 346 МВт, годовая выработка электроэнергии за 2021 год составила 674,0 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлено два ковшовых вертикальных гидроагрегата (турбина типа К-600-В6-341,2) мощностью по 173 МВт. По своей мощности Зарамагская ГЭС-1 заняла третье место среди гидроэлектростанций Северного Кавказа, уступая только Ирганайской и Чиркейской ГЭС в Дагестане. Обладая возможностью быстро изменять мощность, Зарамагская ГЭС-1 будет обеспечивать пики потребления электроэнергии в энергосистеме. Собственник – ПАО «РусГидро».

Кора-Урсдонская ГЭС мощностью 0,6 МВт и среднегодовой выработкой 0,26 млн кВт·ч расположена в Дигорском районе у села Кора-Урсдон на реке Урсдон. Станция построена по деривационной схеме. В здании ГЭС размещены два радиально-осевых гидроагрегата РО-30-ГФ60 мощностью

по 0,315 МВт, работающих при напоре 18,9 м при расходе воды через каждую турбину 2,15 м³/сек. Собственником Кора-Урсдонской ГЭС является ООО «ЮГЭНЕРГО».

Беканская ГЭС, расположенная в Ардонском районе у села Бекан на озере Бекан, мощностью 0,5 МВт и среднегодовой выработкой 0,2 млн кВт·ч. В здании ГЭС размещены два радиально-осевых гидроагрегата мощностью по 0,252 МВт, работающих при напоре 6,5 м, при расходе воды через каждую турбину 5,6 м³/сек. Уникальность ГЭС заключается в том, что для выработки энергии используется чистая родниковая вода, что существенно снижает износ турбин. Плотина ГЭС образует водохранилище суточного регулирования – озеро Бекан площадью около 65 га, питаемое водой около 300 родников (в районе водоёма расположена зона разгрузки подземных вод). Водоохранилище зимой не замерзает, является местом зимовки перелётных водоплавающих птиц, используется для рыбоводства. Собственником Беканской ГЭС является ООО «ЮГЭНЕРГО».

Фаснальская МГЭС расположена на реке Сонгутидон в Ирафском районе. Фаснальская МГЭС мощностью 1,6 МВт и среднегодовой выработкой 5,5 млн кВт·ч – первая малая гидроэлектростанция каскада МГЭС в бассейне реки Урух. В 2020 году осуществлен вывод из эксплуатации и демонтаж 3 радиально-осевых гидроагрегатов Фаснальской МГЭС общей установленной мощностью 4,8 МВт. Собственник – ООО «ЭкоГенерация».

Эзминская, Гизельдонская и Дзауджикауская ГЭС и Фаснальская МГЭС – станции деривационного типа. Беканская и Кора-Урсдонская ГЭС – маломощные станции, не оказывающие влияющего воздействия на баланс выработки электрической энергии.

ТЭС ОАО «Бесланский маисовый комбинат» (ТЭС БМК) находится в консервации. Установленная мощность ТЭС БМК составляет 6 МВт и 35 Гкал/час.

Структура существующих в 2021 году электростанций по типам генерирующих мощностей представлена на рисунке 4. Структура установленной мощности в 2021 году по типам генерирующих мощностей представлена в таблице 7.

Таблица 7. Структура установленной мощности в 2021 году по типам генерирующих мощностей

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт/Гкал
<i>ТЭС/ТЭЦ, в том числе:</i>	–
ТЭС БМК	6,0/35,0
<i>ГЭС, в том числе:</i>	–
Гизельдонская ГЭС	22,8
Эзминская ГЭС	45
Дзауджикауская ГЭС	8
Беканская ГЭС	0,5

Кора-Урсдонская ГЭС	0,6
Головная Зарамагская ГЭС	15
Зарамагская ГЭС-1	346
Павлодольская ГЭС	2,62
Фаснальская МГЭС	1,6
<i>Итого</i>	<i>448,12/35,0</i>

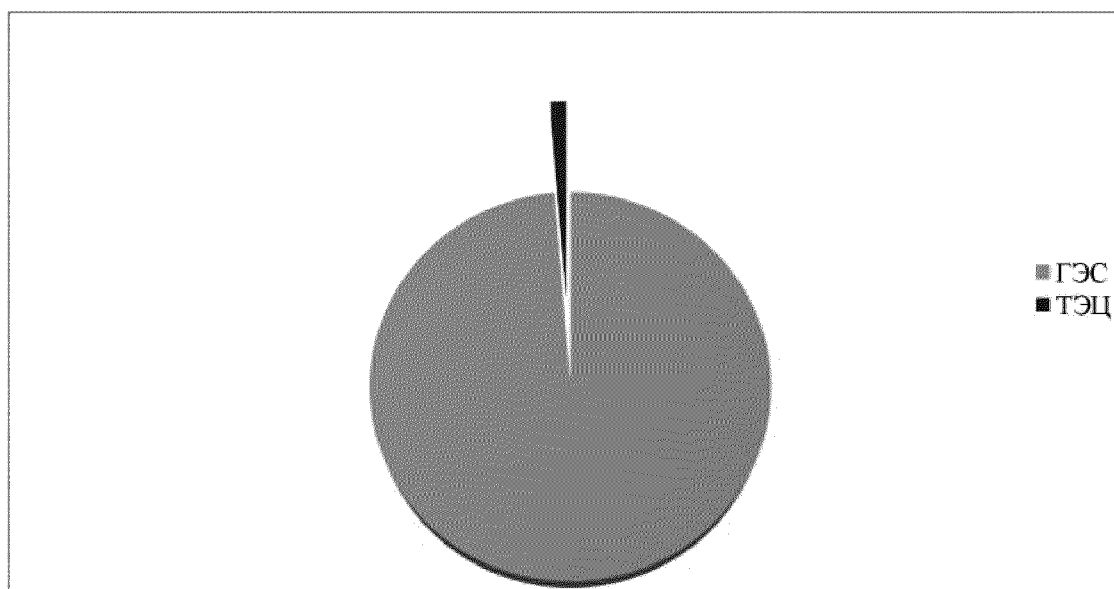


Рисунок 4. Структура существующих в 2021 году электростанций по типам генерирующих мощностей

Состав электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в 2021 году с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям представлен в таблице 8.

Таблица 8. Состав электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям в 2021 году

Наименование объекта	Мощность, МВт	Наименование компании
Гизельдонская ГЭС	22,8	ПАО «РусГидро»
Эзминская ГЭС	45	
Дзауджикауская ГЭС	8	
Павлодольская ГЭС	2,62	
Зарамагская ГЭС-1	346	
Головная Зарамагская ГЭС	15	
ТЭС БМК	6,0	ОАО «БМК»
МГЭС Фаснальская	1,6	ООО «ЭкоГенерация»
Беканская ГЭС	0,5	ООО «ЮГЭНЕРГО»
Кора-Урсдонская ГЭС	0,6	
<i>Итого</i>	<i>448,12</i>	—

Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям за отчетный период приведена в таблице 9.

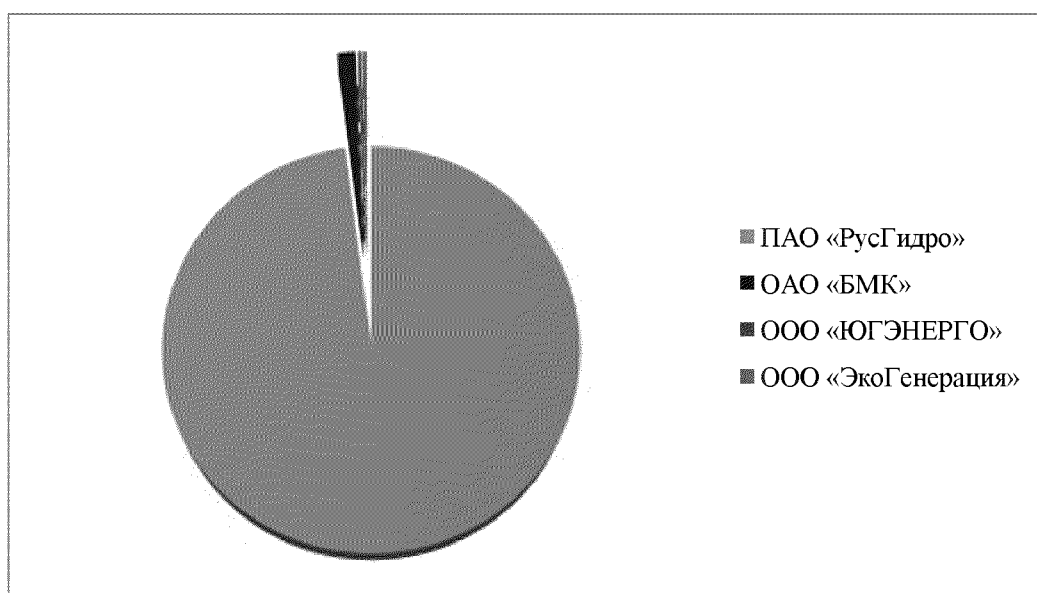


Рисунок 5. Структура мощности существующих в 2021 году электростанций по принадлежности к энергокомпаниям

Таблица 9. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в период 2017–2021 годов

Тип	2017		2018		2019		2020		2021	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ГЭС	100,92	94,4	100,92	94,4	446,92	98,7	442,12	98,7	442,12	98,7
ТЭС	6,0	5,6	6,0	5,6	6,0	1,3	6,0	1,3	6,0	1,3
Всего	106,92	100,0	106,92	100,0	452,92	100,0	448,12	100,0	448,12	100,0

В структуре установленной мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания наибольшая доля по электростанциям приходится на Зарамагскую ГЭС-1 – 76,4 % (установленная мощность 346 МВт).

Возрастная структура генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания представлена в таблице 10.

Таблица 10. Возрастная структура генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, МВт

Тип	до 1951 года	1951– 1960	1961– 1970	1971– 1980	1981– 1990	1991– 2000	2001– 2011	2012– 2021
ГЭС	31,0	45,3	2,62	–	–	0,3	15,3	352,4
ТЭС	–	–	–	–	–	6,0	–	–
Всего	31,0	45,3	2,62	–	–	6,3	15,3	352,4

Наибольший объем вводов оборудования, введенного до 1980 года и отработавшего 30 лет и более, составляет 78,92 МВт (22,4 % от установленной мощности).

2.7. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций

Данные по составу генерирующего оборудования электростанций приведены в таблице 11 и в приложении 2.

Таблица 11. Состав существующих электростанций по состоянию на 01.01.2022

Наименование станции	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива, энергии	Место расположения	Установленная мощность (на конец 2021 года), МВт
1	2	3	4	5	6	7
Эзминская ГЭС	1	РО 15-ВМ-160	1954	вода	с. Чми, 1,5 км от южного выезда из с. Чми	15
	2	РО 15-ВМ-160				15
	3	РО 15-ВМ-160				15
Гизельдонская ГЭС	1	П-461-ГИ	1934	вода	Пригородный район, 1,8 км от южной окраины с. Кобан	7,6
	2	П-461-ГИ				7,6
	3	П-461-ГИ				7,6
Дзауджикауская ГЭС	1	Ф-123-ВБ/140	1948	вода	г. Владикавказ, ул. В.Абаева, 63	3
	2	Leffel Built BV	1948			2,5
	3	Leffel Built BV	1948			2,5
Беканская ГЭС	1	РО «ФОЙТ»	1945	вода	Ардонский район, с. Бекан	0,25
	2	РО «ФОЙТ»	1951			0,25
Кора-Урсдонская ГЭС	1	РО-300-ГФ60	2000	вода	Дигорский район, с. Кора-Урсдон	0,3
	2	РО-300-ГФ60	2001			0,3
Головная Зарамагская ГЭС	1	ПЛ-70-340	2009	вода	Алагирский район, Касарское ущелье, в 2 км ниже с. Нижний Зарамаг	15
Зарамагская ГЭС-1	1	К-600-В6-341,2	2019	вода	Вблизи с. Мизур, р. Ардон	173
	2	К-600-В6-341,2	2019			173
Павлодольская ГЭС	1	ПР 245/10-ВБ220	1960	вода	Моздокский район, ст. Павлодольская	1,31
	2	ПР 245/10-ВБ220	1960			1,31

1	2	3	4	5	6	7
ТЭС БМК	1	Р-6-35-5М	1990	газ	Правобережный район, г. Беслан, ул. Гагарина,1	6,0
МГЭС Фаснальская	4	К450-Г2-96	2012	вода	Ирафский район, с. Фаснал	1,6

2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В 2021 году в структуре генерирующих мощностей в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания доля электростанций филиала ПАО «РусГидро» – «Северо-Осетинский филиал» составила 98,05 % от суммарной установленной мощности электростанций Республики Северная Осетия – Алания (439 МВт), доля ОАО «ЭкоГенерация» – 0,36 % (1,6 МВт), доля ОАО «БМК» – 1,3 % (6 МВт), доля ООО «ЮГЭНЕРГО» – 0,11 % (1,1 МВт). Структура производства электроэнергии на электростанциях энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в период 2017–2021 годов представлена в таблице 12.

Таблица 12. Структура производства электроэнергии на электростанциях энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в период 2017–2021 годов

	2017		2018		2019		2020		2021	
Тип	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Всего	297,8	100	330,9	100	300,9	100	764,7	100	814,4	100
<i>Темп роста, %</i>	<i>59,93</i>	–	<i>11,11</i>	–	<i>-9,07</i>	–	<i>154,1</i>	–	<i>6,6</i>	–
в т. ч. ГЭС	297,8	100	330,9	100	300,9	100	764,7	100	814,4	100
ТЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

В зависимости от водности года и плановых ремонтов оборудования и гидротехнических сооружений электростанций производство электроэнергии на гидроэлектростанциях энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания изменялось в диапазоне от 814,4 млн кВт·ч в 2021 году до 297,8 млн кВт·ч в 2017 году. В 2017 году снижение выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях обусловлено маловодьем, а также в связи с реконструкцией и ремонтом гидротехнических сооружений были остановлены Эзминская ГЭС (с 1 октября 2015 года по 6 сентября 2016 года) и Гизельдонская ГЭС (с 17 сентября 2015 года по 13 мая 2016 года). Структура выработки электроэнергии электростанциями по видам собственности в 2017–2021 годах представлена в таблице 13. Данные о выработке электрической энергии электростанциями Республики Северная Осетия – Алания в 2021 году представлены на рисунке 6.

Таблица 13. Структура выработки электроэнергии электростанциями по видам собственности в 2017–2021 годах

Генерирующие объекты	Вид собственности	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
ГЭС филиала ПАО «РусГидро» – «Северо-Осетинский филиал»	ПАО «РусГидро»	287,1	323,1	295,8	762,6	811,8
ТЭС БМК	ОАО «БМК»	0	0	0	0	0
Фаснальская МГЭС	ООО «ЭкоГенерация»	10,6	7,6	5,1	2,1	2,2
Беканская ГЭС	ООО «ЮГЭНЕРГО»	0,1	0,0	0	0	0
Кора-Урсдонская ГЭС	ООО «ЮГЭНЕРГО» (до 2021 года входила в состав ПАО «РусГидро» – «Северо-Осетинский филиал»)	–	–	–	–	0,4
<i>Итого</i>		<i>297,8</i>	<i>330,7</i>	<i>300,9</i>	<i>764,7</i>	<i>814,4</i>

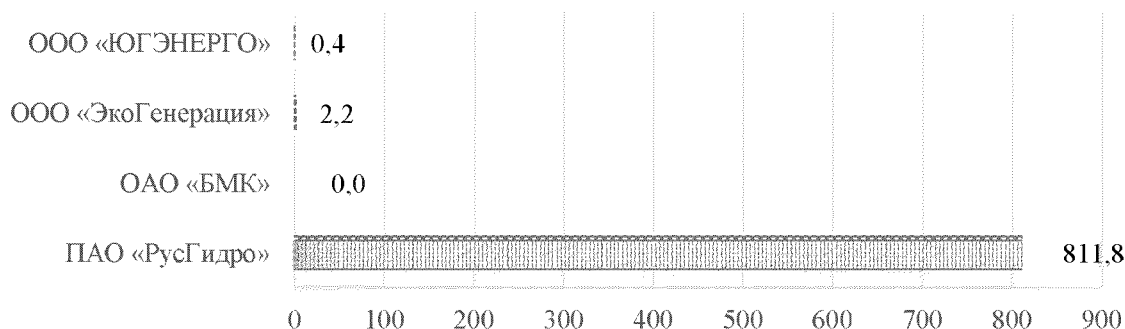


Рисунок 6. Выработка электрической энергии электростанциями Республики Северная Осетия – Алания в 2021 году

2.9. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания за 2017–2021 годы

Энергосистема Республики Северная Осетия – Алания является условно дефицитной по электрической мощности.

В 2021 году нагрузка энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, входящей в состав ОЭС Юга, составляла 1,69 % от общей электрической нагрузки ОЭС Юга.

Один из основных показателей функционирования энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания за рассматриваемый ретроспективный период представлен в таблице 14. Баланс электрической мощности Республики Северная Осетия – Алания представлен в таблице 15 и на рисунке 7.

Таблица 14. Максимальные электрические нагрузки энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, дата, время и среднесуточная температура наружного воздуха за 2017–2021 годы

Показатели	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Собственная максимальная нагрузка	МВт	390,0	380,0	309,0	345,0	331,0
Дата и время (мск) прохождения собственного максимума энергосистемы	чч.мм час	02.02 19:00	19.01 18:00	04.12 17:00	23.12 17:00	24.12 19:00
Среднесуточная температура наружного воздуха на день прохождения собственного максимума энергосистемы	°С	-5,0	-3,8	-1,6	-2,5	-10,1

Наибольшее значение максимальной электрической нагрузки за рассматриваемый период наблюдалось в 2017 году (390,0 МВт), наименьшее – в 2019 году (309 МВт). Разница между наибольшим и наименьшим значением максимальной электрической нагрузки за рассматриваемый период составила 81 МВт или 26,2 %. Снижение максимальной нагрузки обусловлено уменьшением потребления электроэнергии ПАО «Электроцинк» в связи с консервацией производства на предприятии. Среднегодовой прирост нагрузки энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания за период 2017–2021 годов имел отрицательное значение и составил -2,73 %.

Таблица 15. Баланс мощности Республики Северная Осетия – Алания за 2017–2021 годы, МВт

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021
	02 февраля 19:00	19 января 18:00	04 декабря 17:00	23 декабря 17:00	24 декабря 19:00
СПРОС					
Максимум нагрузки	390,0	380,0	309,0	345,0	331,0
Фактический резерв	—	—	—	—	—
в т. ч. ремонт	—	—	—	—	—
тоже в % от максимума	—	—	—	—	—
Итого спрос на мощность	390,0	380,0	309,0	345,0	331,0
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность на конец года	106,92	106,92	452,92	448,12	448,12
Установленная мощность на час прохождения максимума	106,92	106,92	452,92	448,12	448,12
Располагаемая мощность на час максимума	52,5	48,3	49,1	397,7	399,0
ГЭС	52,5	48,3	49,1	397,7	399,0
ТЭС	—	—	—	—	—
Итого покрытие спроса электростанциями Республики Северная Осетия – Алания	45,7	40	24	85,6	184,0
Сальдо-перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	+344,3	+340	+285	+259,4	+147,0

Электропотребление энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания снизилось с 2132,0 млн кВт·ч в 2017 году до 1833,5 млн кВт·ч в 2021 году (снижение -14,01 % по отношению к 2017 году), что обусловлено, в

том числе, уменьшением потребления электроэнергии ПАО «Электроцинк» в связи с консервацией производства на предприятии.

За счет производства электроэнергии электростанциями энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания обеспечивалось 14,3–55,6 % потребности в электроэнергии.

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, так же как и баланс мощности, складывался с дефицитом. Сальдо переток электроэнергии в энергосистему Республики Северная Осетия – Алания за отчетный период 2017–2021 годов варьировался в диапазоне от 939,3 до 1834,2 млн кВт·ч или 55,12–86,03 % от электропотребления. Покрытие дефицита электроэнергии осуществлялось за счет поставок по электрическим связям из энергосистем ОЭС Юга (Ставропольского края и Кабардино-Балкарской Республики).

Баланс электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в период 2017–2021 годов представлен в таблице 16 и на рисунке 8.

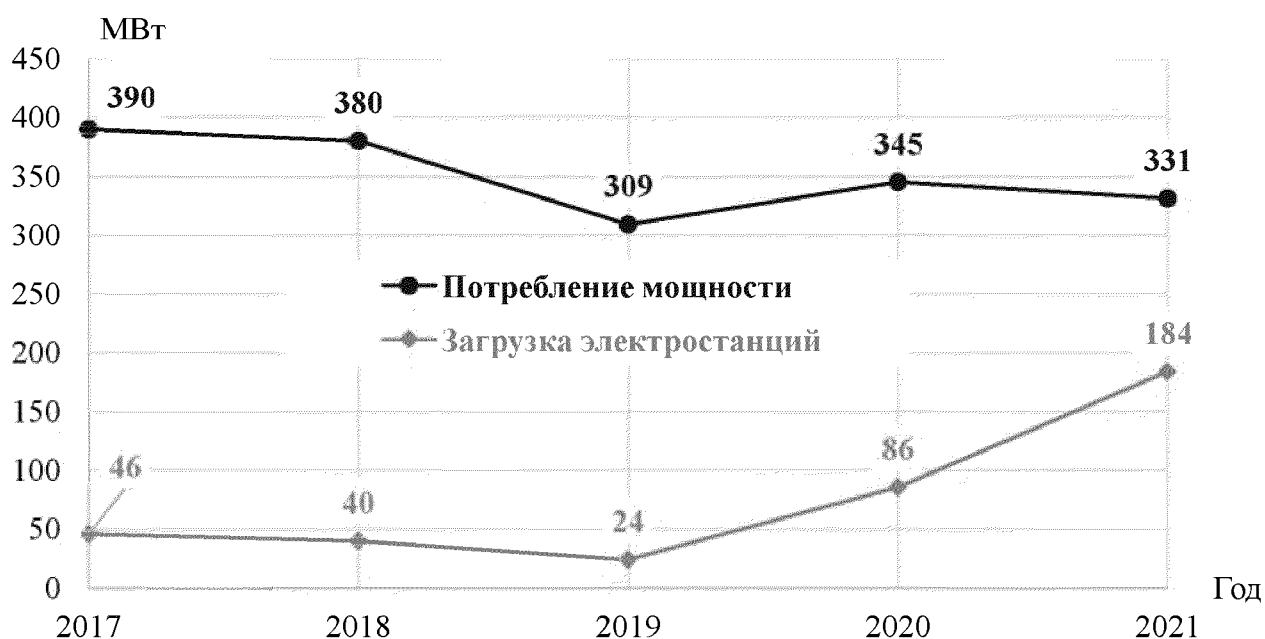


Рисунок 7. Баланс электрической мощности ЭС РСО-Алания за период 2017–2021 годов

Таблица 16. Баланс электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в период 2017–2021 годов

Показатели	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление	млн кВт·ч	2132,0	2049,9	1720,6	1704,0	1833,5
Темпы прироста, %		0,16	-3,85	-16,06	-0,97	7,60
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт·ч	2132	2050	1721	1704	1833,5

1	2	3	4	5	6	7
Производство электроэнергии, всего	млн кВт·ч	297,8	330,9	300,9	764,7	814,4
в т. ч. ГЭС	млн кВт·ч	297,8	330,9	300,9	764,7	814,4
ТЭС	млн кВт·ч	—	—	—	—	—
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	млн кВт·ч	+1834,2	+1719,1	+1419,7	+939,3	+1019,1

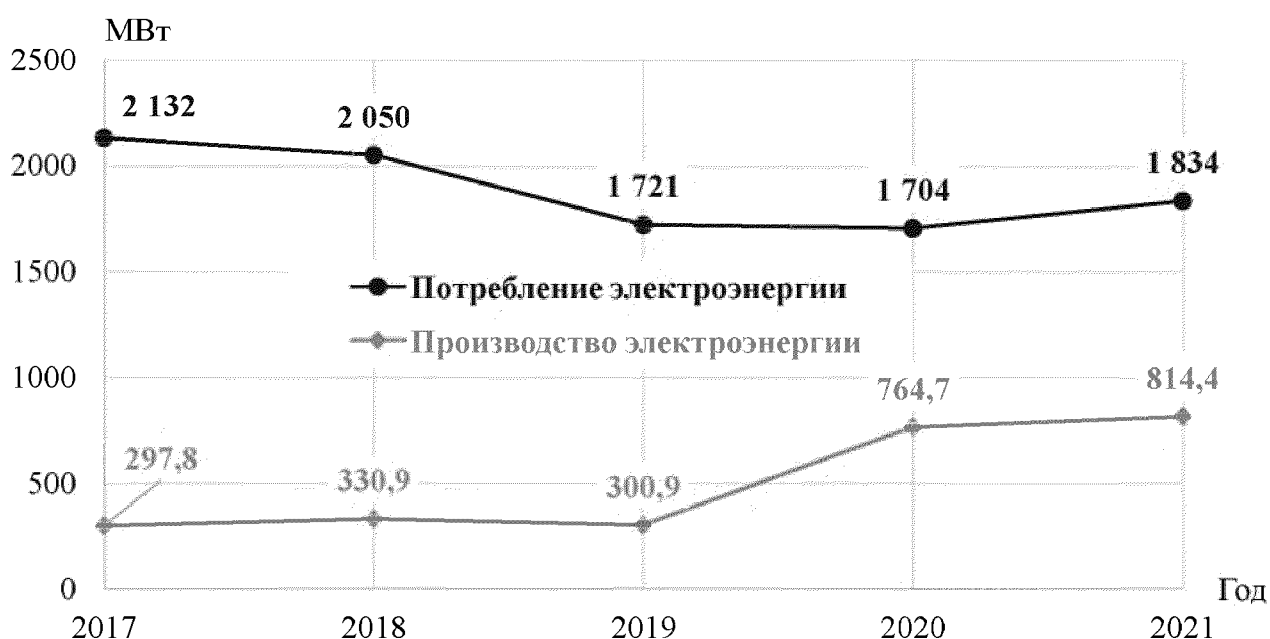


Рисунок 8. Баланс электрической энергии ЭС РСО-Алания за период 2017–2021 годов

2.10. Единый топливно-энергетический баланс Республики Северная Осетия – Алания на 2017–2021 годы

Единый топливно-энергетический баланс Республики Северная Осетия – Алания (ЕТЭБ Республики Северная Осетия – Алания) за 2017–2020 годы приведен в таблицах 17–20. ЕТЭБ Республики Северная Осетия – Алания на 2021 год не разрабатывался ввиду того, что на момент выполнения работы отчетные данные за 2021 г. не опубликованы.

Таблица 17. Единый топливно-энергетический баланс Республики Северная Осетия – Алания на 2017 год, т у.т.

Наименование показателя	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Всего
1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	0	0	0	0
Ввоз	71 677	393 087	1 225 700	1 690 464
Вывоз	0	0	-65 000	-65 000
Изменение запасов	-1 708	0	0	-1 708
Потребление первичной энергии	69 969	393 087	1 160 700	1 623 756
Статистическое расхождение	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-2 727	0	297 800	295 073
Производство тепловой энергии	0	-221 635	0	-221 635
теплоэлектростанции	0	0	0	0
котельные	0	-221 635	0	-221 635
электрокотельные и тепловые утилизационные установки	0	0	0	0
Преобразование топлива	0	0	0	0
преобразование нефти	0	0	0	0
преобразование газа	0	0	0	0
обогащение угля	0	0	0	0
Собственные нужды	0	0	0	0
Потери при передаче	0	0	-348 000	-348 000
Конечное потребление энергетических ресурсов	67 242	171 452	1 110 500	1 349 195
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	174	47	15 000	15 221
Промышленность	3 067	142 016	433 200	578 283
добыча полезных ископаемых	927	843	433 200	434 970
обрабатывающие производства	2 140	141 173	0	143 313

1	2	3	4	5
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	806	3 371	0	4 177
Строительство	777	217	10 100	11 095
Транспорт и связь	3 211	1 916	45 700	50 827
Сфера услуг	2 698	5 487	29 600	37 785
Население	54 311	0	500 200	554 511
Прочие виды экономической деятельности	844	18 344	76 700	95 887
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	1 354	55	0	1 409

Таблица 18. Единый топливно-энергетический баланс Республики Северная Осетия – Алания на 2018 год, т у.т.

Наименование показателя	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Всего
1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	0	0	0	0
Ввоз	38 509	366 595	1 205 600	1 610 703
Вывоз	0	0	-64 200	-64 200
Изменение запасов	3 705			3 705
Потребление первичной энергии	42 214	366 595	1 141 400	1 550 209
Статистическое расхождение	0	0	-100	-100
Производство электрической энергии	-2 814	0	325 000	322 186
Производство тепловой энергии	0	-209 185	0	-209 185
теплоэлектростанции	0	0	0	0
котельные	0	-209 185	0	-209 185
электрокотельные и тепловые утилизационные установки	0	0	0	0

1	2	3	4	5
Преобразование топлива	0	0	0	0
преобразование нефти	0	0	0	0
преобразование газа	0	0	0	0
обогащение угля	0	0	0	0
Собственные нужды	0	0	0	0
Потери при передаче	0	0	-254 000	-254 000
Конечное потребление энергетических ресурсов	39 400	157 410	1 212 500	1 409 309
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	198	84	15 600	15 882
Промышленность	3 295	123 725	534 800	661 821
добыча полезных ископаемых	1 242	629	534 800	536 671
обрабатывающие производства	2 054	123 096	0	125 150
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	642	3 570	0	4 212
Строительство	646	168	15 200	16 014
Транспорт и связь	3 653	2 086	43 400	49 139
Сфера услуг	1 287	6 634	4 300	12 221
Население	28 755	5 775	512 100	546 631
Прочие виды экономической деятельности	758	15 312	87 100	103 170
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	165	55	0	221

Таблица 19. Единый топливно-энергетический баланс Республики Северная Осетия – Алания на 2019 год, т у.т.

Наименование показателя	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Всего
1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	0	0		0
Ввоз	104 400	1 137 045	170 552	1 411 997
Вывоз	0	0	-22 275	-22 275
Изменение запасов	1 583			1 583
Потребление первичной энергии	105 983	1 137 045	148 277	1 391 304
Статистическое расхождение	0	-7	25	18
Производство электрической энергии	-1 540	-25	36 396	34 830
Производство тепловой энергии	-366	-215 633	0	-215 999
теплоэлектростанции	0	0	0	0
котельные	-366	-215 633	0	-215 999
электрокотельные и тепловые утилизационные установки	0	0	0	0
Преобразование топлива	0	0	0	0
преобразование нефти	0	0	0	0
преобразование газа	0	0	0	0
обогащение угля	0	0	0	0
Собственные нужды	0	0	0	0
Потери при передаче	0	0	-35 645	-35 645
Конечное потребление энергетических ресурсов	104 076	921 394	149 002	1 174 472
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	158	0	1 784	1 942
Промышленность	2 551	93 523	53 517	149 591
добыча полезных ископаемых	696	623	53 517	54 837
обрабатывающие производства	1 855	92 899	0	94 754

1	2	3	4	5
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	574	4 319	0	4 893
Строительство	3 082	2 197	2 854	8 132
Транспорт и связь	2 981	818	7 774	11 573
Сфера услуг	6 668	35 482	1 501	43 651
Население	82 246	767 155	67 269	916 670
Прочие виды экономической деятельности	2 903	17 709	14 305	34 917
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	2 912	192	0	3 104

Таблица 20. Единый топливно-энергетический баланс Республики Северная Осетия – Алания на 2020 год, т у.т.

Наименование показателя	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Всего
1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	0	0		0
Ввоз	127 762	691 321	140 835	959 919
Вывоз	0	0	-24 763	-24 763
Изменение запасов	2 920			2 920
Потребление первичной энергии	130 683	691 321	116 072	938 076
Статистическое расхождение	0	0	17 912	17 912
Производство электрической энергии	-185	0	94 058	93 873
Производство тепловой энергии	-371	217 938	0	217 567
теплоэлектростанции	0	0	0	0
котельные	-371	217 938	0	217 567
электрокотельные и тепловые утилизационные установки	0		0	0

1	2	3	4	5
Преобразование топлива	0	0	0	0
преобразование нефти	0	0	0	0
преобразование газа	0	0	0	0
обогащение угля	0	0	0	0
Собственные нужды	0	0	0	0
Потери при передаче	0	0	-44 557	-44 557
Конечное потребление энергетических ресурсов	130 127	909 259	147 661	1 187 047
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	690	1 616	1 767	4 073
Промышленность	3 414	110 334	53 036	166 784
добыча полезных ископаемых	1 471	728	53 036	55 234
обрабатывающие производства	1 943	109 607	0	111 550
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	407	4 083	0	4 490
Строительство	2 054	874	2 828	5 756
Транспорт и связь	2 367	1 106	7 704	11 177
Сфера услуг	42 934	6 677	1 487	51 098
Население	76 968	762 878	66 663	906 510
Прочие виды экономической деятельности	1 248	21 622	14 176	37 046
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	46	69	0	115

2.11. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

Плановые значения показателя надежности рассчитывается по данным территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, с учетом требований, указанных в методических указаниях, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

Плановые значения показателя надежности учитывают темп улучшения показателя. В соответствии с п. 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», темп улучшения показателей надежности и качества услуг, определяемый обязательной динамикой улучшения фактических значений показателей, равным 0,015 ($p = 0,015$).

Плановые значения показателя надежности по данным территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на 2022–2027 годы, представлены в таблице 21.

Таблица 21. Плановые значения показателя надежности на 2022–2027 годы

Наименование территориальной сетевой организации	Плановые значения показателя надежности					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»	0,0692	0,0692	0,0692	0,0692	0,0692	0,0692

2.12. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше

На территории республики находятся следующие объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга:

ПС 500 кВ Алания – предназначена для усиления электрической сети ОЭС Юга в восточной и юго-восточной частях ОЭС Юга с целью повышения пропускной способности контролируемого сечения «Терек». Введена в работу в 2019 году;

ПС 330 кВ Владикавказ-2 – важный опорный узел межсистемных электрических связей ОЭС Юга, обеспечивающий реверсивные перетоки мощности и энергии между восточной и западной его частями;

ПС 330 кВ Владикавказ-500;

ПС 330 кВ Моздок, предназначена для обеспечения электроснабжения газоперекачивающей станции, расположенной в Моздокском районе;

высоковольтная линия электропередачи напряжением 500 кВ: ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания;

высоковольтные линии электропередачи напряжением 330 кВ: ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2, ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик, ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2, КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2, КВЛ 330 кВ Алания – Моздок 1,2 цепи, ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный, ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Владикавказ-500, ВЛ 330 кВ Владикавказ-500 – Моздок, КВЛ 330 кВ Алания – Артем;

высоковольтная линия электропередачи напряжением 110 кВ – КВЛ 110 кВ Северный Портал – Джава (Л-129), КВЛ 110 кВ Северный Портал – Нижний Рук.

Обслуживание объектов осуществляет филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Северо-Кавказское ПМЭС.

Информация об объектах 110 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга, расположенных на территории Республики Северная Осетия – Алания, приведена в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22. Перечень линий электропередачи филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга на территории Республики Северная Осетия – Алания

	Диспетчерское наименование линии	Протяженность, км
1	2	3
в том числе:	напряжением 500 кВ	–
	ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания	250,3(40,0)
	напряжением 330 кВ (в габаритах 500 кВ)	–
	ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2	321,9 (46,447)
	напряжением 330 кВ	–
	ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Владикавказ-500	11,6 (11,422)
	ВЛ 330 кВ Владикавказ-500 – Моздок	86,847 (61,703)
	ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный	114,43 (12,258)
	КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2	62,5 (34,336)
	КВЛ 330 кВ Алания – Моздок 1 цепь	3,681 (3,681)

1	2	3
	КВЛ 330 кВ Алания – Моздок 2 цепь	2,773 (2,773)
	КВЛ 330 кВ Алания – Артем	277,9 (18,46)
	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	80,9
	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	137,4 (79,69)
	напряжением 110 кВ	–
	КВЛ 110 кВ Северный Портал – Джава (Л-129)	39,7 (4,863)
	КВЛ 110 кВ Северный Портал – Нижний Рук	4,082
ЛЭП всего (в том числе по территории Республики Северная Осетия – Алания), км		1394,82 (400,615)

Таблица 23. Перечень подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга на территории Республики Северная Осетия – Алания

	Наименование подстанции	Количество, шт.
в том числе:	напряжением 500 кВ	–
	ПС 500 кВ Алания	1
	напряжением 330 кВ (в габаритах 500 кВ)	–
	ПС 330 кВ Владикавказ-500	1
	напряжением 330 кВ	–
	ПС 330 кВ Владикавказ-2	1
	ПС 330 кВ Моздок	1
	напряжением 110 кВ	–
	ПС 110 кВ Северный Портал	1
Подстанции, шт.		5

Таблица 24. Перечень оборудования подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга на территории Республики Северная Осетия – Алания

Оборудование подстанций		шт.	Мощность, МВА, Мвар
1		2	3
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)		12	1 664
в том числе:	напряжением 500 кВ	1	501
	напряжением 330 кВ	6	1 050
	напряжением 110 кВ	5	113
Шунтирующие реакторы		6	360
в том числе:	напряжением 500 кВ	6	360
	напряжением 330 кВ	–	–

1		2	3
	напряжением 110 кВ	–	–
Батареи статических конденсаторов, синхронные компенсаторы		–	–
в том числе:	напряжением 110 кВ	–	–

Районных электрических сетей, обслуживающих сельские электрические сети, – 9, в том числе Алагирские РЭС, Ардонские РЭС, Дигорские РЭС, Ирафские РЭС, Кировские РЭС, Моздокские РЭС, Правобережные РЭС, Октябрьские РЭС и Архонские РЭС, а также ВладГорЭС, обслуживающие электрические сети АО «Аланияэлектросеть», находящиеся в аренде у филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго».

Сведения об объектах филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» приведены в таблицах 25, 26, 27.

Таблица 25. Структура линий электропередачи филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» в 2021 году

Класс напряжения	Кол-во, шт.	Протяженность по трассе, км	Протяженность по цепям, км
ВЛ 110 кВ	87	668,04	863,94
ВЛ 35 кВ	57	455,2	481,59
ВЛ 6–10 кВ	1877	2774,4	2777,4
ВЛ 0,4 кВ	7747	4301,19	4301,19
	9768	8198,83	8424,12

Таблица 26. Подстанции 110 кВ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» по состоянию на 01.01.2022

Класс напряжения подстанции, кВ	Количество подстанций, шт.	Количество силовых трансформаторов, шт.	Трансформаторная мощность, МВА
110	40	72	1 224,40

Таблица 27. Линии электропередачи 110 кВ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» по состоянию на 01.01.2022

Тип линии, напряжение, кВ	Количество, шт.	Протяженность, км	
		по трассе	по цепям
ВЛ 110	87	668,04	863,94

В энергосистеме имеются также подстанции 110 кВ других владельцев: ОАО «Исток», ОАО «БОР», ОАО «Мичуринский спиртзавод», ОАО «РЖД», Северо-Осетинской таможни, Кавказской тоннельно-строительной компании,

ПАО «Электроцинк», филиала ПАО «РусГидро» – «Северо-Осетинский филиал».

Сведения об объектах электросетевого комплекса напряжением 110 кВ других хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность на территории Республики Северная Осетия – Алания, приведена в таблицах 28 и 29.

Таблица 28. Подстанции других владельцев

Класс напряжения подстанции, кВ	Количество подстанций, шт.	Количество силовых трансформаторов, шт.	Трансформаторная мощность, МВА
110	12 (ПС – 7 шт., ГЭС – 5 шт.)	23	890,4

Таблица 29. Линии электропередачи других владельцев

Тип линии, напряжение, кВ	Количество, шт.	Протяженность, км
ВЛ 110	11	278,84

Сведения о протяженности линий электропередачи, характеристики электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже, состав и количество электротехнического оборудования подстанций территориальных сетевых организаций приведены в таблице 30.

Таблица 30. Сведения о протяженности линий электропередачи территориальных сетевых организаций сетей напряжением 10 кВ и ниже энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

Наименование сетевых организаций	Подстанции 10/6/0,4 кВ		Линии электропередачи 10–6–0,4 кВ	
	шт.	МВА	шт.	км
1	2	3	4	5
АО «Аланияэлектросеть»	567	115	524	1 233,2
ООО «Осетия-Энергосети»	72	24,3	328	402,4
МП «Дигорская городская сетевая компания»	24	9,72	86	353,3
МП «Ардонские инженерные сети»	52	11,65	162	322,3
МУП «Моздокские электрические сети»	114	36,65	510	273,2
Филиал «Северо-Кавказский» ОАО «Оборонэнерго»	66	22,03	34	70,9

1	2	3	4	5
ООО «Тплюс»	47	10,53	169	143,26
ООО «Бесланэнерго»	33	11,64	32	152,79

Перечень трансформаторов 110 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга, филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», объектов генерации и других владельцев объектов сетевого хозяйства представлен в таблице 31.

Таблица 31. Перечень трансформаторов 110 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга, филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», объектов генерации и других владельцев объектов сетевого хозяйства

Наименование подстанции	Номер трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ	Диапазон регулирования напряжения	
				ПБВ	РПН
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга					
ПС 500 кВ Алания	АТГ-1	501	500	–	15 ступеней
ПС 330 кВ Владикавказ-2	АТ-1	200	330	–	15 ступеней
ПС 330 кВ Владикавказ-2	АТ-3	200	330	–	15 ступеней
ПС 330 кВ Владикавказ-500	АТ-3	200	330	–	15 ступеней
ПС 330 кВ Владикавказ-500	АТ-4	200	330	–	15 ступеней
ПС 330 кВ Моздок	АТ-1	125	330	–	15 ступеней
ПС 330 кВ Моздок	АТ-2	125	330	–	15 ступеней
ПС 330 кВ Моздок	Т-1	15	110	–	5 ступеней
ПС 330 кВ Моздок	Т-2	15	110	–	5 ступеней
ПС 330 кВ Моздок	Т-3	63	110	–	10 ступеней
ПС 110 кВ Северный Портал	Т-1	10	110	–	115±9×1,78 19 ступеней
ПС 110 кВ Северный Портал	Т-2	10	110	–	115±9×1,78 19 ступеней
Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»					

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Алагир	T-1	12	110	115±2×2,5	–
ПС 110 кВ Алагир	T-2	10	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Ардон-110	T-1	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Ардон-110	T-2	10	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ АЗС	T-1	7,5	110	110±2×2,5	–
ПС 110 кВ АЗС	T-2	6,3	110	110±2×2,5	–
ПС 110 кВ Беслан	T-1	25	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Беслан	T-2	25	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Беслан-Северная	T-1	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Беслан-Северная	T-2	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Владикавказ-1	T-1	25	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Владикавказ-1	T-2	20	110	112±4×2,5	–
ПС 110 кВ Владикавказ-1	T-3	20	110	110±2×2,5	–
ПС 110 кВ Верхний Згид	T-1	6,3	110	110±2×2,5	–
ПС 110 кВ Восточная	T-1	10	110	–	115±4×2,5
ПС 110 кВ Городская	T-1	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Городская	T-2	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Дзуарикау	T-1	6,3	110	115±2×2,5	–
ПС 110 кВ Дзуарикау	T-2	6,3	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Дигора-110	T-1	10	110	–	115±4×2,5
ПС 110 кВ Дигора-110	T-2	10	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Западная	T-1	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Западная	T-2	14	110	115±2×2,5	–
ПС 110 кВ Заманкул	T-1	10	110	–	115±4×2,5
ПС 110 кВ Зарамаг	T-1	14	110	115±2×2,5	–
ПС 110 кВ Зарамаг	T-2	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Змейская	T-1	7,5	110	115±2×2,5	–
ПС 110 кВ Змейская	T-2	10	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Кармадон	T-1	6,3	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Карца	T-1	16	110	–	115±4×2,5
ПС 110 кВ Карца	T-1	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Левобережная	T-1	25	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Левобережная	T-2	25	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Мизур	T-1	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Моздок-110	T-1	16	110	–	110±4×2,5
ПС 110 кВ Моздок-110	T-2	16	110	–	115±4×2,5
ПС 110 кВ Ногир-110	T-1	16	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Ногир-110	T-2	16	110	–	115±9×1,78

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Нузал	T-1	10	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Нузал	T-2	12	110	110±2×2,5	—
ПС 110 кВ Ольгинская	T-1	16	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Павлодольская-110	T-1	10	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Победит	T-1	40	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Победит	T-2	40	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Предмостная	T-1	10	110	—	110±4×2,5
ПС 110 кВ Предмостная	T-2	10	110	—	110±4×2,5
ПС 110 кВ РП-110	T-1	32	110	—	115±4×2,5
ПС 110 кВ РП-110	T-2	40	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Северо- Западная	T-1	25	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Северо- Западная	T-2	25	110	—	115±4×2,5
ПС 110 кВ Северо- Восточная	T-1	20	110	—	115±8×2
ПС 110 кВ Северо- Восточная	T-2	20	110	—	115±4×2,5
ПС 110 кВ Терек-110	T-1	10	110	—	115±4×2,5
ПС 110 кВ Терек-110	T-2	10	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Терская	T-1	16	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Терская	T-2	16	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Унал	T-1	6,3	110	—	110±4×2,5
ПС 110 кВ Фиагдон	T-1	6,3	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Фиагдон	T-2	6,3	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ ЦРП-1	T-1	16	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ ЦРП-1	T-2	16	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Чикола-110	T-1	10	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Чикола-110	T-2	10	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Электроцинк- 1	T-1	40	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Электроцинк- 1	T-2	25	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Эльхотово	T-1	16	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Юго-Западная	T-1	25	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Юго-Западная	T-2	25	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Янтарь	T-1	40	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Янтарь	T-2	25	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Дауровой	T-1	25	110	—	115±9×1,78
ПС 110 кВ Дауровой	T-2	25	110	—	115±9×1,78
Другие владельцы					
Гизельдонская ГЭС	T-1	10	110	—	115±4×2,5

1	2	3	4	5	6
Гизельдонская ГЭС	T-2	10	110	–	115±4×2,5
Гизельдонская ГЭС	T-3	10	110	–	115±4×2,5
Дзауджикауская ГЭС	T-1	16	110	–	115±9×1,78
Дзауджикауская ГЭС	T-2	16	110	–	115±9×1,78
Эзминская ГЭС	T-1	40	110	121±2×2,5	
Эзминская ГЭС	T-2	40	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Электроцинк-2	T-1	32	110	–	112±8×1,5
ПС 110 кВ Электроцинк-2	T-2	40	110	–	115±9×1,5
ПС 110 кВ Электроцинк-2	T-3	25	110	–	115±9×1,5
ПС 110 кВ Беслан-Тяговая	T-1	25	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Беслан-Тяговая	T-2	25	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Исток	T-1	6,3	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Исток	T-2	6,3	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Мичурино-110	T-1	6,3	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Моздок-Тяговая	T-1	20	110	–	112±4×2,5
ПС 110 кВ Моздок-Тяговая	T-2	40	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Нар	T-1	2,5	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Бор	T-1	10	110	–	115±9×1,78
ПС 110 кВ Бор	T-2	10	110	–	115±9×1,78
Головная Зарамагская ГЭС	T-1	40	110	–	115±9×1,78
Зарамагская ГЭС-1	T-1	230	330	–	–
Зарамагская ГЭС-1	T-2	230	330	–	–
Итого		3 778,8 0		–	–

Перечень линий электропередачи 110 кВ и выше энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания (в том числе по территории Республики Северная Осетия – Алания) представлен в таблице 32.

Таблица 32. Перечень линий электропередачи 110 кВ и выше энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания (в том числе по территории Республики Северная Осетия – Алания)

Диспетчерское наименование линии	Напряжение, кВ	Протяженность, км*
1	2	3
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга		
ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания	500	250,3 (40,0)
КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2	330	62,5 (34,336)
КВЛ 330 кВ Алания – Моздок 1 цепь	330	3,681 (3,681)
КВЛ 330 кВ Алания – Моздок 2 цепь	330	2,773 (2,773)
ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный	330	114,43 (12,258)
ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Владикавказ-500	330	11,6 (11,422)
ВЛ 330 кВ Владикавказ-500 – Моздок	330	86,847 (61,703)
ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2	330	321,9 (46,447)
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	330	80,9
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	330	137,4 (79,69)
КВЛ 330 кВ Алания – Артем	330	277,9 (18,46)
КВЛ 110 кВ Северный Портал – Джава (Л-129)	110	39,7 (4,863)
КВЛ 110 кВ Северный Портал – Нижний Рук	110	4,082
Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»		
ВЛ 110 кВ Гизельдонская ГЭС – Юго-Западная (Л-1)	110	25,8
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Северо-Западная (Л-2)	110	1,64
ВЛ 110 кВ Северо-Западная – Городская (Л-3)	110	2,3
ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Дзуарикау (Л-4)	110	21,63
ВЛ 110 кВ РП-110 – Восточная (Л-7)	110	4,3
ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – РП-110 (Л-8) с отпайками	110	28,504
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Электроцинк-1 (Л-9)	110	0,72

* Протяженность ЛЭП по территории Республики Северная Осетия – Алания.

1	2	3
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Электроцинк-1 (Л-10)	110	0,72
ВЛ 110 кВ Нузал – Фиагдон (Л-11)	110	28,98
ВЛ 110 кВ Алагир – Унал (Л-14)	110	22,43
ВЛ 110 кВ Нузал – Мизур (Л-15)	110	3,43
ВЛ 110 кВ Гизельдонская ГЭС – Кармадон (Л-16)	110	16,93
ВЛ 110 кВ Фиагдон – Кармадон (Л-17)	110	17,8
ВЛ 110 кВ Унал – Мизур (Л-18)	110	8,99
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Беслан-Тяговая (Л-19)	110	21,176
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Владикавказ-2 (Л-20)	110	7,82
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Владикавказ-2 (Л-21)	110	4,7
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Владикавказ-2 (Л-22)	110	4,66
ВЛ 110 кВ Беслан – Мичурино-110 (Л-23)	110	13,189
ВЛ 110 кВ Янтарь – Ногир-110 (Л-24)	110	5,45
ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Кармадон (Л-25)	110	12,37
ВЛ 110 кВ Янтарь – Левобережная (Л-26)	110	9,44
ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Западная (Л-28)	110	2,64
ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Западная (Л-29)	110	2,64
ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Левобережная (Л-30)	110	13,16
ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Юго-Западная (Л-31)	110	23,453
ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Восточная с отпайкой на Дзауджикаускую ГЭС (Л-32)	110	21,5
ВЛ 110 кВ Беслан – Ногир-110 (Л-70)	110	18,34
ВЛ 110 кВ Северо-Западная – Городская (Л-71)	110	2,1
ВЛ 110 кВ Беслан-Тяговая – Беслан (Л-72)	110	2,8
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – РП-110 (Л-73)	110	3,65
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – РП-110 (Л-74)	110	3,65
ВЛ 110 кВ РП-110 – Победит (Л-75)	110	4,34
ВЛ 110 кВ РП-110 – Победит (Л-76)	110	4,34

1	2	3
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Карца (Л-77)	110	5,3
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – РП-110 (Л-78)	110	2,88
ВЛ 110 кВ Алагир – АЗС (Л-79)	110	5,55
ВЛ 110 кВ Ардон-110 – АЗС (Л-80)	110	12,75
ВЛ 110 кВ РП-110 – Карца (Л-81)	110	3,15
ВЛ 110 кВ Алагир – Дзуарикау (Л-82)	110	18,21
ВЛ 110 кВ Городская – ЦРП-1 (Л-83)	110	0,53
ВЛ 110 кВ Городская – ЦРП-1 (Л-84)	110	0,47
ВЛ 110 кВ Ардон-110 – Мичурино-110 (Л-85)	110	20,064
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)	110	24,43
ВЛ 110 кВ Моздок – Терек-110 с отпайкой на ПС Павлодольская (Л-90)	110	27,93
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Янтарь (Л-103)	110	22,2
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Янтарь (Л-104)	110	22,2
ВЛ 110 кВ Нузал – Верхний Згид (Л-105)	110	7,964
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Исток (Л-106)	110	24,48
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – РП-110 (Л-107)	110	14,83
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – РП-110 (Л-108)	110	14,83
ВЛ 110 кВ Моздок – Моздок-Тяговая (Л-109)	110	7,116
ВЛ 110 кВ Моздок – Моздок-Тяговая (Л-110)	110	7,764
ВЛ 110 кВ Эльхотово – Змейская (Л-111)	110	9,25
ВЛ 110 кВ Ардон-110 – Эльхотово (Л-112)	110	25,2
ВЛ 110 кВ Заманкул – Эльхотово (Л-113)	110	20,56
ВЛ 110 кВ Заманкул – Беслан-Северная (Л-113)	110	25,19
ВЛ 110 кВ Беслан-Северная – Исток (Л-114)	110	0,606
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Янтарь (Л-118)	110	3,55
КВЛ 110 кВ Фиагдон – Северный Портал (Л-124)	110	35,4
ВЛ 110 кВ Северо-Западная – Янтарь (Л-125)	110	1,98

1	2	3
ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Янтарь (Л-126)	110	2,983
ВЛ 110 кВ Головная Зарамагская ГЭС – Нузал (Л-127)	110	16,7
КВЛ 110 кВ Северный Портал – Зарамаг с отпайкой на ПС Нар (Л-128)	110	15,0
ВЛ 110 кВ Моздок-110 – Предмостная (Л-130)	110	9,69
ВЛ 110 кВ Предмостная – Терская (Л-131)	110	17,68
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Ольгинская (Л-133)	110	1,5
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Ольгинская (Л-134)	110	1,5
ВЛ 110 кВ Моздок – Моздок-110 (Л-135)	110	3,198
ВЛ 110 кВ Ардон-110 – Дигора-110 (Л-136)	110	18,0
ВЛ 110 кВ Моздок – Терская (Л-137)	110	7,341
ВЛ 110 кВ Дигора-110 – Чикола-110 (Л-138)	110	19,3
ВЛ 110 кВ Головная Зарамагская ГЭС – Зарамаг (Л-227)	110	1,783
ВЛ 110 кВ Янтарь – Дауровой (Л-27)	110	14,11
ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Дауровой (Л-27)	110	5,17
Прочие владельцы		
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Бор (Л-33)	110	1,8
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Бор (Л-34)	110	1,8
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Электроцинк-2 (Л-101)	110	20,6
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Электроцинк-2 (Л-102)	110	20,6
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево I цепь с отпайкой на ПС Назрань (Л-12)	110	20,0
ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево II цепь с отпайкой на ПС Назрань (Л-13)	110	20,0
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203)	110	31,0
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	110	46,4
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	110	47,84
ВЛ 110 кВ Троицкая – Моздок (Л-158)	110	44,6
ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Казбеги (ВЛ 110 кВ Дарьяли)	110	24,2
Общая протяженность, км		1 543,394

Перечень трансформаторов 35 кВ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», объектов генерации и других владельцев объектов сетевого хозяйства представлен в таблице 33.

Таблица 33. Перечень трансформаторов 35 кВ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», объектов генерации и других владельцев объектов сетевого хозяйства

Наименование подстанции	Номер трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ
1	2	3	4
Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»			
ПС 35 кВ Ардон-35	T-1	2,5	35
	T-2	4,0	35
ПС 35 кВ Архонская	T-1	7,0	35
	T-2	6,3	35
ПС 35 кВ Бекан	T-1	2,5	35
	T-2	2,5	35
ПС 35 кВ Бурон	T-1	4,0	35
ПС 35 кВ Гизель	T-1	6,3	35
ПС 35 кВ Дарг-Кох	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ Дигора-насосная	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ Дигора-35	T-1	1,6	35
	T-2	1,0	35
ПС 35 кВ Кадгарон	T-1	2,5	35
	T-2	2,5	35
ПС 35 кВ Комарово	T-1	4,0	35
ПС 35 кВ Кора-Урсдон	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ Коста	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ Михайловская	T-1	6,3	35
	T-2	6,3	35
ПС 35 кВ Мичурино	T-1	4,0	35
ПС 35 кВ Николаевская	T-1	2,5	35
	T-2	2,5	35
ПС 35 кВ Ново-Осетин.	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ НК-35	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ Осетия	T-1	4,0	35
	T-2	4,0	35
ПС 35 кВ Павлодольская-1	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ Павлодольская-2	T-1	2,5	35
	T-2	2,5	35
ПС 35 кВ ПТФ	T-1	4,0	35

1	2	3	4
	T-2	4,0	35
	T-3	4,0	35
ПС 35 кВ Редант	T-1	6,3	35
	T-2	6,3	35
ПС 35 кВ Раздольная	T-1	2,5	35
	T-2	2,5	35
ПС 35 кВ Сунжа	T-1	4,0	35
	T-2	4,0	35
ПС 35 кВ Тарская	T-1	2,5	35
	T-2	2,5	35
ПС 35 кВ Толдзгун	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ Троицкая	T-1	4,0	35
	T-2	4,0	35
ПС 35 кВ Хумалаг	T-1	4,0	35
	T-2	2,5	35
ПС 35 кВ Черноярская	T-1	2,5	35
	T-2	4,0	35
ПС 35 кВ Цалык	T-1	2,5	35
	T-2	2,5	35
ПС 35 кВ Фаснал	T-1	6,3	35
	T-2	1,8	35
ПС 35 кВ Цей	T-1	2,5	35
ПС 35 кВ Электроконтактор	T-1	6,3	35
	T-2	6,3	35
ПС 35 кВ Южная	T-1	3,2	35
	T-2	4,0	35
ПС 35 кВ 40 лет Октября	T-1	4,0	35
Другие владельцы			
ПС 35 кВ ГЭСстрой	T-1	4,0	35
ПС 35 кВ Казбек	T-1	1,0	35
ПС 35 кВ Казар	T-1	1,0	35
ПС 35 кВ Кавдоломит	T-1	2,5	35
	T-2	4,0	35
ПС 35 кВ Салют	T-1	4,0	35
	T-2	4,0	35
ПС 35 кВ Терк	T-1	0,63	35
ПС 35 кВ Мелькомбинат	T-1	6,30	35
ПС 35 кВ БМК	T-1	4,00	35
ПС 35 кВ УП связи	T-1	0,25	35
ПС 35 кВ Дедал	T-1	0,10	35

1	2	3	4
ПС 35 кВ МКС	Т-1	6,30	35
	Т-2	6,30	35
ПС 35 кВ ОЗАТЭ	Т-1	6,30	35
Итого:		151,9	–

Перечень линий электропередачи 35 кВ энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания представлен в таблице 34.

Таблица 34. Перечень линий электропередачи 35 кВ энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

Диспетчерское наименование линии	Напряжение, кВ	Протяженность, км
1	2	3
Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»		
ВЛ 35 кВ Зарамаг – Тиб (Л-400)	35	5
ВЛ 35 кВ Нузал – Бурон (Л-401)	35	5,02
ВЛ 35 кВ Бурон – Цей (Л-402)	35	7,8
ВЛ 35 кВ Зарамаг – ГЭСстрой (Л-403)	35	2,24
ВЛ 35 кВ Цалык – Цалык-Насосная (Л-404)	35	3,5
ВЛ 35 кВ Комарово – Предмостная (Л-405)	35	12,481
ВЛ 35 кВ Комарово – Троицкая (Л-407)	35	8,519
ВЛ 35 кВ Беслан-Северная – Хумалаг (Л-408)	35	4,27
ВЛ 35 кВ Дигора-110 – Николаевская (Л-409)	35	9,52
ВЛ 35 кВ Николаевская – Бекан (Л-410)	35	6,32
ВЛ 35 кВ Бекан – Дарг-Кох (Л-411)	35	13,24
ВЛ 35 кВ Дарг-Кох – Заманкул (Л-412)	35	11,78
ВЛ 35 кВ Павлодольская-110 – Павлодольская-II (Л-413)	35	2,918
ВЛ 35 кВ Цалык – Заманкул (Л-414)	35	10,13
ВЛ 35 кВ Осетия – Редант (Л-422)	35	4,06
ВЛ 35 кВ Южная – Электроконтактор (Л-425)	35	5,32
ВЛ 35 кВ Архонская – Гизель (Л-426)	35	17,01
ВЛ 35 кВ Хумалаг – Цалык (Л-427)	35	7,87
ВЛ 35 кВ Беслан-110 – Коста (Л-429)	35	5,14
ВЛ 35 кВ НК-35 – Салют (Л-430)	35	6,778
ВЛ 35 кВ Беслан-Северная – Мелькомбинат (Л-431)	35	3,47
ВЛ 35 кВ Моздок-110 – Павлодольская-I (Л-432)	35	10,661
ВЛ 35 кВ ПС Моздок-110 – Троицкая (Л-433)	35	6,52

1	2	3
ВЛ 35 кВ Павлодольская-110 – Павлодольская-I (Л-434)	35	2,316
ВЛ 35 кВ Беслан – Мелькомбинат (Л-436)	35	4,2
ВЛ 35 кВ Чернаярская – Терек-110 (Л-437)	35	10,8
ВЛ 35 кВ Павлодольская-II – Чернаярская (Л-438)	35	20,529
ВЛ 35 кВ ДзауГЭС – ВЗАТЭ (Л-439)	35	2,29
ВЛ 35 кВ Ардон-35 – Бекан (Л-440)	35	10,13
ВЛ 35 кВ Ардон-110 – Ардон-35 (Л-441)	35	2,1
ВЛ 35 кВ Ардон-110 – Кадгарон (Л-442)	35	12,26
ВЛ 35 кВ Ардон-110 – Дигора-35 (Л-443)	35	9,78
ВЛ 35 кВ Дигора-110 – Чикола-110 (Л-444)	35	17,16
ВЛ 35 кВ Чикола-110 – Змейская (Л-445)	35	29,5
ВЛ 35 кВ Ногир-110 – НК-35 (Л-446)	35	3,52
ВЛ 35 кВ Беслан – Салют (Л-447)	35	4,713
ВЛ 35 кВ Моздок-110 – 40 лет Октября (Л-449)	35	12,78
ВЛ 35 кВ Южная – Редант (Л-450)	35	5,41
ВЛ 35 кВ Михайловская – Ольгинская (Л-451)	35	8,13
ВЛ 35 кВ Карца – Сунжа (Л-452)	35	9,1
ВЛ 35 кВ Ольгинская – Птицефабрика (Л-453)	35	14,34
ВЛ 35 кВ Западная – Осетия (Л-454)	35	6,47
ВЛ 35 кВ Карца – Птицефабрика (Л-456)	35	4,3
ВЛ 35 кВ Верхний Згид – Фаснал (Л-457)	35	13,969
ВЛ 35 кВ Ногир-110 – Михайловская (Л-458)	35	6,98
ВЛ 35 кВ Сунжа – Тарская (Л-459)	35	12,7
ВЛ 35 кВ Электроконтактор – ДзауГЭС (Л-461)	35	1,57
ВЛ 35 кВ Кадгарон – Архонская (Л-465)	35	15,44
ВЛ 35 кВ Коста – Архонская (Л-467)	35	12,21
ВЛ 35 кВ Южная – Тарская (Л-468)	35	6,5
ВЛ 35 кВ Дигора-110 – Дигора-35 (Л-469)	35	2,22
ВЛ 35 кВ Дигора-110 – Дигора-Насосная (Л-470)	35	5,3
ВЛ 35 кВ Дигора-Насосная – Кора-Урсдон (Л-471)	35	7,32
ВЛ 35 кВ Чикола-110 – Толдзгун (Л-472)	35	11,3
ВЛ 35 кВ Раздольная – Малгобек (Л-491)	35	21,75
ВЛ 35 кВ Павлодольская-I – Раздольная (Л-492)	35	4,935
Прочие владельцы		

1	2	3
ВЛ 35 кВ Зарамаг – Зарамагская ГЭС (Л-403)	35	0,52
ВЛ 35 кВ Беслан – Мелькомбинат (Л-436)	35	1,2
ВЛ 35 кВ Беслан – БМК (Л-435)	35	2,5
ВЛ 35 кВ Юго-Западная – ОЗАТЭ (Л-455)	35	0,26
ВЛ 35 кВ ДзауГЭС – ОЗАТЭ (Л-439) (участок ВЛ 35 кВ Л-439 от оп. № 16 до ПС ОЗАТЭ)	35	0,363
ВЛ 35 кВ Ардон – Бекан (Л- 440)	35	0,15
ВЛ 35 кВ Беслан – Салют (Л-447)	35	1,07
ВЛ 35 кВ НК-35 – Салют (Л-430)	35	1,07
ВЛ 35 кВ Змейская – Чикола (Л-445)	35	1,455
ВЛ 35 кВ Редант – Кавдоломит (Л-415)	35	7,5
ВЛ 35 кВ Ногир – МКС (Л-462)	35	2,74
ВЛ 35 кВ Ногир – МКС (Л-463)	35	2,74
Общая протяженность, км		503,157

Сводный перечень ЛЭП номинального класса напряжения 110 кВ и выше, расположенных на территории Республики Северная Осетия – Алания, приведен в приложении 3.

Сводный перечень существующих подстанций номинального класса напряжения 110 кВ и выше, расположенных на территории Республики Северная Осетия – Алания, приведен в приложении 4.

Размещение по районам республики крупных системообразующих подстанций (шт.):

- г. Владикавказ – 18;
- Моздокский район – 8;
- Алагирский район – 14;
- Правобережный район – 5;
- Ардонский район – 2;
- Кировский район – 2;
- Ирафский район – 1;
- Дигорский район – 1;
- Пригородный район – 6.

Подстанции в основном двухтрансформаторные, а их распределительные устройства имеют по две системы или секции шин, оборудованные секционными выключателями.

Расположение питающих центров и линий электропередачи представлено в приложении 5 к Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Республики Северная Осетия – Алания на 2023–2027 годы.

2.13. Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

Энергосистема Республики Северная Осетия – Алания является одной из 13 энергосистем, входящих в ОЭС Юга, и имеет внешние электрические связи с энергосистемами Ставропольского края, Кабардино-Балкарской Республики, Чеченской Республики, Республики Дагестан и Республики Ингушетия, входящими в состав ОЭС Юга, а также имеет электрические связи с энергосистемами Грузии и Республики Южная Осетия.

Внешние связи с другими энергосистемами осуществляются посредством 1 линии 500 кВ, 5 линиями напряжением 330 кВ, 14 линиями напряжением 110 кВ и 4 линиями напряжением 35 кВ, в том числе:

электрические связи с энергосистемой Кабардино-Балкарской Республики:

- 1) ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик;
- 2) КВЛ 330 кВ Алания – Прохладная-2;
- 3) ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5);
- 4) ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209);
- 5) ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС 110 кВ Екатериноградская (Л-89);

6) ВЛ 35 кВ Терекская – Терек (Л-497);
электрические связи с энергосистемой Ставропольского края:

- 1) ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания;
- 2) ВЛ 330 кВ (в габаритах 500 кВ) Невинномысск – Владикавказ-2;
- 3) ВЛ 110 кВ Троицкая – Моздок (Л-158);
- 4) ВЛ 35 кВ Троицкая – Графская (Л-533);

электрические связи с энергосистемой Чеченской Республики:

- 1) ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- 2) ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120);
- 3) ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129);

электрические связи с энергосистемой Республики Дагестан: КВЛ 330 кВ Алания – Артем;

электрические связи с энергосистемой Республики Ингушетия:

- 1) ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево I цепь с отпайкой на ПС Назрань (Л-12);
- 2) ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево II цепь с отпайкой на ПС Назрань (Л-13);
- 3) ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас (Л-151);
- 4) ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Юго-Западная (Л-150);
- 5) ВЛ 35 кВ Раздольная – Малгобек (Л-491);
- 6) ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203);
- 7) ВЛ 35 кВ Моздок 110 – Водоподъем (Л-448);

электрические связи с энергосистемой Грузии:
ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Казбеги (ВЛ 110 кВ Дарьяли) (находится в отключенном состоянии);

электрические связи с энергосистемой
Республики Южная Осетия: КВЛ 110 кВ Северный Портал –
Джава (Л-129), КВЛ 110 кВ Северный Портал – Нижний Рук.

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Северная Осетия – Алания

Энергосистему Республики Северная Осетия – Алания условно можно разделить на два энергорайона – Северо-Осетинский (включает в себя всю энергосистему за исключением Моздокского района) и Моздокский.

К Северо-Осетинскому энергорайону относятся потребители электрической энергии, запитанные от ПС 110 кВ Мизур, ПС 110 кВ Нузал, ПС 110 кВ Зарамаг, ПС 110 кВ Фиагдон, ПС 110 кВ Кармадон, ПС 110 кВ Юго-Западная, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Алагир, ПС 110 кВ Янтарь, ПС 110 кВ Северо-Западная, ПС 110 кВ ЦРП, ПС 110 кВ Владикавказ-1, ПС 110 кВ Электроцинк-1, ПС 110 кВ Электроцинк-2, ПС 110 кВ Карца, ПС 110 кВ РП-110, ПС 110 кВ Победит, ПС 110 кВ Северо-Восточная, ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Дауровой, ПС 110 кВ АЗС, ПС 110 кВ Ардон-110, ПС 110 кВ Змейская, ПС 110 кВ Дигора-110, ПС 110 кВ Ольгинская, ПС 110 кВ Ногир-110, ПС 110 кВ Беслан, ПС 110 кВ Беслан-Тяговая, ПС 110 кВ Беслан-Северная, ПС 110 кВ Мичурино-110, ПС 110 кВ Исток, ПС 110 кВ В.Згид, ПС 110 кВ Северный Портал, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Заманкул, ПС 110 кВ Эльхотово, ПС 110 кВ Чикола-110, ПС 110 кВ Унал, ПС 110 кВ Левобережная, ПС 110 кВ Дзуарикау, ПС 110 кВ Бор и ПС 110 кВ Нар.

Основные потребители – все города и районы Республики Северная Осетия – Алания, за исключением Моздокского района. Северо-Осетинский энергорайон обеспечивает электроснабжение крупных предприятий республики: ПАО «Электроцинк», АО «Победит», Алагирское ДРСУ, ООО «Транскамстройсервис», ООО «Спецмонтажавтоматика», ОАО «Осетинский завод автомобильного и тракторного электрооборудования», ЗАО СПО «ОРТЭВ», ООО «Алан-2000», ООО «Кавказская туннельно-строительная компания», ОАО «Кетон», Владикавказский молочный завод, ОАО «Крон», завод «Гран», ОАО «Янтарь», ОАО «Владикавказский электроламповый завод», ООО «Столица», ОАО «Янтарь», спиртзавод «Изумруд», ОАО «Владикавказский вагоноремонтный завод», ОАО «Кристалл», ООО «Техноплюс», ЗАО «Нозель», ОАО «Иристонстекло», ОАО «Магнит», ЗАО «Экстракт», ЗАО «Стимул», агрокомбинат «Дон», ОАО «Исток», ООО «Каскад», ОАО «Казар», ОАО «Гофрокартон», ООО «Российская слава», ОАО «Престиж», ООО «Миранда», ПСК «Мир» и др.

В энергорайоне потребители 1 категории надежности электроснабжения составляют 1,5 %, 2 категории – 27,7 %, 3 категории – 70,8 %.

Тип нагрузки: промышленная, сельскохозяйственная, коммунально-бытовая и прочая.

Электроснабжение потребителей Северо-Осетинского энергорайона осуществляется по четырем ВЛ 330 кВ (ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2, ВЛ 330 кВ Владикавказ-500 – Моздок, ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик, ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный) и по ВЛ 110 кВ

(ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево I цепь с отпайкой на ПС Назрань (Л-12), ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево II цепь с отпайкой на ПС Назрань (Л-13), ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203), ВЛ 110 кВ Старый Лескен – Змейская (Л-5), ВЛ 110 кВ Муртазово-Тяговая – Эльхотово (Л-209) (отключена со стороны ПС 110 кВ Эльхотово).

Электроснабжение Моздокского энергорайона осуществляется по ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания, ВЛ 330 кВ Владикавказ-500 – Моздок, КВЛ 330 Алания – Артем, КВЛ 330 Алания – Прохладная-2 и по ВЛ 110 кВ (ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120), ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129), ВЛ 110 кВ Троицкая – Моздок (Л-158), ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Терек-110 с отпайкой на ПС Екатериноградская (Л-89)).

3.1. Анализ существующего баланса мощности и электрической энергии в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания

Анализ существующего баланса мощности и электрической энергии в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания представлен в разделе 2.9 настоящей работы.

3.2. Износ основных фондов

Техническое состояние основных фондов ГЭС филиала ПАО «РусГидро» – «Северо-Осетинский филиал» и Фаснальской МГЭС (за исключением Головной Зарамагской ГЭС и Зарамагской ГЭС-1) характеризуется следующими данными:

общий износ основных фондов – более 65 %;

износ машин и оборудования – более 87 %.

Это приводит к авариям, росту технологических потерь, снижению надежности электроснабжения и повышенным затратам на восстановительные ремонты сооружений и оборудования, что значительно увеличивает себестоимость вырабатываемой электроэнергии.

Необходимо отметить, что на этапе 2022–2027 годов согласно СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и Инвестиционной программе ПАО «РусГидро» на 2021–2031 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 26, планируется комплексная реконструкция Гизельдонской ГЭС, Дзауджикауской ГЭС и Эзминской ГЭС с увеличением установленной мощности.

В 2020 году осуществлен вывод из эксплуатации и демонтаж 3 радиально-осевых гидроагрегатов Фаснальской МГЭС общей установленной мощностью 4,8 МВт.

Техническое состояние сетевого хозяйства как в сетях, принадлежащих филиалу ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», так и в муниципальных электрических сетях, является основной причиной отключения потребителей, инцидентов и аварийных ситуаций. Прошедшее десятилетие ограниченного финансирования сетевого хозяйства требует

принятия самых серьезных и финансово обеспеченных мероприятий. Сведения о техническом состоянии (физическом износе) оборудования электрических сетей в 2017–2021 годах (филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго») представлены в таблице 35.

Таблица 35. Сведения о техническом состоянии (физическом износе) оборудования электрических сетей в 2017–2021 годах (филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»), %

Тип оборудования	2017	2018	2019	2020	2021
Трансформаторное оборудование	84	85	86	87	87
Коммутационные аппараты	67	68	69	70	71
Общий	71,2	71,8	72,1	72,4	72,5
Тип линии	–	–	–	–	–
ВЛ 35–110 кВ	69	70	71	72	72
ВЛ-0,4–20 кВ	69	70	71	72	72
КЛ 35–110 кВ	–	–	–	–	–
КЛ 0,4–10 кВ	67	68	69	70	71
Общий	68,5	69,5	70,5	71,5	71,6

Процент физического износа линий электропередачи 0,4–110 кВ повысился из-за увеличения срока службы сооружений. Значительный объем распределительных сетей (свыше 25 %) требует срочной замены или реконструкции, так как срок их эксплуатации превышает 45 лет.

При отсутствии достаточного финансирования выполняются в основном ремонтные работы, направленные на ликвидацию аварийных очагов и обеспечение безопасного обслуживания.

Учитывая износ и техническое состояние оборудования и сооружений, выполнение плана технического перевооружения и реконструкции (ТПиР) приобретает первостепенное значение. Финансирование капитального строительства осуществляется по остаточному принципу. Амортизационные отчисления из-за износа основных фондов из года в год снижаются. Увеличивается число объектов, амортизация которых равна нулю.

В целях обеспечения устойчивого функционирования и снижения степени износа оборудования генерирующих мощностей и электросетевого хозяйства Республики Северная Осетия – Алания на её территории реализуются инвестиционные программы ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро» и ПАО «Россети Северный Кавказ» за счет собственных и внешних источников финансирования (платы за технологическое присоединение энергопринимающих установок потребителей). В рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняется реконструкция объектов энергетики с заменой устаревшего оборудования и установкой дополнительных ячеек.

3.3. Анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания в 2021 году

Результаты расчетов электрических режимов работы электрической сети 110 кВ и выше в 2021 году представлены в приложении 6 (в графическом виде) и приложении 7 (в табличном виде) к настоящей работе. Информация о загрузке центров питания на территории Республики Северная Осетия – Алания в зимний замерный день 2021 года представлена в таблице 36. Информация о загрузке центров питания на территории Республики Северная Осетия – Алания в летний замерный день 2021 года представлена в таблице 37.

В результате выполнения расчетов электроэнергетических режимов ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при единичных нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания для нормальной и основных ремонтных схем с использованием ПК RastrWin3 не выявлена вероятность выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

По результатам проведенных контрольных замеров в зимний режимный день 15.12.2021, представленных в таблице 36, зафиксировано превышение ДДТН силовых трансформаторов при нормативных возмущениях в нормальной схеме на ПС 110 кВ Ардон-110. На ПС 110 кВ Ардон-110 установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью Т-1 (16 МВА) и Т-2 (10 МВА) (находятся в эксплуатации с 1984, срок эксплуатации составляет 36 лет). Максимальная нагрузка ПС в день зимних контрольных измерений за последние 5 лет зафиксирована 20.12.2017 в объеме 11,58 МВА (115,8 % от номинальной мощности в схеме n-1), что и принимается к анализу. При этом температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла – +3,2 °С. В соответствии с требованиями к перегрузочной способности допускается длительная перегрузка трансформаторов до 112,8 % от номинальной мощности. Согласно данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» (приведены в приложении 8, письмо № МР8/СОФ/01-00/392 от 18.04.2022) перевод части нагрузки на соседние центры питания за время длительности аварийно допустимой токовой нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Ардон-110 невозможен. С учетом этого загрузка в послеаварийном режиме превышает ДДТН, требуется реконструкция ПС 110 кВ Ардон-110 с заменой Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА. Подробный анализ перспективной загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Ардон-110 приведен в разделе 4.6.4.

Таким образом, в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания отсутствуют:

ограничения пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах;

проблемы с обеспечением допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения).

Таблица 36. Информация о загрузке центров питания на территории Республики Северная Осетия – Алания в зимний замерный день 2021 года

Питающий центр	Год ввода в эксплуатацию (последней реконструкции)	Трансформаторная мощность на 15.12.2021				Существующая нагрузка в зимний замерный день 2021 года S, МВА
		Мощность трансформаторов, МВА	Т-1, МВА	Т-2, МВА	Т-3, МВА	
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Алагир	1979	22	12	10	–	4,81
ПС 110 кВ Ардон-110	1984	26	16	10	–	11,43
ПС 110 кВ АЗС	1967	13,8	7,5	6,3	–	3,63
ПС 110 кВ Беслан	2012	50	25	25	–	16,94
ПС 110 кВ Беслан-Северная	1990	32	16	16	–	7,94
ПС 110 кВ Владикавказ-1	1965	65	25	20	20	13,68
ПС 110 кВ Верхний Згид	1971	6,3	6,3	–	–	0,98
ПС 110 кВ Восточная	2001	10	10	–	–	5,12
ПС 110 кВ Городская	2012	32	16	16	–	3,52
ПС 110 кВ Дзуарикау	1991	12,6	6,3	6,3	–	2,42
ПС 110 кВ Дигора-110	1980	20	10	10	–	5,52
ПС 110 кВ Западная	1982	30	16	14	–	7,10
ПС 110 кВ Заманкул	1985	10	10	–	–	2,88
ПС 110 кВ Зарамаг	1979	30	14	16	–	0,54
ПС 110 кВ Змейская	1991	17,5	7,5	10	–	2,67
ПС 110 кВ Дауровой	2018	50	25	25	–	2,65
ПС 110 кВ Исток	1985	12,6	6,3	6,3	–	2,21
ПС 110 кВ Кармадон	1985	6,3	6,3	–	–	0,13
ПС 110 кВ Карца	1979	32	16	16	–	11,65

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Левобережная	1990	50	25	25	—	17,98
ПС 110 кВ Мизур	1978	16	16	—	—	1,36
ПС 110 кВ Мичурино-110	1965	6,3	6,3	—	—	0,00
ПС 110 кВ Моздок-110	1966	32	16	16	—	9,51
ПС 110 кВ Нар	1978	2,5	2,5	—	—	0,00
ПС 110 кВ Ногир-110	1973	32	16	16	—	5,32
ПС 110 кВ Нузал	1974	22	10	12	—	0,92
ПС 110 кВ Ольгинская	1980	16	16	—	—	11,04
ПС 110 кВ Павлодольская-110	1983	10	10	—	—	1,90
ПС 110 кВ Победит	1971	80	40	40	—	0,00
ПС 110 кВ Предмостная	1981	20	10	10	—	7,21
ПС 110 кВ РП-110	1973	72	40	32	—	4,55
ПС 110 кВ Северо-Западная	2011	50	25	25	—	13,46
ПС 110 кВ Северо-Восточная	1966	40	20	20	—	6,88
ПС 110 кВ Северный Портал	2018	20	10	10	—	0,68
ПС 110 кВ Терек	1974	20	10	10	—	2,12
ПС 110 кВ Терская	1983	32	16	16	—	1,92
ПС 110 кВ Унал	1981	6,3	6,3	—	—	0,39
ПС 110 кВ Фиагдон	1985	12,6	6,3	6,3	—	2,18
ПС 110 кВ ЦРП-1	1981	32	16	16	—	14,25
ПС 110 кВ Чикола-110	1978	20	10	10	—	3,55
ПС 110 кВ Электроцинк-1	2000	65	25	40	—	0,00
ПС 110 кВ Эльхотово	1986	16	16	—	—	3,51
ПС 110 кВ Юго-Западная	1984	50	25	25	—	17,53
ПС 110 кВ Янтарь	1975	65	40	25	—	8,28
Гизельдонская ГЭС	1934	30	10	10	10	0,60
Дзауджикауская ГЭС	1948	32	16	16	—	12,40

1	2	3	4	5	6	7
Эзминская ГЭС	1954	80	40	40	—	2,20
ПС 110 кВ Электроцинк-2	2008	80	40	40	—	5,95
ПС 110 кВ Беслан-Тяговая	1958	50	25	25	—	5,90
ПС 110 кВ Моздок-Тяговая	1976	60	20	40	—	3,89
ПС 110 кВ БОР	2001	20	10	10	—	8,37
ПС 330 кВ Моздок	1980	93	15	15	63	0,32
ПС 330 кВ Моздок	1984;1990*	400	200*	200*	—	113,82
ПС 330 кВ Владикавказ-2	2013, 2014	400	200*	—	200*	202,9
ПС 330 кВ Владикавказ-500	1984;2005*	400	200*	200*	—	219,26
ПС 500 кВ Алания	2019	501	3×167*	—	—	312,64

* на ПС 330 кВ Моздок диспетчерские наименования автотрансформаторов АТ-1 (год ввода 1984) и АТ-2 (год ввода 1990);

на ПС 330 кВ Владикавказ-2 диспетчерские наименования автотрансформаторов АТ-1 и АТ-3;

на ПС 330 кВ Владикавказ-500 диспетчерские наименования автотрансформаторов АТ-3 (год ввода 1984) ввода и АТ-4 (год ввода 2005);

на ПС 500 кВ Алания диспетчерские наименования автотрансформатора АТГ-1.

Таблица 37. Информация о загрузке центров питания на территории Республики Северная Осетия – Алания в летний замерный день 2021 года

Питающий центр	Год ввода в эксплуатацию (последней реконструкции)	Трансформаторная мощность на 16.06.2021				Существующая нагрузка в летний замерный день 2021 года S, МВА
		Мощность трансформаторов, МВА	Т-1, МВА	Т-2, МВА	Т-3, МВА	
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Алагир	1979	22	12	10	–	3,81
ПС 110 кВ Ардон-110	1984	26	16	10	–	9,11
ПС 110 кВ АЗС	1967	13,8	7,5	6,3	–	2,90
ПС 110 кВ Беслан	2012	50	25	25	–	11,19
ПС 110 кВ Беслан-Северная	1990	32	16	16	–	6,21
ПС 110 кВ Владикавказ-1	1965	65	25	20	20	9,71
ПС 110 кВ Верхний Згид	1971	6,3	6,3	–	–	0,66
ПС 110 кВ Восточная	2001	10	10	–	–	3,49
ПС 110 кВ Городская	2012	32	16	16	–	3,01
ПС 110 кВ Дзуарикау	1991	12,6	6,3	6,3	–	1,44
ПС 110 кВ Дигора-110	1980	20	10	10	–	4,74
ПС 110 кВ Западная	1982	30	16	14	–	6,35
ПС 110 кВ Заманкул	1985	10	10	–	–	1,11
ПС 110 кВ Зарамаг	1979	30	14	16	–	0,31
ПС 110 кВ Змейская	1991	17,5	7,5	10	–	1,93
ПС 110 кВ Дауровой	2018	50	25	25	–	1,34
ПС 110 кВ Исток	1985	12,6	6,3	6,3	–	2,00
ПС 110 кВ Кармадон	1985	6,3	6,3	–	–	0,11
ПС 110 кВ Карца	1979	32	16	16	–	9,35

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Левобережная	1990	50	25	25	–	14,10
ПС 110 кВ Мизур	1978	16	16	–	–	3,58
ПС 110 кВ Мичурино-110	1965	6,3	0	6,3	–	0,00
ПС 110 кВ Моздок-110	1966	32	16	16	–	9,37
ПС 110 кВ Нар	1978	2,5	2,5	–	–	0,00
ПС 110 кВ Ногир-110	1973	32	16	16	–	4,70
ПС 110 кВ Нузал	1974	22	10	12	–	1,20
ПС 110 кВ Ольгинская	1980	16	16	–	–	8,15
ПС 110 кВ Павлодольская-110	1983	10	10	–	–	1,62
ПС 110 кВ Победит	1971	80	40	40	–	0,00
ПС 110 кВ Предмостная	1981	20	10	10	–	6,58
ПС 110 кВ РП-110	1973	72	40	32	–	3,53
ПС 110 кВ Северо-Западная	2011	50	25	25	–	10,73
ПС 110 кВ Северо-Восточная	1966	40	20	20	–	6,91
ПС 110 кВ Северный Портал	2018	20	10	10	–	0,55
ПС 110 кВ Терек	1974	20	10	10	–	1,89
ПС 110 кВ Терская	1983	32	16	16	–	1,75
ПС 110 кВ Унал	1981	6,3	6,3	–	–	0,19
ПС 110 кВ Фиагдон	1985	12,6	6,3	6,3	–	1,33
ПС 110 кВ ЦРП-1	1981	32	16	16	–	9,62
ПС 110 кВ Чикола-110	1978	20	10	10	–	2,45
ПС 110 кВ Электроцинк-1	2000	65	25	40	–	0,00
ПС 110 кВ Эльхотово	1986	16	16	–	–	2,60
ПС 110 кВ Юго-Западная	1984	50	25	25	–	14,34
ПС 110 кВ Янтарь	1975	65	40	25	–	5,60
Гизельдонская ГЭС	1934	30	10	10	10	0,40
Дзауджикауская ГЭС	1948	32	16	16	–	8,90

1	2	3	4	5	6	7
Эзминская ГЭС	1954	80	40	40	–	1,60
ПС 110 кВ Электроцинк-2	2008	80	40	40	–	6,17
ПС 110 кВ Беслан-Тяговая	1958	50	25	25	–	4,05
ПС 110 кВ Моздок-Тяговая	1976	60	20	40	–	1,83
ПС 110 кВ БОР	2001	20	10	10	–	5,09
ПС 330 кВ Моздок	1980	93	15	15	63	0
ПС 330 кВ Моздок	1984; 1990*	400	200*	200*	–	75,5
ПС 330 кВ Владикавказ-2	2013; 2014	400	200*	–	200*	141,95
ПС 330 кВ Владикавказ-500	1984; 2005*	400	200*	200*	–	131,9
ПС 500 кВ Алания	2019	501	3×167*	–	–	113,32

* на ПС 330 кВ Моздок диспетчерские наименования автотрансформаторов АТ-1 (год ввода 1984) и АТ-2 (год ввода 1990);

на ПС 330 кВ Владикавказ-2 диспетчерские наименования автотрансформаторов АТ-1 и АТ-3;

на ПС 330 кВ Владикавказ-500 диспетчерские наименования автотрансформаторов АТ-3 (год ввода 1984) ввода и АТ-4 (год ввода 2005);

на ПС 500 кВ Алания диспетчерские наименования автотрансформатора АТГ-1.

Таблица 38. Информация о загрузке ПС 110 кВ Ардон-110, ПС 330 кВ Владикавказ-2, ПС 330 кВ Владикавказ-500, ПС 500 кВ Алания за последние 5 лет

Наименование центра питания			Класс напряжения		Год ввода в эксплуатацию		Установленная мощность трансформаторов С/ст.															Нагрузка ЦП по результатам контрольного замера															Максимальная нагрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет		Максимальная нагрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	
	кВ		Т-1		Т-2		20.12.2017		21.06.2017		19.12.2018		20.06.2018		18.12.2019		19.06.2019		16.12.2020		17.06.2020		15.12.2021		16.06.2021		Смакс, МВА	Кмакс, %												
			МВА		С/лето, МВА		С/зима, МВА		С/лето, МВА		С/зима, МВА		С/лето, МВА		С/зима, МВА		С/лето, МВА		С/зима, МВА		С/лето, МВА																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17																					
ПС 110 кВ Ардон-110	110/35/10	1984	16	10	11,58	5,2	11,49	7,92	11,43	8,36	9,10	8,09	11,43	9,11	11,58	115,8																								
ПС 330 кВ Владикавказ-2	330/110	2013; 2014	200*	200*	191,0	103,7	174,8	78,1	165,6	97,4	212,2	83,0	202,9	142,0	100,4	50,2																								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС 330 кВ Владикавказ- 500	330/110	1984; 2005*	200*	200*	205,9	115,0	174,9	154,3	153,8	104,5	201,0	147,0	219,3	131,9	106,0	53,2
ПС 500 кВ Алания	500/330	2019	3×167*		–	–	–	–	–	–	0,0	0,0	312,6	113,3	312,0	62,3

* на ПС 330 кВ Владикавказ-2 диспетчерские наименования автотрансформаторов АТ-1 и АТ-3, на ПС 330 кВ Владикавказ-500 диспетчерские наименования автотрансформаторов АТ-3 (год ввода 1984) ввода и АТ-4 (год ввода 2005); на ПС 500 кВ Алания диспетчерские наименования автотрансформатора АТГ-1.

4. Направления развития электроэнергетики Республики Северная Осетия – Алания

4.1. Цели и задачи электроэнергетики Республики Северная Осетия – Алания

Цели Республиканской программы:

разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики и создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Республики Северная Осетия – Алания;

скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры Республики Северная Осетия – Алания;

обеспечение координации планов социально-экономического развития Республики Северная Осетия – Алания и схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

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

обеспечение сетевых компаний актуальной информацией для формирования своих инвестиционных программ.

Основные задачи Республиканской программы:

планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность);

формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Республики Северная Осетия – Алания.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2021–2027 годов

4.2.1. Уровень спроса на электрическую энергию и мощность по территории Республики Северная Осетия – Алания

Уровень спроса на электрическую энергию и мощность по территории Республики Северная Осетия – Алания в целом и отдельным энергорайонам, узлам нагрузки на текущий период представлен в разделе 2 настоящей работы.

4.2.2. Перечень основных перспективных потребителей по Республике Северная Осетия – Алания в 2022–2027 годах

В республике разработана Стратегия социально-экономического развития Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года (далее – Стратегия). Целью Стратегии является определение системы мер государственного управления, опирающейся на долгосрочные приоритеты, цели и задачи политики органов государственной власти республики. Стратегия обеспечивает взаимоувязку долгосрочных целей, задач и приоритетов социально-экономического развития республики с учетом сложившейся ситуации в регионе, влияния долговременных тенденций макроэкономических процессов, государственной социально-экономической политики, предпосылок и ограничений, которыми располагает Северная Осетия. Стратегия направлена на обеспечение экономического развития региона и повышение уровня жизни населения с учетом требований государственной политики Республики Северная Осетия – Алания и является документом, определяющим долгосрочные цели и ориентиры развития. Для реализации целей Стратегии необходимо масштабное привлечение внебюджетных средств инвесторов в проекты на территории республики.

В настоящее время в республике приняты нормативные правовые акты, направленные на создание благоприятной инвестиционной среды и привлечение инвесторов. В частности, принят Закон Республики Северная Осетия – Алания «Об инвестиционной деятельности в Республике Северная Осетия – Алания» и другие.

В республике подготовлены к реализации инвестиционные проекты в целях укрепления энергетической базы региона, организации производства нового поколения, развития туристско-рекреационного комплекса.

Сведения о крупных инвестиционных проектах представлены в таблице 39. Технические условия на присоединение к электрическим сетям указанных объектов представлены в приложении 9.

Таблица 39. Информация по крупным инвестиционным проектам Республики Северная Осетия – Алания, имеющим договоры на технологическое присоединение на период формирования программы

Наименование потребителя	P _{max} , МВт	Основное назначение объекта присоединения	Точки привязки (ПС привязки)	Год ввода	Источник информации (ссылка на ТУ, договора)
1	2	3	4	5	6
ГУП «УКС-Дирекция по инвестициям» Правительства РСО-Алания ГРК «Мамисон»	20,64	Туристический комплекс	ПС 110 кВ Мамисон (новая)	1 этап – 1 МВт (I квартал 2022) 2 этап – 3,48 МВт (II квартал 2023) 3 этап – 6,45 МВт (IV квартал 2025) 4 этап – 6,41 МВт (IV квартал 2028) 5 этап – 3,3 МВт (IV квартал 2030)	Договор № 500/2009 от 05.11.2009 ТУ № 476р от 15.10.2015 с изменениями от 12.08.2016, ИТУ № 2 от 30.07.2018 и ИТУ № 3 от 24.12.2020
ООО «Жильё 2010»	5,63	Микрорайон № 18 в г. Владикавказ	ПС 110 кВ Юго-Западная	2022	Договор № 407/2010 от 28.09.2010 ТУ № 178р от 20.08.2010

1	2	3	4	5	6
					с изменениями от 25.05.2017, ИТУ № 4 от 30.01.2018, ИТУ № 5 от 20.06.2019, ИТУ № 6 от 19.05.2020
Филиал федерального казенного предприятия «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ» – Региональное управление заказчика капитального строительства ЮВО	1,494	Военный городок № 79 Весна г. Владикавказ	ПС 110 кВ Восточная	2022	Договор № 4688 от 20.10.2012 ТУ № 290р от 10.11.2012, истек срок действия ТУ – инициирована процедура продления
СНО «Иристон»	1,20	Садоводческое объединение «Иристон» г. Владикавказ	ПС 110 кВ Юго-Западная	2022	Договор № 56/2013 от 25.03.2013, ТУ № 727р от 30.08.2017 с изменениями ИТУ № 1 от 15.11.2019, истек срок действия ТУ – инициирована процедура продления
ООО «Импульс-М»	1,33	Автоцентр	ПС 110 кВ Ногир-110	2022	Договор № 290/к-15 от 29.10.2015 ТУ № 506 от 29.07.2015 с изменениями ИТУ № 1от 10.04.2020

1	2	3	4	5	6
ООО «СТК-59»	1,0	Жилой комплекс, г. Владикавказ, ул. Весенняя	ПС 110 кВ Левобережная ПС 110 кВ Дауровой	2022	Договор № 22/2017 от 24.01.2017 ТУ № 597 от 01.08.2016 с изменениями ИТУ № 1 от 20.08.2018 истек срок действия ТУ – инициирована процедура продления
ООО «Фарн-12»	1,0	Многоквартирные жилые дома в г. Владикавказ	ПС 110 кВ Левобережная ПС 110 кВ Дауровой	2022	Договор № 658/2013 от 10.09.2013, дополнительное соглашение № 2 от 05.10.2017, ДС № 4 от 16.10.2019 ТУ № 345р от 16.08.2013 с изменениями ИТУ № 1 от 21.10.2016, ИТУ № 2 от 01.12.2017, ИТУ № 3 от 04.09.2019 истек срок действия ТУ – инициирована процедура продления
ООО «Промстройконструкция»	1,8 (выполнено 1,2 МВт)	Комплекс объектов на земельном участке	ПС 110 кВ Янтарь	2022	Договор № 384/2018 от 24.08.2018 ТУ № 788 от 25.06.2018 с изменениями ИТУ № 1 от 27.07.2018, ИТУ № 2 от 20.06.2019

1	2	3	4	5	6
ООО «Агро Фарн+»	3,68	Элеватор «Агро Фарн+» в г. Беслан	ПС 110 кВ Беслан- Северная	2022	Договор № 618/2013 от 13.08.2013 ТУ № 728р от 07.09.2017, ИТУ от 04.06.2021 истек срок действия ТУ – инициирована процедура продления
Битаров Зелимхан Вячеславович	0,9	Магазин продовольственный и промтоварный с центром общения и досуговых занятий	ПС 110 кВ ЦРП-1	2022	Договор № 77/2019 от 05.04.2019 ТУ № 775 от 29.06.2018 с изменениями ИТУ № 1 от 10.12.2018
ИП Сабанов	0,92	База по переработке с/х продукции	ПС 110 кВ Чикола	2022	Договор № 442/2017 от 13.10.2017 ТУ № 692 от 15.05.2017 с изменениями от ИТУ № 1 02.03.2020, истек срок действия ТУ – инициирована процедура продления
Барсегян А.В.	1,3	Торгово- развлекательный центр	ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Юго-Западная	2022	Договор № 2161/2019/СОФ/ВлГЭС от 11.02.2020, ТУ № 2161/2019/СОФ/ВлГЭС. ТУ от 29.10.2019

1	2	3	4	5	6
ФКП «Управление заказчика капитального строительства МО РФ»	3,92	Объект «Военный госпиталь на 300 коек филиала № 3 ФГКУ «1602 ВКГ» МО РФ	ПС 110 кВ Владикавказ-1	2022	Договор ТП от 02.06.2020 № 3168/2020/СОФ/ВлГЭС, ТУ № 3168/2020/СОФ/ВлГЭС от 06.02.2020 с изм. ИТУ № 1 от 14.08.2020
ФГБУ «Управление мелиорации земель и сельскохозяйственного водоснабжения по Республике Северная Осетия – Алания»	2,23	Насосная станция НС-1	ПС 35 кВ Хумалаг (ПС 110 кВ Беслан-Северная)	2024	ТУ на ТП № 5137/2020/СОФ/ПрРЭС от 14.10.2020, ДТП от 16.11.2020 № 5137/2020/СОФ/ПрРЭС
ФГБУ «Управление мелиорации земель и сельскохозяйственного водоснабжения по Республике Северная Осетия – Алания»	2,53	Насосная станция НС-2	ПС 35 кВ Цалык (ПС 110 кВ Заманкул)	2024	ТУ на ТП № 5138/2020/СОФ/ПрРЭС от 14.10.2020, ДТП от 16.11.2020 № 5138/2020/СОФ/ПрРЭС
ООО «Сады Алании»	2	Плодохранилище на 10000 тонн	ПС 110 кВ Эльхотово	2022	ТУ на ТП № 5395/2020/СОФ/КирРЭС от 23.11.2020, ДТП от 27.11.2020 № 5395/2020/СОФ/КирРЭС
КУ «Управление капитального строительства РСО-Алания»	0,87	Поликлиника	ПС 110 кВ Западная	2022	ТУ на ТП № 6148/2020/СОФ/ВлГЭС от 18.12.2020, ДТП № 6148/2020/СОФ/ВлГЭС от 22.12.2020

1	2	3	4	5	6
ООО «Бэллагро»	1,11	Насосная станция	ПС 110 кВ Павлодольская	2022	ТУ на ТП № 6085/2020/СОФ/МозРЭС от 02.02.2021, с изменениями ИТУ № 1 от 24.02.2021, ИТУ № 2 от 02.12.2021, ИТУ № 3 от 08.02.2022, ДТП № 6085/2020/СОФ/МозРЭС от 01.04.2021
ООО «Колос»	0,68	Насосная станция	ПС 110 кВ Моздок	2022	ТУ на ТП № 6196/2020/СОФ/МозРЭС от 29.03.2021, с изменениями ИТУ № 1 от 27.04.2021 ДТП № 6196/2020/СОФ/МозРЭС от 30.04.2021
ООО «Остров Аквакультура»	1,16	Форелевое хозяйство	ПС 110 кВ Ардон-110	2022	ТУ на ТП № 7647/2021/СОФ/АрдРЭС от 02.08.2021, ДТП № 7647/2021/СОФ/АрдРЭС от 02.09.2021
Хатагов К.Б.	1,648	Асфальтно-битумный завод	ПС 110 кВ Ногир-110	2022	ТУ на ТП № 8766/2021/СОФ/АрхРЭС от 06.11.2021, ДТП № 8766/2021/СОФ/АрхРЭС от 07.02.2022

4.2.3. Прогноз потребления электроэнергии и прогноз максимума нагрузки энергосистемы на территории Республики Северная Осетия – Алания на 5-летний период

Прогноз потребления электрической энергии и мощности в ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания, сформированный в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы, представлен в таблице 40.

Таблица 40. Прогноз изменения максимума нагрузки и электропотребления ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года

Показатель	2021 отчет	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимум нагрузки, МВт, в том числе:	331,0	334,0	337,0	341,0	345,0	346,0	347,0
Северо-Осетинский ЭР	265,67	268,6	271,2	273,8	277,8	278,0	279,4
Моздокский ЭР	65,3	65,4	65,8	67,2	67,2	68,0	67,6
Электропотребление, млн кВт·ч, в том числе:	1833,5	1790	1814	1836	1856	1875	1882
Северо-Осетинский ЭР в том числе:	1474,5	1438,8	1458,9	1476,6	1492,8	1570,5	1513,7
г. Владикавказ	681,2	664,7	674,0	682,2	689,7	696,5	699,3
Моздокский ЭР	359,0	351,2	355,1	359,4	363,2	367,5	368,3

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания на 2017–2021 годы (отчет) и 2022–2027 годы (прогноз) представлены на рисунке 9.

В перспективе прогнозируется рост электропотребления со стороны крупных действующих потребителей (АО «Победит»). Прогноз потребления электроэнергии крупными потребителями на территории Республики Северная Осетия – Алания на период до 2027 года представлен в таблице 41.



Рисунок 9. Динамика изменения потребления электрической мощности и энергии ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания на 2017–2021 годы (факт) и 2022–2027 годы (прогноз)

Таблица 41. Прогноз потребления электроэнергии крупными потребителями на территории Республики Северная Осетия – Алания на период до 2027 года

Наименование потребителя	Ед. изм.	Прогноз						Энергоснабжающая организация
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПАО «Электроцинк»	млн кВт·ч	0,626	0,631	0,639	0,646	0,648	0,650	ПАО «ФСК ЕЭС»
	МВт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
АО «Победит»	млн кВт·ч	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	ПАО «ФСК ЕЭС»
	МВт	4,477	4,574	4,574	4,574	4,574	4,574	
МУП «Владикавказские водопроводные сети» («Владсток»)	млн кВт·ч	37,81	38,32	38,78	39,21	39,61	39,75	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	5,207	5,254	5,316	5,378	5,394	5,409	
ОАО «Владикавказские тепловые сети»	млн кВт·ч	41,50	41,50	41,50	41,50	41,50	41,70	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	6,064	6,119	6,192	6,264	6,282	6,301	
ООО «АльянсСпирт»	млн кВт·ч	6,91	7,00	7,09	7,17	7,24	7,27	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	0,989	0,998	1,010	1,021	1,024	1,027	
КЖКХ и Э г. Владикавказ	млн кВт·ч	11,42	11,58	11,72	11,84	11,96	12,01	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	1,705	1,721	1,741	1,761	1,767	1,772	
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	млн кВт·ч	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	4,367	4,367	4,367	4,367	4,367	4,367	
ОАО «Ариана-С»	млн кВт·ч	2,50	2,53	2,56	2,59	2,62	2,63	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	0,505	0,509	0,515	0,521	0,523	0,524	
	млн кВт·ч	6,51	6,60	6,68	6,75	6,82	6,85	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «Техно-плюс Э» (с 01.04.2020 энергоснабжается ТСО ООО «ТПЛЮС»)	МВт	1,085	1,085	1,088	1,088	1,078	1,078	ПАО «Россети Северный Кавказ»
ФКУ Упрдор «Кавказ»	млн кВт·ч	4,86	4,93	4,99	5,04	5,09	5,11	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	0,676	0,682	0,690	0,698	0,700	0,702	
АО Владикавказский вагоноремонтный завод им. С.М. Кирова	млн кВт·ч	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	
ОАО «Магнит»	млн кВт·ч	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,97	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	0,388	0,385	0,380	0,400	0,400	0,400	
ООО «ТПЛЮС» (ТСО начала деятельность 01.04.2020)	млн кВт·ч	42,30	42,87	43,39	43,86	44,31	44,48	ПАО «Россети Северный Кавказ»
	МВт	6,700	6,760	6,841	6,921	6,941	6,961	
ОАО «РЖД»	млн кВт·ч	40,60	41,55	42,48	43,37	44,25	44,54	ПАО «Россети Северный Кавказ», ПАО «ФСК ЕЭС»
	МВт	5,676	5,776	5,903	6,033	6,110	6,148	

4.2.4. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на территории Республики Северная Осетия – Алания на 5-летний период

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года в рамках рассмотрения развития ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания.

Перспективный прогноз потребления электроэнергии и мощности принят на основании прогноза потребления электроэнергии и мощности согласно СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы.

Также при составлении баланса электроэнергии и мощности учитывается изменение установленной мощности генерирующего оборудования на территории ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания в соответствии с мероприятиями по демонтажу, вводу, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы.

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) до 2027 года приведен в таблицах 42, 43 и на рисунках 10, 11.

Таблица 42. Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года, млн кВт·ч

Наименование показателя	2021 отчет	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление, млн кВт·ч	1833,5	1790	1814	1836	1856	1875	1882
Собственная выработка, млн кВт·ч	814,4	625	1124	1124	1124	1124	1124
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	7,6	-2,43	1,32	1,20	1,08	1,01	0,37
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	1019,1	1165	690	712	732	751	758

Таблица 43. Перспективный баланс мощности ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года, МВт

Показатель	2021 отчет	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребление всего, в том числе	331,0	334	337	341	345	346	347
Установленная мощность электростанций, всего	448,1	453,12	463,12	464,32	466,72	466,92	467,62
в т. ч.							
Филиал ПАО «РусГидро» – «Северо- Осетинский филиал»	94,0	99,0	109,0	110,2	112,6	112,8	113,5
Зарамагская ГЭС-1	346	346	346	346	346	346	346
ТЭС БМК	6,0	6	6	6	6	6	6
Фаснальская МГЭС	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Беканская ГЭС (ООО «ЮГЭНЕРГО»)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Сальдо перетока («+» дефицит –	-117,1	-119,12	-126,12	-123,32	-121,72	-120,92	-120,62

1	2	3	4	5	6	7	8
получение; «-» избыток – выдача)							

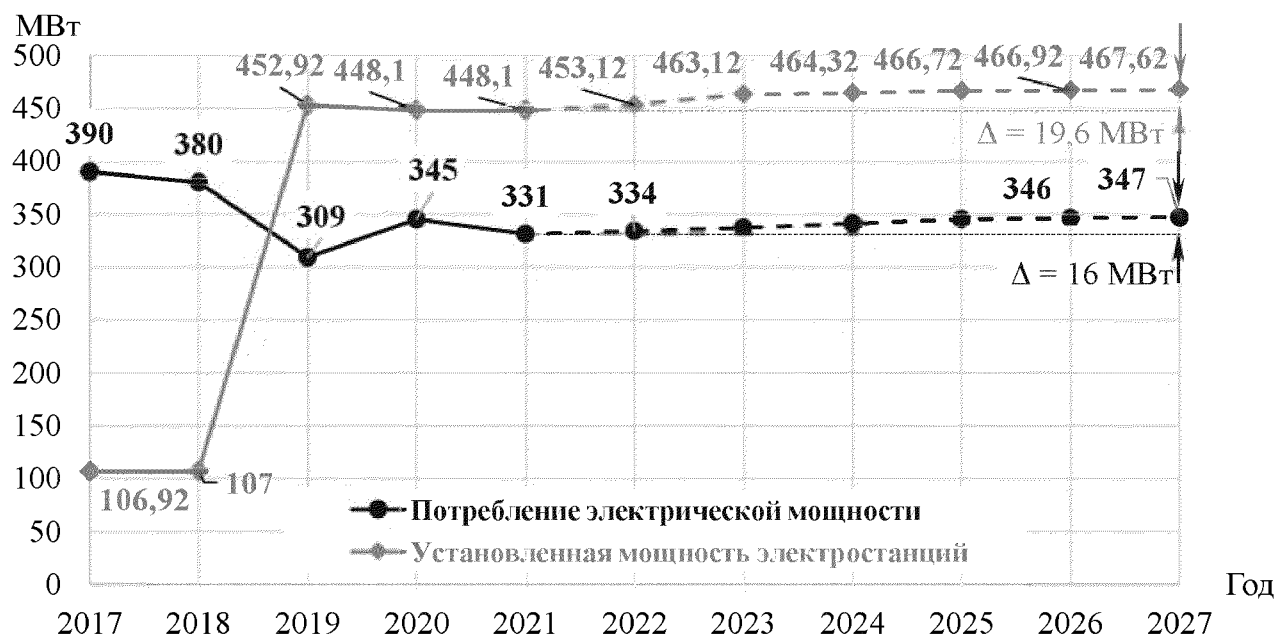


Рисунок 10. Баланс электрической мощности ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года



Рисунок 11. Баланс электрической энергии ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания на 2022–2027 годы характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания планируется в основном за счет присоединения жилых домов в г. Владикавказ (до 10 МВт потребления электрической мощности в период до 2027 года), ввода ГРК «Мамисон» (10,93 МВт), а также иных крупных потребителей, представленных в таблице 41. Данный рост электропотребления покрывается за счёт ввода Зарамагской ГЭС-1.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии на 2022–2027 годы сохранится дефицитным.

4.3. Прогноз развития энергетики Республики Северная Осетия – Алания на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива

Представленная в разделе информация носит справочный характер и указанные мероприятия не входят в перечень объектов СиПР Республики Северная Осетия – Алания на 2023–2027 годы, так как отсутствует информация о разработанных СВМ станций и выданных ТУ на ТП.

4.3.1. Ветроэнергетика

В соответствии со схемой размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на территории Российской Федерации, утвержденной приказом Минэнерго России от 29.07.2011 № 316, на территории Республики Северная Осетия – Алания не предусмотрено размещение таких объектов.

Наиболее перспективной территорией по вводу ветрогенерирующих установок является северная часть Республики Северная Осетия – Алания – Моздокский район с удельным ветровым потенциалом от 0,2 до 0,4 кВт/м². Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках можно оценить по рисунку 12. Скорость ветра по территории Республики Северная Осетия – Алания представлена в таблице 44.

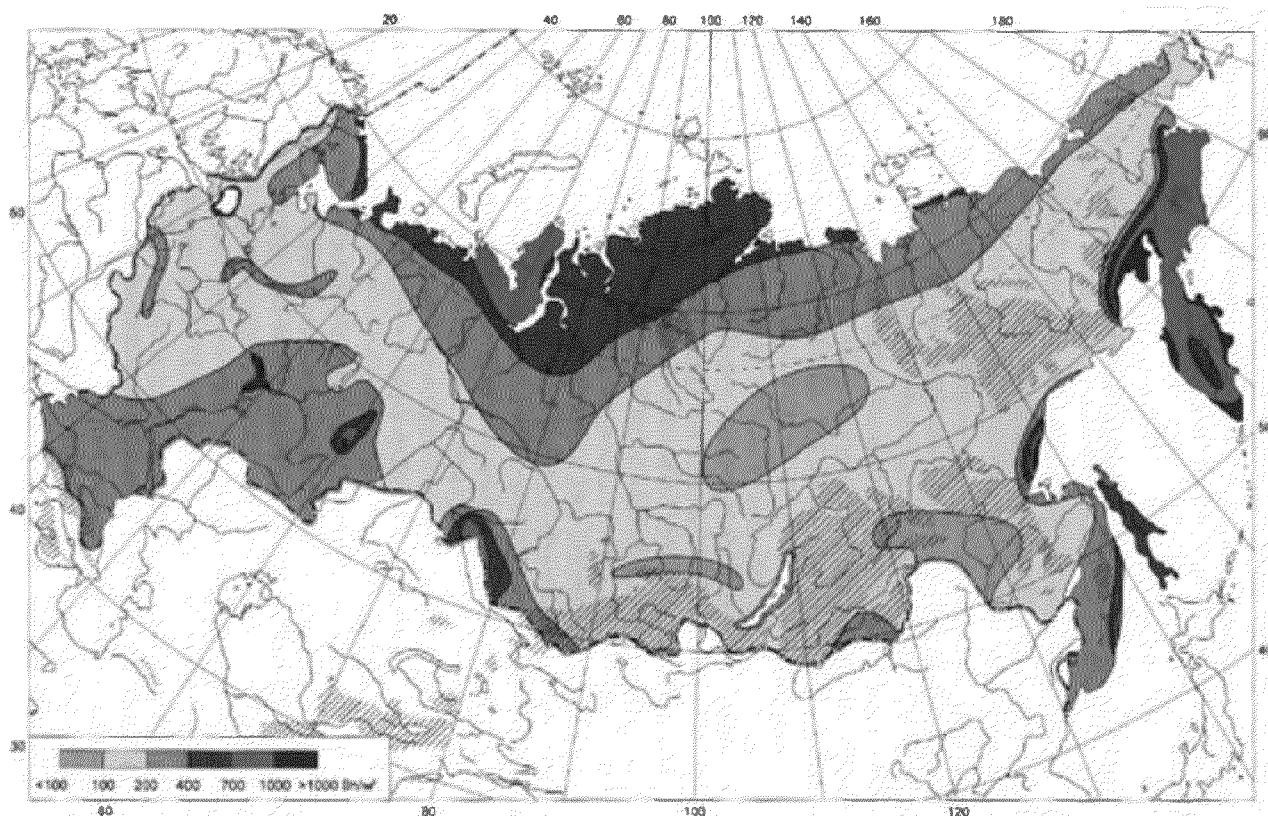


Рисунок 12. Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м²) на высоте 100 м

Таблица 44. Скорость ветра в Республике Северная Осетия – Алания (по данным метеостанций)

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10м)	Средняя скорость ветра (м/с)				Максимальная скорость ветра (м/с)
		Зима	Весна	Лето	Осень	
Владикавказ	1,1	1,0	1,3	1,2	1,0	30
Алагир	1,4	1,0	1,5	1,5	1,3	21
Моздок	1,6	1,4	1,8	1,7	1,4	28

Таким образом, можно считать возможной разработку проектов ВЭС с определением ветропотенциала и величины выработки электроэнергии такими электростанциями, а также с оценкой их коммерческой эффективности.

4.3.2. Гидроэнергетика

Республика Северная Осетия-Алания в связи с наличием горного рельефа обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом – 22,7 млрд кВт·ч. Реки региона принадлежат к бассейну реки Терек (наиболее значительные водотоки – реки Терек, Гизельдон, Фиэгдон, Ардон, Урсдон, Урух). Гидроэнергетический потенциал используется несколькими средними и малыми ГЭС:

Гизельдонская ГЭС расположена на реке Гизельдон у селения Кобан Пригородного района. Построенная по плану ГОЭЛРО Гизельдонская ГЭС

мощностью 22,8 МВт и среднегодовой выработкой за последний пятилетний период 34,9 млн кВт·ч.

Дзауджикауская ГЭС находится на реке Терек в г. Владикавказ. Её мощность 8 МВт и среднегодовая выработка 31,0 млн кВт·ч.

Эзминская ГЭС расположена на реке Терек. Станция построена по деривационной схеме. Мощность станции – 45 МВт, среднегодовая выработка – 154,8 млн кВт·ч.

Павлодольская ГЭС расположена у станицы Павлодольская на территории ФГУ «Управление эксплуатации Терско-Кумского гидроузла». Павлодольская ГЭС расположена на Терско-Кумском гидроузле, осуществляющем водозабор в Терско-Кумский канал из реки Терек. Установленная мощность – 2,62 МВт, среднегодовая выработка – 17,4 млн кВт·ч.

Головная Зарамагская ГЭС на реке Ардон установленной мощностью 15 МВт и среднегодовой выработкой 26,0 млн кВт·ч введена в эксплуатацию в сентябре 2009 года.

Зарамагская ГЭС-1 построена на реке Ардон. Ввод в работу осуществлен в конце 2019 года. Мощность станции составляет 346 МВт, годовая выработка электроэнергии за 2021 год составила 674 млн кВт·ч.

Кора-Урсдонская ГЭС мощностью 0,6 МВт и среднегодовой выработкой 0,26 млн кВт·ч расположена в Дигорском районе у села Кора-Урсдон на реке Урсдон.

Беканская ГЭС расположена в Ардонском районе у села Бекан на озере Бекан. Мощность Беканской ГЭС составляет 0,5 МВт и среднегодовая выработка 0,2 млн кВт·ч. Беканская ГЭС была введена в эксплуатацию в 1945 году.

Фаснальская МГЭС расположена на реке Сонгутидон в Ирафском районе. Фаснальская МГЭС мощностью 1,6 МВт и среднегодовой выработкой 5,5 млн кВт·ч – первая малая гидроэлектростанция каскада МГЭС в бассейне реки Урух. Фаснальская МГЭС – это квалифицированный генерирующий объект, функционирующий на основе возобновляемого источника энергии (энергия потока воды), что подтверждается свидетельством о квалификации от 19.11.2020 № 0400300121120, выданное Ассоциацией «НП Совет Рынка».

В соответствии с результатами конкурсного отбора инвестиционных проектов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в схему и программу развития электроэнергетики Республики Северная Осетия – Алания, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, Министерством жилищно-коммунального хозяйства, топлива и энергетики Республики Северная Осетия – Алания принято решение включить генерирующие объекты, функционирующие на основе использования ВИЭ, в схему и программу перспективного развития электроэнергетики Республики Северная Осетия-Алания (протокол приведен в приложении 19). Перечень генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ и рекомендованных для включения в схему и

программу перспективного развития электроэнергетики Республики Северная Осетия-Алания, приведён в таблице 45.

Таблица 45. Перечень отобранных проектов 2021 года, предусматривающих строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, для включения в схему и программу развития электроэнергетики Республики Северная Осетия – Алания

№	Идентификационный номер проекта	Сведения об участнике отбора проектов	Наименование проекта	Местонахождение территории	Плановый объем установленной мощности генерирующего объекта, МВт	Вид соответствующего генерирующего объекта	Плановый годовой объем производства электрической энергии, (мощности), выраженный в МВт·ч в год	Плановая величина стоимости производства 1 МВт·ч электрической энергии (мощности) с учетом возврата инвестированного капитала	Плановая дата ввода генерирующего объекта в эксплуатацию	Год проведения отбора
1	01-2021 МГЭС	ООО «ГидроЭнерджи – Осетия» ОГРН 1211500005155 362048, Российская Федерация, Республика Северная Осетия – Алания, г. Владикавказ, ул. Первомайска я, д.34	Малая гидроэлектростан- ция – «БАРС»	Территория, технологически связанная с Единой энергетической системой России	4,8	Генерирующий объект, функционирую- щий на основе энергии потока вод	15 870,00	6 750,00	31.12.2024	2021

Следует отметить, что специалистами Фонда развития возобновляемых источников энергии «Новая энергия» (правопреемник – ПАО «РусГидро») определён перечень перспективных площадок для строительства МГЭС в Республике Северная Осетия – Алания, включающий:

- МГЭС на р. Таргайдон (водозабор р. Ардон);
 - МГЭС на р. Архондон;
 - Баддонская МГЭС;
 - каскад МГЭС на р. Садон;
 - МГЭС на р. Хайдон (приток р. Ардон);
 - 3 ступени МГЭС на р. Ардон (МГЭС Бирагзанг);
 - Верхнефиагдонская МГЭС на р. Фиагдон;
 - МГЭС на р. Цариитдон (пос. Хидикус);
 - МГЭС на р. Саджилдон;
 - Дзаурикауская МГЭС;
 - МГЭС на р. Гизельдон;
 - Нижнегизельдонская МГЭС на р. Гизельдон (ниже существующей Гизельдонской ГЭС);
 - Нижнеэзминская МГЭС на р. Терек (ниже существующей Эзминской ГЭС (2 створа ВГУ);
 - Приплотинная МГЭС на водозаборном гидроузле Терско-Кумского канала;
 - Терская МГЭС на р. Терек (на излучине р. Терек);
 - МГЭС на концевом сбросе Малокабардинского канала в р. Терек;
 - МГЭС на быстротоке Малокабардинского канала (у с. Кизляр);
 - развитие существующей Беканской ГЭС;
 - МГЭС на головном водозаборе гидроузла Алханчуртского канала.
- Строительство большого количества МГЭС на территории республики не получило дальнейшего развития.

4.3.3. Солнечная энергетика

Данный вид энергетика основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Территория Республики Северная Осетия – Алания географически удобно расположена с точки зрения получения солнечной энергии. Однако в настоящее время данных по солнечной радиации для территории республики очень мало. В таблице 46 приведены данные, которые получены косвенными методами, а также для сравнения приведены показатели двух ближайших к территории республики метеостанций: Казбеги высокогорная и Золотушка (расположенная близ Пятигорска).

Таблица 46. Годовые величины суммарной радиации и радиационного баланса

Станция	Высота над уровнем моря, м	Суммарная радиация, ккал/см ²	Радиационный баланс, ккал/см ²
Моздок	135	109,1	46,2
Владикавказ	688	107,4	41,1
Кармадон	1530	119,2	38,1
Цей	1910	126,4	29,5
Золотушка	587	111,6	56,1
Казбеги высокогорная	3655	160,9	-3,7

Анализируя таблицу 47, можно отметить, что величина солнечной радиации по территории изменяется в пределах 10–20 %. Кроме того, она значительно зависит от метеоусловий. Вышеизложенное не позволяет районировать территорию республики по количеству солнечной энергии. Поэтому, используя для расчета солнечной энергии, поступающей за год на территорию Республики Северная Осетия – Алания ($S_{\text{нmax}}$) для широты республики, среднегодовой поток в день составляет 13,4 МДж/м² и величину площади 7987 м², получим:

$$S_{\text{нmax}} = 13,4 \text{ МДж/м}^2 \times 7987 \times 106 \text{ м}^2 \times 365 = 3,906 \times 10^{13} \text{ МДж} \quad (1)$$

Без ущерба для экологической среды может быть использовано порядка 1,5 % падающей энергии, т. е. – 5,86×10¹¹ МДж (1,585×10¹¹ кВт·ч или 1,981×10⁷ т у. т.). Таким образом, Республика Северная Осетия – Алания обладает достаточно высоким потенциалом солнечной энергии, использование которого особенно важно для населения, живущего в труднодоступных горных районах, в которых отсутствуют постоянные источники электроэнергии.

Таблица 47. Годовые величины суммарной радиации и радиационного баланса

Станция	Высота н.у.м., м	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
г. Моздок	135	47	61	115	170	230	270	286	266	189	140	56	37	18685
г. Владикавказ	688	99	111	147	162	196	223	228	218	172	163	105	108	1932
Кармадон	1530	146	160	185	166	176	185	184	198	192	195	148	122	2057
Казбеги высокогорная	3657	147	152	179	191	205	225	225	230	194	174	157	139	22327

4.3.4. Геотермальные источники энергии

Другим источником тепловой и электрической энергии могут стать энергоцентраль, использующие геотермальную энергию, которая имеется в районе истоков рек Геналдон и Гизельдон (северные склоны гор Джимарай-Хох и Казбек) с запасами более 2,0 млрд кВт·ч в год. Здесь же расположены действующий вулкан Казбек (последнее извержение 3–6 тыс. лет назад) и молодые неинтрузивные массивы (2–3 млн лет) Теплинского комплекса, находящиеся в непосредственной близости от поверхности и имеющие на сегодняшний день температуры около 500 °С. Район интенсивно расчленен разрывными нарушениями и зонами повышенной проницаемости большой мощности, которые могут быть коллекторами тепловых потоков.

Глубина залегания геотермальных зон начинается со 100 м. То есть можно построить геозлектростанции суммарной мощностью от 100 до 150 МВт. Такие станции могут обеспечить промышленные и сельскохозяйственные предприятия и жилье теплом, холодом и электроэнергией. В России созданы все технологические предпосылки, необходимые для развития геотермальной энергетики, выполнен комплекс фундаментальных исследований в этой области. Важнейшим экологическим преимуществом ГеоЭС по сравнению с традиционными электростанциями является значительное снижение выбросов, ответственных за парниковый эффект, и полное исключение выбросов CO₂ за счет использования технологии обратной закачки отработавшего теплоносителя в земные пласты. ГеоЭС выбрасывают в атмосферу в 700–1000 раз меньше вредных газов по сравнению с другими энергоносителями.

Помимо электроэнергии, геотермальное тепло можно использовать для отопления помещений различного назначения. Одной из технологий является освоение так называемой «неглубокой геотермии» (до глубины 100–200 м), с помощью мелких скважинных теплообменников (СТО) и тепловых насосов (ТН), преобразующих низкопотенциальное тепло грунта до температурного уровня, необходимого потребителю, включая жилой сектор. В отличие от глубинных термальных вод, используемых по технологии геотермальных циркуляционных систем, приповерхностные геотермальные ресурсы рассредоточены практически повсеместно (малоэффективны по ресурсам лишь районы с вечномёрзлыми грунтами), в т. ч. по регионам, не имеющим местных источников ископаемого топлива.

4.3.5. Биоэнергетика

Данный сегмент ВИЭ при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо – топливо, получаемое из биологического сырья. По типу исходного сырья различают три вида биотоплива: биологические отходы, лигноцеллюлозные соединения и водоросли.

В Республике Северная Осетия – Алания наиболее перспективно получение биотоплива из биологических отходов и отходов пищевой промышленности. На территории республики производством биоэтанола как

одного из видов биотоплива планирует заниматься ООО «Миранда». Планируемое производство составляет до 200 тонн биоэтанола в сутки.

4.4. Общая оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период

Общая оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период представлена в разделе 4.2.4 настоящей работы.

4.5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Северная Осетия – Алания мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период

В рамках развития ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года учтены мероприятия по изменению генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы. В таблице 48 приведена информация о вводах генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования. Выводов из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования не планируется.

Таблица 48. Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года (изменение мощности), МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генериру- ющая компания	Вид топли- ва	Тип ввода	Прирост мощности					
				2022	2023	2024	2025	2026	2027
Дзауджикауская ГЭС	ПАО «РусГидро»	–	–	–	–	–	–	–	–
1 гидроагрегат	–	–	Модернизация с увеличением мощности с 3 МВт до 3,2 МВт	–	–	–	–	0,2	–
2 гидроагрегат	–	–	Модернизация с увеличением мощности с 2,5 МВт до 3,2 МВт	–	–	–	–	–	0,7
Гизельдонская ГЭС	ПАО «РусГидро»	–	–	–	–	–	–	–	–
1 гидроагрегат	–	–	Модернизация с увеличением мощности с 7,6 МВт до 8,8 МВт	–	–	1,2	–	–	–
2 гидроагрегат	–	–	Модернизация с увеличением мощности с 7,6 МВт до 8,8 МВт	–	–	–	1,2	–	–
3 гидроагрегат	–	–	Модернизация с увеличением мощности с 7,6 МВт до 8,8 МВт	–	–	–	1,2	–	–
Эзмнская ГЭС	ПАО «РусГидро»	–	–	–	–	–	–	–	–
1 гидроагрегат	–	–	Модернизация с увеличением мощности с 15 МВт до 20 МВт	5,0	–	–	–	–	–
2 гидроагрегат	–	–	Модернизация с увеличением мощности с 15 МВт до 20 МВт	–	5,0	–	–	–	–
3 гидроагрегат	–	–	Модернизация с увеличением мощности с 15 МВт до 20 МВт	–	5,0	–	–	–	–

4.5.1. Предложения собственников по вводу новых генерирующих мощностей

Согласно протоколу № 3 от 29.11.2021 заседания комиссии по конкурсному отбору инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, для включения этих объектов в схему и программу перспективного развития электроэнергетики Республики Северная Осетия-Алания (приведен в приложении 19), предполагается сооружение МГЭС «Барс» (собственник ООО «Гидро Энерджи – Осетия»).

Сооружение МГЭС «Барс» планируется в долине реки Фиагдон Республики Северная Осетия – Алания. Плановая дата ввода в эксплуатацию 31.12.2024. Предполагаемая установленная мощность МГЭС «Барс» 4,8 МВт, предполагаемый годовой объем выработки электрической энергии 15870 МВт·ч/год. Схема выдачи мощности МГЭС «Барс» будет определена позднее в ходе выполнения проектно-изыскательских работ.

Необходимо отметить, что представленная информация носит справочный характер и указанные мероприятия не входят в перечень объектов СиПР Республики Северная Осетия – Алания на 2023–2027 годы, так как отсутствует информация о разработанных СВМ станций и выданных ТУ на ТП.

4.5.2. Структура генерирующих мощностей

Согласно СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы в период 2022–2028 годов по ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания планируется модернизация Гизельдонской ГЭС с увеличением мощности генератора Г-1 на 1,2 МВт в 2024 году и Г-2, Г-3 на 1,2 МВт каждый в 2025 году, модернизация Дзауджикауской ГЭС с увеличением мощности Г-1 на 0,2 МВт в 2026 году и Г-1 на 0,7 МВт в 2027 году, а также модернизация Эзминской ГЭС с увеличением мощности генератора Г-1 на 5 МВт в 2022 году и Г-2, Г-3 на 5 МВт каждый в 2023 году.

Структура установленной мощности электростанций на ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания на 2022–2027 годы приведена в таблице 49 и на рисунке 13.

Таблица 49. Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания до 2027 года, МВт

Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания, в т. ч., МВт	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	453,1	464,3	465,5	466,7	466,9	467,6
ГЭС	447,1	458,3	459,5	460,7	460,9	461,6
ТЭС	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

ТЭС, 6 МВт, 1,3%

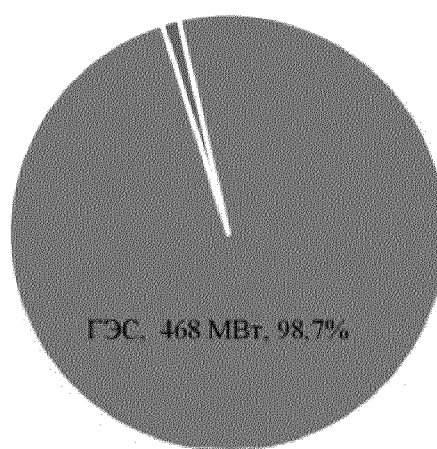


Рисунок 13. Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания на 2027 год

4.6. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов

4.6.1. Анализ отчетного потоко-распределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории Республики Северная Осетия – Алания

Электрические нагрузки на ПС 110 кВ и выше ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания приняты в соответствии с зимним и летним контрольными замерами 2021 года.

В соответствии с ГОСТ Р 58670–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» (далее – ГОСТ Р 58670–2019) расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих режимно-балансовых условий:

зимний режим максимальных нагрузок при температуре минус 13 °С;

зимний режим минимальных нагрузок при температуре минус 13 °С;

зимний режим максимальных нагрузок при температуре плюс 10 °С;

зимний режим минимальных нагрузок при температуре плюс 10 °С;

летний режим максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С;

летний режим максимальных нагрузок при температуре плюс 20 °С;

летний режим минимальных нагрузок при температуре плюс 20 °С;

летний режим максимальных нагрузок при температуре паводка – плюс 10 °С;

летний режим минимальных нагрузок при температуре паводка – плюс 10 °С.

Величины потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания определены в соответствии с ГОСТ Р 58670–2019.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630².

Результаты анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания приведены в разделе 3.3 настоящей работы.

4.6.2. Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания на 2021–2027 годы

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания для режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2021–2027 годы с использованием ПК RastrWin3.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения и участия в максимуме нагрузки учтен конкретный состав и характер потребителей (структура

² При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания на перспективу развития до 2027 года были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы, а также мероприятий инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», ПАО «РусГидро» и мероприятий по присоединению крупных потребителей, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям. Перечень вышеуказанных мероприятий приведен в таблице 63.

4.6.3. Анализ характерных ремонтных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории Республики Северная Осетия – Алания на 2021–2027 годы

В работе выполнены расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания для характерных ремонтных и послеаварийных режимов на 2021–2027 годы. Результаты расчетов представлены в приложении 6 в графическом виде и приложении 7 в табличном виде.

По результатам выполненных расчетов выявлено превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) при нормативных возмущениях в нормальной схеме в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 13 °С 2026–2027 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) выявлена в 2027 году в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 13 °С при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ Фиагдон и составила 114 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (341 А).

ДДТН ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) составляет 300 А при температуре минус 13 °С. АДТН ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) составляет 100 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (300 А) при температуре -13 °С.

С учётом перспективных балансовых ситуаций, рассмотренных в настоящей работе, максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15), выявленная в 2027 году в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 13 °С, превышает АДТН на 14 % (41 А).

Однако в рамках реализации ТУ № 476р на ТП энергопринимающих устройств ГРК «Мамисон» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 15.10.2015 с изменениями от 12.08.2016, от 30.07.2018 и от 24.12.2020, ДТТ № 500/2009 от 05.11.2009 на ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) планируется замена ТТ с номинальным током 300/5 А на ТТ номинальным током 500/5 А.

Замена ТТ на ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) снижает максимально выявленную загрузку ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) ниже АДТН/ДДТН до 75 % от $I_{\text{дтн}}$ (341 А).

Таким образом, по результатам выполненных расчетов не выявлено выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, в связи с чем разработка дополнительных мероприятий по их устранению не требуется.

4.6.4. Перспективные расчетные электрические нагрузки подстанций 110 кВ и выше

Существующая и перспективная загрузка центров питания 110 кВ и выше представлена в приложении 10, в таблицах 50, 51 представлена перспективная загрузка центров питания на 2027 год.

Таблица 50. Перспективная загрузка центров питания 110 кВ и выше на территории Республики Северная Осетия – Алания в зимний режимный день 2027 года

Питающий центр	Год ввода в эксплуатацию (последней реконструкции)	Трансформаторная мощность на 2027 год				Прогнозная зимняя максимальная нагрузка на 2027 год S, МВА
		Мощность трансформаторов, МВА	Т-1, МВА	Т-2, МВА	Т-3, МВА	
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Алагир	1979	22	12	10	–	5,79
ПС 110 кВ Ардон-110	1984	26	16	10	–	12,61
ПС 110 кВ АЗС	1967	13,8	7,5	6,3	–	4,21
ПС 110 кВ Беслан	2012	50	25	25	–	19,08
ПС 110 кВ Беслан-Северная	1990	32	16	16	–	13,47
ПС 110 кВ Владикавказ-1	1965	65	25	20	20	16,96
ПС 110 кВ Верхний Згид	1971	6,3	6,3	–	–	1,45
ПС 110 кВ Восточная	2001	10	10	–	–	5,28
ПС 110 кВ Городская	2012	32	16	16	–	6,00
ПС 110 кВ Дзуарикау	1991	12,6	6,3	6,3	–	2,81
ПС 110 кВ Дигора-110	1980	20	10	10	–	5,79
ПС 110 кВ Западная	1982	30	16	14	–	9,21
ПС 110 кВ Заманкул	1985	10	10	0	–	4,51
ПС 110 кВ Зарамаг	1979	30	14	16	–	0,68
ПС 110 кВ Змейская	1991	17,5	7,5	10	–	2,97
ПС 110 кВ Дауровой	2018	50	25	25	–	3,72
ПС 110 кВ Исток	1985	12,6	6,3	6,3	–	2,21
ПС 110 кВ Кармадон	1985	6,3	6,3	–	–	0,20
ПС 110 кВ Карца	1979	32	16	16	–	12,09

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Левобережная	1990	50	25	25	—	22,22
ПС 110 кВ Мизур	1978	16	16	—	—	3,61
ПС 110 кВ Мичурино-110	1965	6,3	6,3	—	—	0,21
ПС 110 кВ Моздок-110	1966	32	16	16	—	12,97
ПС 110 кВ Нар	1978	2,5	2,5	—	—	0,00
ПС 110 кВ Ногир-110	1973	32	16	16	—	9,88
ПС 110 кВ Нузал	1974	22	10	12	—	1,35
ПС 110 кВ Ольгинская	1980	16	16	—	—	13,18
ПС 110 кВ Павлодольская-110	1983	10	10	—	—	2,62
ПС 110 кВ Победит	1971	80	40	40	—	0,00
ПС 110 кВ Предмостная	1981	20	10	10	—	8,10
ПС 110 кВ РП-110	1973	72	40	32	—	4,59
ПС 110 кВ Северо-Западная	2011	50	25	25	—	16,03
ПС 110 кВ Северо-Восточная	1966	40	20	20	—	7,07
ПС 110 кВ Северный Портал	2018	20	10	10	—	1,19
ПС 110 кВ Терек	1974	20	10	10	—	2,34
ПС 110 кВ Терская	1983	32	16	16	—	2,07
ПС 110 кВ Унал	1981	6,3	6,3	—	—	0,59
ПС 110 кВ Фиагдон	1985	12,6	6,3	6,3	—	2,97
ПС 110 кВ ЦРП-1	1981	32	16	16	—	14,96
ПС 110 кВ Чикола-110	1978	20	10	10	—	4,59
ПС 110 кВ Электроцинк-1	2000	65	25	40	—	0,00
ПС 110 кВ Эльхотово	1986	16	16	—	—	5,12
ПС 110 кВ Юго-Западная	1984	50	25	25	—	22,49
ПС 110 кВ Янтарь	1975	65	40	25	—	9,29
Гизельдонская ГЭС	1934	30	10	10	10	0,96
Дзауджикауская ГЭС	1948	32	16	16	—	17,18

1	2	3	4	5	6	7
Эзминская ГЭС	1954	80	40	40	–	22,12
ПС 110 кВ Электроцинк-2	2008	80	40	40	–	5,95
ПС 110 кВ Беслан-Тяговая	1958	50	25	25	–	7,39
ПС 110 кВ Моздок-Тяговая	1976	60	20	40	–	3,89
ПС 110 кВ БОР	2001	20	10	10	–	10,63
ПС 330 кВ Моздок	1980	93	15	15	63	0,0
ПС 330 кВ Моздок	1984, 1990	250	125	125	–	90,97
ПС 500 кВ Алания	2019	501	501	–	–	253,47
ПС 330 кВ Владикавказ-2	2013, 2014	400	200	–	200	181,6
ПС 330 кВ Владикавказ-500	1984, 2005	400	–	200*	200	179,14
ПС 110 кВ Мамисон	2022	50	25	25	–	6,7

* – диспетчерское наименование автотрансформатора АТ-4.

Таблица 51. Перспективная загрузка центров питания 110 кВ и выше на территории Республики Северная Осетия – Алания в летний режимный день 2027 года

Питающий центр	Год ввода в эксплуатацию (последней реконструкции)	Трансформаторная мощность на 2027 год				Прогнозная летняя максимальная нагрузка на 2027 год S, МВА
		Мощность трансформаторов, МВА	Т-1, МВА	Т-2, МВА	Т-3, МВА	
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Алагир	1979	22	12	10	–	4,2
ПС 110 кВ Ардон-110	1984	26	16	10	–	10,0
ПС 110 кВ АЗС	1967	13,8	7,5	6,3	–	3,1
ПС 110 кВ Беслан	2012	50	25	25	–	13,4
ПС 110 кВ Беслан-Северная	1990	32	16	16	–	9,7
ПС 110 кВ Владикавказ-1	1965	65	25	20	20	11,6
ПС 110 кВ Верхний Згид	1971	6,3	6,3	–	–	1,0
ПС 110 кВ Восточная	2001	10	10	–	–	3,6
ПС 110 кВ Городская	2012	32	16	16	–	3,9
ПС 110 кВ Дзуарикау	1991	12,6	6,3	6,3	–	2,5
ПС 110 кВ Дигора-110	1980	20	10	10	–	4,9
ПС 110 кВ Западная	1982	30	16	14	–	8,0
ПС 110 кВ Заманкул	1985	10	10	–	–	3,0
ПС 110 кВ Зарамаг	1979	30	14	16	–	0,4
ПС 110 кВ Змейская	1991	17,5	7,5	10	–	2,2
ПС 110 кВ Дауровой	2018	50	25	25	–	2,0
ПС 110 кВ Исток	1985	12,6	6,3	6,3	–	2,0
ПС 110 кВ Кармадон	1985	6,3	6,3	–	–	0,1
ПС 110 кВ Карца	1979	32	16	16	–	10,7

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Левобережная	1990	50	25	25	–	16,5
ПС 110 кВ Мизур	1978	16	16	–	–	3,6
ПС 110 кВ Мичурино-110	1965	6,3	6,3	–	–	0,2
ПС 110 кВ Моздок-110	1966	32	16	16	–	13,0
ПС 110 кВ Нар	1978	2,5	2,5	–	–	0,0
ПС 110 кВ Ногир-110	1973	32	16	16	–	6,7
ПС 110 кВ Нузал	1974	22	10	12	–	1,3
ПС 110 кВ Ольгинская	1980	16	16	–	–	8,7
ПС 110 кВ Павлодольская-110	1983	10	10	–	–	2,6
ПС 110 кВ Победит	1971	80	40	40	–	0,0
ПС 110 кВ Предмостная	1981	20	10	10	–	6,8
ПС 110 кВ РП-110	1973	72	40	32	–	4,2
ПС 110 кВ Северо-Западная	2011	50	25	25	–	12,3
ПС 110 кВ Северо-Восточная	1966	40	20	20	–	7,1
ПС 110 кВ Северный Портал	2018	20	10	10	–	1,2
ПС 110 кВ Терек	1974	20	10	10	–	2,2
ПС 110 кВ Терская	1983	32	16	16	–	1,9
ПС 110 кВ Унал	1981	6,3	6,3	–	–	0,3
ПС 110 кВ Фиагдон	1985	12,6	6,3	6,3	–	1,7
ПС 110 кВ ЦРП-1	1981	32	16	16	–	10,1
ПС 110 кВ Чикола-110	1978	20	10	10	–	3,3
ПС 110 кВ Электроцинк-1	2000	65	25	40	–	0,0
ПС 110 кВ Эльхотово	1986	16	16	–	–	3,7
ПС 110 кВ Юго-Западная	1984	50	25	25	–	17,2
ПС 110 кВ Янтарь	1975	65	40	25	–	6,4
Гизельдонская ГЭС	1934	30	10	10	10	0,9
Дзауджикауская ГЭС	1948	32	16	16	–	17,2

1	2	3	4	5	6	7
Эзминская ГЭС	1954	80	40	40	–	22,1
ПС 110 кВ Электроцинк-2	2008	80	40	40	–	6,2
ПС 110 кВ Беслан-Тяговая	1958	50	25	25	–	5,6
ПС 110 кВ Моздок-Тяговая	1976	60	20	40	–	2,0
ПС 110 кВ БОР	2001	20	10	10	–	10,6
ПС 330 кВ Моздок	1980	93	15	15	63	0,0
ПС 330 кВ Моздок	1984, 1990	250	125	125	–	73,12
ПС 500 кВ Алания	2019	501	501	–	–	102,18
ПС 330 кВ Владикавказ-2	2013, 2014	400	200	–	200	137,29
ПС 330 кВ Владикавказ-500	1984, 2005	400	–	200*	200	132,11
ПС 110 кВ Мамисон	2022	50	25	25	–	4,9

* – диспетчерское наименование автотрансформатора АТ-4.

Расчеты загрузки центров питания 110 кВ и выше, представленные в таблице 52, выявили превышение токовой нагрузки силовых трансформаторов ПС 110 кВ Ардон-110 свыше длительно-допустимых значений.

Далее приведен детализированный анализ загрузки центров питания с трансформаторами с повышенной загрузкой.

Наименование центра питания	Класс напряжения	Год ввода в эксплуатацию	Установлен или мощность трансформат оров Суст.	Нагрузка ЦП по результатам контрольного замера	ЦП с повышенной нагрузкой трансформаторов по результатам контрольного замера														Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					T-1	T-2	20.12. 2017	21.06. 2017	19.12. 2018	20.06. 2018	18.12. 2019	19.06. 2019	16.12. 2020	17.06. 2020	15.12. 2021	16.06. 2021	Смакс, МВА	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет			Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	МВА	Кмакс ту, %	МВА	Кмакс ту, %																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
	кВ	MVA	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА	Смакс, МВА	Слето, МВА

ПС 110 кВ Ардон-110.

На ПС 110 кВ Ардон-110 установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью Т-1 (16 МВА) и Т-2 (10 МВА) (находятся в эксплуатации с 1984, срок эксплуатации составляет 36 лет). Максимальная токовая нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Ардон-110 в день зимних контрольных измерений за последние 5 лет зафиксирована 20.12.2017 в объеме 11,58 МВА (115,8 % от номинальной мощности в схеме п-1), что и принимается к анализу. При этом температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла +3,2 °С. В соответствии с требованиями к перегрузочной способности допускается длительная перегрузка трансформаторов до 112,8 % от номинальной мощности (с учетом интерполяции между 1,15 и 1,08 на температуру +3,2 °С). Согласно данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» (приведены в приложении 8 письмо № МР8/СОФ/01-00/392 от 18.04.2022) отсутствует возможность перевода нагрузки на соседние центры питания за время аварийно допустимой токовой загрузки Т-2 ПС 110 кВ Ардон-110. С учетом этого токовая нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Ардон-110 в послеаварийном режиме превышает ДДТН. Анализ загрузки ПС 110 кВ Ардон-110 с учётом заключённых договоров на ТП приведен в таблице 53.

Таблица 53. Анализ загрузки ПС 110 кВ Ардон-110 с учётом заключённых договоров на ТП

Класс напряжения															
Установленная мощность трансформаторов															
Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме п-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет															
Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме п-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к длительно допустимой нагрузке															
Суммарная мощность по ТУ на ТП															
Мощность по ТУ на ТП с учетом Креал															
Загрузка трансформаторов ЦП в режиме п-1 с учётом мощности ТУ на ТП															
Загрузка трансформаторов ЦП в режиме п-1 с учётом ДТТ по отношению к длительно допустимой токовой															
Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки															
Загрузка трансформаторов ЦП в режиме п-1 с учётом ДТТ и переводом нагрузки															
Объём и место куда переводится нагрузка															
Время перевода нагрузки, минут															
110/35/10	16/10	11,58	115,8	3,76	4,05	1,10	1,18	12,76	127,6	0	127,6	Нет возможности перевода нагрузки на соседние центры питания			-

На ПС 110 кВ Ардон-110 согласно заключённым договорам на техприсоединение планируется присоединение 66 потребителей максимальной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,601 МВт (2,8 МВА), что с учётом коэффициента реализации ($K_{\text{реал}}$) (отношение максимальной фактически набранной мощности к максимальной заявленной мощности энергопринимающих устройств потребителей при технологическом присоединении, в зависимости от категории потребителей электрической энергии, полученное на основании статистической информации и учитываемое при определении перспективной нагрузки центров питания) равного 0,2 (потребители с заявленной мощностью до 670 кВт) составляет 0,56 МВА. Также планируется присоединение потребителя форелевое хозяйство ООО «Остров Аквакультура» с заявленной мощностью 1,160 МВт на этапе 2022 года, с учётом коэффициента реализации ($K_{\text{реал}}$), принимаемого равным 0,5, составит 0,580 МВт (0,62 МВА). Информация об объемах технологического присоединения приведена в таблице 54 и в приложении 11.

Таблица 54. Реестр ТУ ниже 670 кВт, учтенных на ПС 110 кВ Ардон-110

Наименование объекта	Местонахождение присоединяемых энергопринимающих устройств	Характеристики электроприемников (вид деятельности: промышленность и сфера услуг – указать профиль; строительство, жилье и т. д.)	Предполагаемая точка присоединения (центр питания)	Класс напряжения в точке присоединения заявителя к энергосистеме, кВ	Общая заявленная мощность, кВт
1	2	3	4	5	6
ООО «АГРО-ИР»	кормоцех фермы	4 км а/д Алагир-Ардон, пос. Рамонова	Ардон 110/35/10	10 кВ	230
ООО «Стройтехмонтаж-04»	песчано-гравийный карьер	Алагирский район, 2,5 км к северо-Востоку от г. Алагир	Ардон 110/35/10	10 кВ	500
ООО «Бекан» ген. дир. Тохтиева З.Г.	ресторан	г. Ардон, 300 м в восточном направлении от 15 км трассы Ардон-Карджин	Ардон 35/10	35 кВ	92
АМС Ардонского района	здание школы	с. Кирово, ул. Ленина, 40	Мичурино 35/10	10 кВ	294.2
Теблов Юрий Г.	нежилое помещение (цеха по ролливу питьевой воды)	с. Мичурино, ул. Комсомольская, д. 41 «а»	Мичурино 35/10	10 кВ	137

1	2	3	4	5	6
Дзеранов Марат Измаилович	магазин	Ардонский р-н, восточная окраина г. Ардон к/н 15:06:0304105:17	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	15
Кожиева Фатима Артуровна	магазин	г. Ардон, р-н объездной дороги к/н 15:06:0304105:11	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	15
Самаева Фатима Анатолевна	магазин	г. Ардон, р-н объездной дороги к/н 15:06:0304105:10	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	15
ГКУ Управление капитального строительства РСО-Алания врио нач Кесаев Лазо Вячеславович	строитель- ство дома культуры	п. Рамоново, ул. Кавказская, 8Б	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	27
Маргиев Николай Батырбекович	нежилое помещение	с. Мичурино, к/н 15:06:0000000:635	Мичурино 35/10	0,4 кВ	10
Газзаев Мурат Георгиевич	нежилое помещение	с. Мичурино, р-н прудов к-за им. Мучурина, к/н 15:06:0020102:17	Мичурино 35/10	0,4 кВ	15
Хутинаев Тамерлан Заурбекович	нежилое помещение	с. Кадгарон, ул. Бр. Каллаговых, 17В	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	15
Болотаев Олег Казбекович	жилой дом	с. Нарт, ул. Дулаева, 7	Мичурино 35/10	0,4 кВ	7
ФГКУ «Урдор «Кавказ» Лечхаджиев	светофор- ный объект	Автомобильная дорога А-164 «Транскам» Карджин -Алагир – Нижний Зарамаг – граница с Республикой Южная Осетия км 7+570, к/н 15:06:0000031:1	Кадгарон 35/10	10 кВ	15
ООО «Алания- Гранит» ген.дир Плиев Владимир Романович	нежилое здание	г. Ардон, вдоль а/д Ардон-Дигора 800м в районе Ардонской нефтебазы	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	15
Соколова Елизавета Казбековна	жилой дом	с. Нарт, ул. С. Дулаева, 5	Мичурино 35/10	0,4 кВ	15
Плиева Фатима Викторовна	ЛПХ	Алагирский р-н, п. Рамонова, ул. Кавказская, 19	Ардон 110/35/10	0,23 кВ	7

1	2	3	4	5	6
ГКУ РФ Комитет дорожного хозяйства РСО- Алания Солиев Таризель Тазаретович	светофор- ный объект	с. Бирагзанг, а/д Кадгарон- Бирагзанг, км 3,8	Кадгарон 35/10	0,23 кВ	5
Хабалова Зарина Омаровна	жилой дом	Ардонский район, с. Кадгарон, ул. Бр. Каллаговых, 60 А (КН: 15:06:0100143:38)	Кадгарон 35/10	0,23 кВ	10
Лазаров Виталий Батразович	земли сельхоз назначения	Ардонский р-н, п. Рамонова	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	15
Калакашвили Заза Георгиевич	жилой дом	Ардонский район, с. Фиагдон, ул. Бр. Гарисовых, 50	Мичурино 35/10	0,23 кВ	7
ИП Аликов Алан Казбекович	придорож- ный сервис	Ардонский район, г. Ардон, 900 м. юго- восточнее окраины г. Ардон (КН:15:06:0020201)	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	100
Тогузов Вадим Эльбрусович	нежилое помещение	Ардонский район, 1300 м. юго-восточнее г. Ардон (КН:15:06:0020201:131)	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	15
Пилиев Зураб Аршакович	жилой дом	Ардонский район, Нартская Администрация сельских поселений, с. Нарт, ул. Сталина, 2	Мичурино 35/10	0,4 кВ	9
Лолаева Ирина Аркадьевна	жилой дом	Ардонский р-н, с. Мичурина, ул. Степная, б/н	Мичурино 35/10	0,4 кВ	10
Попов Сергей Юрьевич	жилой дом	Ардонский р-н, с. Кадгарон, ул. Айдарова, 79	Кадгарон 35/10	0,23 кВ	7
Хутиева Светлага Георгиевна	нежилое помещение	Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	120
Борадзова Елизавета Амурхановна	нежилое помещение	363307, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Кадгарон с, 3.Айдарова ул.	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	120
ГКУ «Управление капитального строительства РСО-Алания»	ВРУ-0,4кВ электрообо- рудования и освещения	Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, с. Кирово	Мичурино 35/10	0,4 кВ	15

1	2	3	4	5	6
Габоева Марина Михайловна	жилой дом	363306, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Фиагдон с, Кооперативная ул.	Мичурино 35/10	0,23 кВ	7
ГКУ «Управление капитального строительства РСО-Алания»	ВРУ-0,4кВ электрооборудование и электроосвещение спортивного зала	363301, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Мичурино с, Стадионная ул.	Мичурино 35/10	0,4 кВ	15
Бокоев Марат Дмитриевич	жилой дом	363307, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Кадгарон с, Галабаева ул., дом № 59, корпус «а»	Кадгарон 35/10	0,23 кВ	10
Макиев Руслан Владимирович	жилой дом	363306, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Фиагдон с, Братьев Гарисовых ул., дом № 45	Мичурино 35/10	0,4 кВ	10
Губаев Валерий Гаврилович	жилой дом	363307, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Кадгарон с, Гагкаева ул., дом № 63	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	10
ГКУ «Управление капитального строительства РСО-Алания»	строительство дома культуры	363306, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Фиагдон с, Бритаева ул., дом № 27 В	Мичурино 35/10	0,4 кВ	27
Дзусова Ирина Юрьевна	жилой дом	363310, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Рассвет с, Хетагурова ул., дом № 2, корпус «б»	Мичурино 35/10	0,4 кВ	14
СПК «АРДОН»	ферма	363330, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Западнее г. Ардон	Ардон 110/35/10	0,23 кВ	10
Тедеев Ибрагим Заурович	ИЖС (индивидуальное жилищное строительство)	363211, Северная Осетия – Алания Респ, Алагирский р-н, Рамоново с, Кавказская ул., участок № 18б	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	15
Цекоев Хетаг Иванович	магазин	363301, Северная Осетия – Алания Респ,	Мичурино 35/10	0,4 кВ	14

1	2	3	4	5	6
		Ардонский р-н, Мичурино с, Ленина ул., дом № 1, корпус «а»			
Алдаков Владимир Маирбекович	магазин	Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Ардон г.	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	15
Лаппинагова Лариса Таймуразовна	жилой дом	363302, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Нарт с, Сталина ул., дом № б/н	Мичурино 35/10	0,23 кВ	7
Агузарова Зарина Александровна	жилой дом	363305, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Кирово с, Плиева ул., дом № 28	Мичурино 35/10	0,4 кВ	14
Кудухова Залина Владимировна	зернохрани- лище	Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Ардон г., 5 км а/д Ардон-Алагир с левой стороны	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	15
Бокоева Алла Солтановна	жилой дом	363307, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Кадгарон с, Тедтоева ул., дом № 18	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	10
Григорян Гердзик Павлович	жилой дом	363307, РСО-Алания, Ардонский р-н, с. Красногор, Гутнова ул., дом № 64	Кадгарон 35/10	0,23 кВ	10
ИП Каболов Хетаг Александрович	рыбное хозяйство	Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, 3,5 км восточнее г. Ардона	Мичурино 35/10	0,4 кВ	140
Адырхаев Чермен Умарович	нежилое помещение	363331, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Ардон г, Владикавказская ул., дом № 2	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	150
Бугулов Ахсарбек Германович	нежилое здание (помещение)	362000, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Ардон г, Красногорская ул., дом № 2, корпус 1	Мичурино 35/10	0,4 кВ	15
Лазарова Элеонора Борисовна	ЛПХ	363307, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Кадгарон с, Гутнова ул.	Кадгарон 35/10	0,4 кВ	10
Хурумова Алла Викторовна	ЛПХ	363301, Северная Осетия – Алания Респ,	Мичурино 35/10	0,4 кВ	14

1	2	3	4	5	6
		Ардонский р-н, Мичурино с, Плиева ул., дом № 6/н			
Сабанов Александр Андреевич	жилой дом	363301, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Мичурино с, Степная ул., дом № 4	Мичурино 35/10	0,23 кВ	7
Кортяева Альбина Ахсарбековна	ЛПХ	363211, Северная Осетия – Алания Респ, Алагирский р-н, Рамоново с, Суанова ул., дом № 17а	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	15
Хозиева Маргарита Михайловна	ЛПХ	363306, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Фиагдон с, Кцоева ул., дом № 25	Мичурино 35/10	0,23 кВ	10
Тедеев Марат Славинович	ИЖС	363211, Северная Осетия – Алания Респ, Алагирский р-н, Рамоново с, Суанова ул., дом № 25	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	8
Садикоева Светлана Астемировна	магазин	363307, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Кадгарон с, Братьев Абациевых ул., дом № 7	Кадгарон 35/10	0,23 кВ	10
Еремеева Евгения Петровна	объект торговли (магазин, торговый центр)	363301, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Мичурино с, Ленина ул., дом № 60	Мичурино 35/10	0,23 кВ	10
Бокоев Тамерлан Константинови ч	жилой дом	363307, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Кадгарон с, Галабаева ул., дом № 96	Кадгарон 35/10	0,23 кВ	7
Дженикаев Арсен Созиевич	жилой дом	363301, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Мичурино с, Плиева ул.	Мичурино 35/10	0,4 кВ	14
Сикоева Роза Сергеевна	жилой дом (ЛПХ)	363301, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Мичурино с, Плиева ул., дом № 72	Мичурино 35/10	0,4 кВ	14

1	2	3	4	5	6
Челохсаева Любовь Яниевна	пекарня	363302, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Нарт с, Ленина ул., дом № 38, корпус «ж»	Мичурино 35/10	0,4 кВ	60
Туаев Шота Сергеевич	жилой дом	363301, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Мичурино с, Молодежная ул., дом № 30	Мичурино 35/10	0,23 кВ	10
Османов Клим Назирович	жилой дом	363302, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Нарт с, Ленина ул., дом № 118	Мичурино 35/10	0,22 кВ	7
Кочиев Роин Герасимович	нежилая хоз застройка	363302, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Нарт с, Т.Касабиева ул., дом № 23	Мичурино 35/10	0,4 кВ	15
Бакаев Георгий Карумович	жилой дом	363306, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Фиагдон с, Кцоева ул.	Мичурино 35/10	0,22 кВ	7
Бараков Арсен Александрович	жилой дом	363246, Северная Осетия – Алания Респ, Алагирский р-н, Красный Ход с, Алагирская ул., дом № 37	Ардон 110/35/10	0,4 кВ	8
Мурадянц Залина Михайловна	жилой дом	363306, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Фиагдон с, Кооперативная ул., дом № 1	Мичурино 35/10	0,4 кВ	10

При этом, прирост нагрузки на ПС 110 кВ Ардон-110 достигнет 1,18 МВА, то есть нагрузка ЦП составит в зимний режимный день 12,76 МВА (127,6 % от номинальной мощности Т-2 10 МВА в схеме п-1). Согласно данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» (приведены в приложении 8) отсутствует возможность перевода нагрузки на соседние центры питания за время аварийно допустимой токовой загрузки Т-2 ПС 110 кВ Ардон-110.

Согласно проведённому анализу загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Ардон-110 существует необходимость замены трансформатора Т-2 с увеличением трансформаторной мощности с 10 МВА до 16 МВА по причине перегрузки Т-2 в режиме п-1 с

учетом существующей нагрузки на этапе 2022 года. В связи с отсутствием источников финансирования выполнение данных мероприятий запланировано на 2027 год. Окончательное решение о сроках выполнения данного мероприятия будет принято при очередной корректировке ИП ПАО «Россети Северный Кавказ».

4.6.5. Анализ баланса реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания на 2022–2027 годы

Анализ баланса реактивной мощности выполнен на основе расчетов электрических режимов энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в режимах зимнего и летнего максимумов и минимума нагрузок 2022–2027 годов.

Основными источниками реактивной мощности в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания являются:

- Зарамагская ГЭС-1;
- Дзауджикауская ГЭС;
- Гизельдонская ГЭС;
- Эзминская ГЭС;
- Головная Зарамагская ГЭС.

В таблице 55 приведены параметры источников реактивной мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания.

Таблица 55. Параметры источников реактивной мощности и места их установки в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания

Наименование источника / место установки	Диспетчерское наименование агрегата	Q_{min} , Мвар	Q_{max} , Мвар
Дзауджикауская ГЭС	Г1-Г3	0,8	1,46
Гизельдонская ГЭС	Г1-Г3	1	2,98
Эзминская ГЭС	Г1-Г3	4	5
Головная Зарамагская ГЭС	Г-1	-16	22
Зарамагская ГЭС-1	Г1-Г2	-82	82

В таблице 56 представлен список контрольных пунктов по напряжению операционной зоны Северокавказского РДУ в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания.

Таблица 56. Перечень контрольных пунктов по напряжению операционной зоны Северокавказского РДУ в энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания

Энергообъект	Контрольный пункт (класс напряжения СШ), кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
Эзминская ГЭС	шины 110 кВ	126	92	87
ПС 330 кВ Владикавказ-2	шины 110 кВ	126	96	92
ПС 330 кВ Владикавказ-500	шины 110 кВ	126	94	89
ПС 330 кВ Моздок	шины 110 кВ	126	95	90

При понижении напряжения в контрольных пунктах ниже допустимых уровней необходимо принять следующие меры для восстановления напряжения до заданного диапазона:

дополнительно загрузить по реактивной мощности генераторы в случае недоиспользования их активной мощности, не допуская перегруза по току ротора и статора;

включить БСК;

отключить ШР;

переключить регулировочные ответвления на автотрансформаторах в сторону повышения напряжения;

включить находящиеся в резерве ВЛ (под напряжение или нагрузку).

При повышении напряжения в контрольных пунктах выше допустимых уровней применяются следующие меры для восстановления напряжения до заданного диапазона:

разгрузка генераторов по реактивной мощности (без перевода их в режим потребления реактивной мощности);

отключение БСК;

включение шунтирующих реакторов;

переключение регулировочных ответвлений автотрансформаторов в сторону снижения напряжения.

В таблице 57 представлены максимально допустимые значения напряжений и их продолжительность для различного вида электрооборудования.

Таблица 57. Максимально допустимые значения напряжения и их продолжительность для различного вида электрооборудования

Класс напряжения, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения при длительности, кВ						
			8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с
500	525	Силовые трансформаторы	538	551	564	575	603	630	650
		Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	538	551	564	603	–	630	708
		Аппараты, ёмкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	538	551	564	603	–	630	840
330	363	Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	–	–	–	399	–	–	–
		Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	–	–	–	417	–	–	–
		Аппараты, ёмкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	–	–	–	417	–	–	–
110	126	Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	–	–	–	139	–	–	–
		Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	–	–	–	145	–	–	–
		Аппараты, ёмкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	–	–	–	145	–	–	–

Расчетная модель включает энергосистему Республики Северная Осетия – Алания и смежные энергосистемы, представленные электрическими

сетями 110 кВ и выше. Генераторы электростанций представлены источниками неизменного напряжения на шинах генераторного напряжения с заданными активными мощностями и ограничениями по реактивной мощности в соответствии с их PQ-характеристикой. Нагрузка потребителей на подстанциях смоделирована постоянным отбором активной и реактивной мощности. В расчетных моделях учтен ШП 180 Мвар (в габаритах 500 кВ – фактическая мощность на 330 кВ составляет 71 Мвар) на КВЛ 330 кВ Алания – Артем, ШП 180 Мвар (в габаритах 500 кВ – фактическая мощность на 330 кВ составляет 71 Мвар) на ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2 и УШП 180 Мвар 500 кВ на ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания. Учтен ввод в 2023 году СТК 2×50 Мвар на ПС 330 кВ Владикавказ-2 с диапазоном на выдачу реактивной мощности 0–50 Мвар каждый. Также учтён ввод Зарамагской ГЭС-1 в 2019 году.

Расчеты баланса реактивной мощности выполнены с помощью ПК RastrWin3.

Результаты расчёта баланса реактивной мощности в табличном виде для зимних и летних максимумов и минимумов нагрузки на этапы 2022–2027 годов приведены в таблице 58.

Режимы работы электрической сети энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в периоды зимних максимальных нагрузок на этапе 2022–2027 годов характеризуются незначительным дефицитом реактивной мощности.

Режимы работы электрической сети энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в периоды зимних минимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок на этапе 2022–2027 годов характеризуются дефицитом реактивной мощности.

Необходимо отметить, что уровни напряжения на шинах ПС 110 кВ и выше в исследуемом энергорайоне, а также на шинах контрольных пунктов по напряжению во всех рассмотренных, в том числе и в наиболее тяжёлых послеаварийных режимах, находятся в диапазоне допустимых значений.

Таким образом, разработка рекомендаций и мероприятий по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше не требуется.

Таблица 58. Результаты расчёта баланса реактивной мощности в электрической сети энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания на этапах 2022–2027 годов (зима соответствует температуре минус 13 °С, лето – температуре плюс 20 °С), Мвар

Параметр	2022				2023				2024				2025				2026				2027			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	103	92	101	102	103	92	102	103	105	96	104	107	107	97	105	109	109	99	107	110	110	100	109	111
Нагрузочные потери	80	58	75	39	89	69	69	34	95	43	70	21	99	44	71	20	102	46	72	20	105	47	73	20
в т. ч. потери в ЛЭП	29	29	28	33	35	38	24	28	38	16	24	14	40	17	24	14	42	18	25	14	44	19	25	13
потери в АТ	52	29	47	6	54	31	45	6	58	27	46	6	59	28	47	6	60	28	47	6	62	29	48	7
Потребление ШПР+УШПР	186	228	182	349	166	219	183	348	160	265	184	348	149	261	177	348	142	259	172	348	135	253	168	348
Потери в шунтах	8	7	8	8	7	7	8	8	7	7	7	8	7	7	7	8	7	7	7	8	7	7	7	8
Суммарное потребление	377	386	366	497	365	388	362	493	368	412	365	484	362	409	360	485	361	411	359	486	357	408	357	487
Реактивная мощность электростанций	27	45	13	15	30	46	0	15	33	36	4	15	36	37	7	15	36	37	8	15	38	39	9	15
Генерация реактивной мощности СТК, СК	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарядная мощность ЛЭП	311	299	310	314	311	302	311	315	310	306	311	315	309	306	310	315	308	306	310	315	308	305	310	315
Суммарная генерация реактивной мощности	338	344	323	329	341	347	311	330	343	342	315	330	345	343	317	330	344	343	318	330	346	344	319	330
Внешний переток	-39	-42	-43	-168	-25	-40	-50	-164	-25	-69	-51	-154	-18	-67	-43	-155	-17	-68	-41	-156	-11	-64	-38	-157

4.6.6. Электроснабжение ВГРК «Мамисон»

В соответствии с утвержденными ТУ № 476р на ТП энергопринимающих устройств ГРК «Мамисон» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 15.10.2015 с изменениями от 12.08.2016, от 30.07.2018 и от 24.12.2020, ДТП № 500/2009 от 05.11 2009 (приведено в приложении 9) предусмотрено:

строительство ПС 110 кВ Мамисон с установкой двух трансформаторов мощностью по 25 МВА каждый;

строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Зарамаг-Мамисон протяженностью 2×17 км проводом марки АС-150.

Планируемый год окончания строительства - 2022 год, с последующим ростом мощности до 20,64 МВт:

1 этап – 1,00 МВт (I квартал 2022);

2 этап – 3,48 МВт (II квартал 2023);

3 этап – 6,45 МВт (IV квартал 2025);

4 этап – 6,41 МВт (IV квартал 2028);

5 этап – 3,3 МВт (IV квартал 2030).

В утвержденных ТУ также предусмотрена замена на ПС 110 кВ Нузал ТТ номинальным током 300/5 А на ТТ номинальным током 500/5 А на ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15), ТТ номинальным током 320/5 А на ТТ номинальным током 400/5 А на ВЛ 110 кВ Головная Зарамагская ГЭС – Нузал (Л-127) и ТТ номинальным током 320/5 А на ТТ номинальным током 500/5 А на ВЛ 110 кВ Нузал – Фиагдон (Л-11) на 3 этапе набора нагрузки (с максимальной мощностью 10,93 МВт) в 2025 году.

4.6.7. Предложения филиала ПАО «Россети» – «Севкавказэнерго» по реконструкции и перспективному развитию электрических сетей на территории Республики Северная Осетия – Алания на период 2022–2027 годов

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» в письме № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/384 от 15.04.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022 (приведены в приложении 19) предлагает к выполнению на территории Республики Северная Осетия – Алания следующие мероприятия по реконструкции и перспективному развитию электрических сетей в период 2022–2027 годов:

1) Восстановительная реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой Т - 1 (10 МВА) без увеличения трансформаторной мощности и схемой ОРУ 110-5Н.

В соответствии с п. 12 Предписания Ростехнадзора № РП-413-1848 от 09.07.2021 выявлено нарушение: «Не восстановлена после аварии ПС 110 кВ Восточная, после аварии разрушены строительные конструкции, отсутствует силовой трансформатор 110 кВ, коммутационные аппараты, релейная защита, аккумуляторные стеллажи, и т.п.», срок исполнения

устранения нарушения 30.09.2023 (приведено в приложении 19). Согласно Акту технического состояния энергообъекта ПС 110 кВ Восточная от 21.12.2021 до аварии в мае 2019 года на ПС 110 кВ Восточная было смонтировано оборудование в рамках исполнения ТУ № 290р от 10.10.2012 (объект – Военный городок № 79 «Весна», заявитель – филиал ФКП «Управление заказчика КС Минобороны РФ», ТУ № 290р от 10.10.2012 приведены в приложении 9, истек срок действия ТУ – инициирована процедура продления), предусматривающих установку трансформатора Т - 2 и модернизацию ОРУ 110 кВ по схеме 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычки со стороны линий» (установка 3 выключателей 110 кВ). На момент аварии строительство находилось в стадии незавершенного. В соответствии с Актом технического состояния энергообъекта ПС 110 кВ Восточная от 21.12.2021: «Требуется разработка проекта реконструкции ПС предусматривающего установку трансформатора №1 со схемой 110-5Н, проведение реконструкции согласно проектному решению» (приведено в приложении 19). Мероприятие по изменению схемы ОРУ-110 кВ актуально в случае продления ТУ.

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2023 год;

2) Реконструкция ПС 110 кВ Ардон-110 с заменой трансформатора Т - 1 (16 МВА) без увеличения номинальной мощности, выключателей трансформаторов 110 кВ (2 шт).

На ПС 110 кВ Ардон-110 установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью Т-1 – 16 МВА и Т-2 – 10 МВА (находятся в эксплуатации с 1984, срок эксплуатации составляет 36 лет).

На основании информации Акта оценки технического состояния от 24.12.2021 (приведен в приложении 19) в связи с превышением нормативного срока службы трансформаторов Т-1, Т-2 происходит разрушение изоляции обмоток, что может привести к межвитковому короткому замыканию и выходу трансформатора из строя. На основании информации Акта определена необходимость замены трансформаторов Т-1, Т-2, замена выключателей МВ 110 кВ Т-1 и МВ 110 кВ Т-2 на элегазовые, замена комплектов РЗ и А Т-1 и Т-2. Обоснование необходимости замены Т-2 ПС 110 кВ Ардон-110 с увеличением трансформаторной мощности с 10 МВА до 16 МВА приведено в разделе 4.6.4.

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

3) Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Фиагдон – Северный Портал (Л-124) без изменения пропускной способности ВЛ с выносом из оползневой зоны.

В соответствии с Актом технологического состояния КВЛ 110 кВ Фиагдон – Северный Портал (Л-124) от 29.12.2021 (приведен в приложении 19) трасса КВЛ 110 кВ Фиагдон – Северный Портал (Л-124) проходит в лавиноопасном и оползневом участке, индекс технического состояния (ИТС) опор 122, 123, 124 составляет 26 %. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения

реконструкции участка КВЛ 110 кВ Фиагдон – Северный Портал (Л-124) с выносом из оползневой зоны. Общая протяженность ВЛ 35,4 км, длина участка оп. 122-124 выносимого из оползневой зоны – 1,5 км, ориентировочная длина вновь сооружаемого участка будет определена в ходе выполнения проектно-изыскательских работ.

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

4) Реконструкция ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 49,0875, общая протяженность ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) – 3,43 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15).

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

5) Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Фиагдон – Кармадон (Л-17) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110 кВ Фиагдон – Кармадон (Л-17) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 36,625, протяженность участка, подлежащего реконструкции, – 10,8 км, общая протяжённость ВЛ – 17,802 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции участка ВЛ 110 кВ Фиагдон – Кармадон (Л-17) оп. 1-55 и установки дополнительной опоры в пролете оп. 63-64.

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

6) Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Унал – Мизур (Л-18) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110 кВ Унал – Мизур (Л-18) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 47,31667, протяженность участка, подлежащего реконструкции, – 8,44 км, общая протяженность ВЛ – 8,99 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции и выноса из жилой зоны участка оп. № 37-41 ВЛ 110 кВ Унал – Мизур (Л-18).

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

7) Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Нузал – Фиагдон (Л-11) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы участка ВЛ 110 кВ Нузал – Фиагдон (Л-11) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 47,31667, протяженность

участка, подлежащего реконструкции, – 7,7 км, общая протяженность ВЛ – 28,988 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции участка ВЛ 110 кВ Нузал – Фиагдон (Л-11) в пролетах оп. 94-102, 122-149.

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

8) Реконструкция участка ВЛ 110 кВ РП-110 – Эзминская ГЭС с отпайками (Л-8) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110 кВ РП-110 – Эзминская ГЭС с отпайками (Л-8) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 51,4575, протяженность участка, подлежащего реконструкции, – 27,36 км, общая протяженность – 28,504 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции участка ВЛ 110 кВ РП-110 – Эзминская ГЭС с отпайками (Л-8) в пролетах оп. 1-25.29.32.34-39.41-150, 2/1-2/6, замены отпаечных опор № 1/1, 1/2, 1/9, выноса участка ВЛ оп. 43-47с кладбища.

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

9) Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Северо-Западная – Городская (Л-3) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110 кВ Северо-Западная – Городская (Л-3) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 65,425, протяженность участка, подлежащего реконструкции, – 2 км, общая протяженность ВЛ – 2,3 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции участка ВЛ 110 кВ Северо-Западная – Городская (Л-3) в пролете оп. 1-14.

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

10) Реконструкция ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Северо-Западная (Л-2) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Северо-Западная (Л-2) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 55,525, общая протяжённость ВЛ – 1,64 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Северо-Западная (Л-2).

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

11) Реконструкция ВЛ 110кВ Владикавказ-1 – Владикавказ-2 (Л-21) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 11.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Владикавказ-2 (Л-21) обладают высокой степенью износа,

индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 55,975, общая протяжённость ВЛ – 4,7 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции ВЛ 110кВ Владикавказ-1 – Владикавказ-2 (Л-21).

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

12) Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Моздок – Терская (Л-137) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110 кВ Моздок – Терская (Л-137) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет - 66,025, протяженность участка, подлежащего реконструкции, – 1,1 км, общая протяжённость ВЛ – 7,341 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции участка ВЛ 110 кВ Моздок – Терская (Л-137).

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

13) Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Моздок – Моздок-110 (Л-135) без изменения пропускной способности ВЛ.

В соответствии с Актом технологического состояния от 04.02.2022 (приведен в приложении 19) конструктивные элементы ВЛ 110кВ Моздок – Моздок-110 (Л-135) обладают высокой степенью износа, индекс технического состояния (ИТС) ЛЭП составляет – 65,725, протяженность участка, подлежащего реконструкции, – 1,88 км, общая протяжённость ВЛ – 3,198 км. В мероприятиях Акта указана необходимость и целесообразность разработки проекта и проведения реконструкции участка ВЛ 110 кВ Моздок – Моздок-110 (Л-135).

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год;

14) Строительство КВЛ 6 кВ от РП «Станция второго подъема» до ТП-295 в целях обеспечения надежности электроснабжения объектов водоснабжения г. Владикавказ (Редантского и Балтинского водозаборов).

Согласно Акту № 10 от 01.02.2021 расследования технологического нарушения (приведен в приложении 19), из-за технологического нарушения на ПС 35 кВ Редант были обесточены потребители Редантского и Балтинского водозаборов (фидера 6 кВ № 1, 2, 3, 6), а резервные фидера 6 кВ № 3,4 от ПС 35 кВ Южная не смогли в полной мере обеспечить потребности в наборе мощности и поддержании давления в трубопроводах системы водоснабжения. В соответствии с протоколом совещания технического совета по рассмотрению вопроса о качестве напряжения и надежности электроснабжения Редантского водозабора под руководством первого заместителя директора – главного инженера филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Севкавказэнерго» Г.В. Танделова от 14.01.2022 (приведен в приложении 19), в целях повышения надежности электроснабжения объектов водоснабжения г. Владикавказ (Редантского и Балтинского водозаборов) необходимо строительство КВЛ 6 кВ от РП «Станция второго подъема» до

ТП-295 (протяжённостью 650 м), в резервной ячейке РП «Станция второго подъема» с подвесом самоизолированного провода сечением 70 мм².

Ориентировочные сроки реализации указанных мероприятий 2022–2023 годы;

15) Реконструкция ПС 110 кВ Владикавказ-1 с заменой выключателей 110 кВ.

В соответствии с предоставленными данными, указанными в письме филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ № Р51-61-П-19-274 от 07.02.2022 (приведено в приложении 19), по результатам расчетов токов короткого замыкания на 1 и 2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Владикавказ-1 величина токов однофазного 20,66 кА и трехфазного короткого замыкания 20,34 кА превышают отключающую способность выключателей 18,4 кА (МКП-110М-600-18,4). Согласно данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», приведенным в письме № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022 (приведено в приложении 19), при возникновении токов короткого замыкания в сети 110 кВ возможно предусмотреть автоматическое выключение секционных выключателей на ПС 110 кВ Северо-Западная, ПС 110 кВ Янтарь, ПС 110 кВ РП-110, но так как между ПС 110 кВ Янтарь и ПС 110 кВ Владикавказ-1 проходят две ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Янтарь 1 и 2 цепь (№ 126 и № 118) мероприятий по делению сети не достаточно для исключения превышения отключающей способности выключателей. В связи с этим требуется реконструкция ПС 110 кВ Владикавказ-1 с заменой следующих выключателей 110 кВ из-за несоответствия их отключающей способности:

МВ 110 кВ Т-1;

МВ 110 кВ Т-2;

МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Северо-Западная (Л-2);

МВ ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Электроцинк-1 (Л-9);

МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Электроцинк-1 (Л-10);

МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Карца (Л-77);

МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Янтарь (Л-118);

МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Янтарь (Л-126).

Ориентировочный год окончания реконструкции – 2027 год.

4.6.8. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 330 кВ и выше относительно актуальной схемы и программы перспективного развития ЕЭС России

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы, отсутствуют.

4.6.9. Анализ функционирования и формирование предложений по развитию электрических сетей энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

По результатам расчетов электрических режимов «узких» мест не выявлено, в связи с чем дополнительные предложения по развитию электрических сетей отсутствуют.

4.6.9.1. Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по итогам расчетов и анализа перспективных электрических режимов

По результатам расчетов электрических режимов «узких» мест не выявлено, в связи с чем мероприятия по строительству и реконструкции электросетевых объектов не требуются.

4.6.9.2. Рекомендации в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше

На основании расчетов электрических режимов и анализа балансов реактивной мощности необходимость дополнительных мероприятий по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности не выявлена.

4.6.10. Рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории Республики Северная Осетия – Алания

В СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы предусмотрена модернизация генераторов Гизельдонской ГЭС –с увеличением мощности генератора Г1 на 1,2 МВт в 2024 году и Г2, Г3 на 1,2 МВт каждый в 2025 году, модернизация Дзауджикауской ГЭС с увеличением мощности Г-1 на 0,2 МВт в 2026 году и Г-1 на 0,7 МВт в 2027 году, а также модернизация генераторов Эзминской ГЭС с увеличением мощности генератора Г1 на 5 МВт в 2022 году и Г2, Г3 на 5 МВт в 2023 году. После модернизации Гизельдонской ГЭС установленная мощность станции увеличивается с 22,8 МВт до 26,4 МВт. После модернизации Эзминской ГЭС установленная мощность станции увеличивается с 45 МВт до 60 МВт. Результаты расчётов электроэнергетических режимов не выявили целесообразности выполнения мероприятий по изменению существующей схемы выдачи мощности Гизельдонской ГЭС, Дзауджикауской ГЭС и Эзминской ГЭС.

Дополнительные рекомендации по схемам выдачи мощности реконструируемых электростанций отсутствуют.

4.6.11. Рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории Республики Северная Осетия – Алания

Рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, планируемых к сооружению, отсутствуют.

4.6.12. Сводные данные по развитию электрической сети энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания на период 2022–2027 годов

В таблице 59 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше в 2022–2027 годах с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов, приведенного в таблице 60. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вновь вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов).

Таблица 59. Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания на период 2022–2027 годов

Наименование	Единицы измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего 2022–2027
ВЛ 330 кВ	км	–	–	–	–	–	–	–
ВЛ 110 кВ	км	74	0,6*	–	–	–	–	74,06
Т 110 кВ	МВА	50	–	–	–	–	6,0	56,0

Информация о развитии электрических сетей 35 кВ и ниже на период 2022–2027 годов на территории ЭЭС Республики Северная Осетия – Алания отсутствует.

4.6.13. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов

Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов представлен в разделе 4.7 настоящей работы.

4.7. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Республики Северная Осетия – Алания и оценка капитальных затрат на реализацию планируемых к строительству (реконструкции) объектов

Перечень ввода объектов генерации и электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Северная Осетия –

* Строительство КВЛ 6 кВ от РП «Станция второго подъема» до ТП-295, внесено по указанию Мининистерства ЖКХ, топлива и энергетики Республики Северная Осетия – Алания.

Алания на период 2022–2027 годов с указанием требуемых капитальных вложений в текущих ценах (с НДС) и разделением по собственникам представлены в приложении 12 и таблице 60. Схема для нормального режима электрических соединений сетей 110 кВ и выше на территории Республики Северная Осетия – Алания на 01.01.2022 и на 2027 год приведена в приложениях 13, 14. Перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, приведен в приложении 15. Перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации генерирующего оборудования электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, приведен в приложении 16.

4.8. Схема размещения объектов электроэнергетики Республики Северная Осетия – Алания на период до 2027 года

Схема размещения объектов электроэнергетики 35 кВ и выше Республики Северная Осетия – Алания на период до 2027 года приведена на рисунке 14 и в приложении 17.

Таблица 60. Перечень объектов генерации и электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу и реконструкции на территории Республики Северная Осетия – Алания, с оценкой капитальных вложений

Наименование проекта	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта			Полная стоимость строительства	Обоснование необходимости строительства	Источник информации и организация, ответственная за реализацию проекта
		параметр	количественная хар-ка	суммарная количественная хар-ка	млн руб.		
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Объекты генерации</i>							
Гизельдонская ГЭС	2024–2025	МВт	3×1,2	3,6	2742,09*	Увеличение генерирующих мощностей (модернизация)	СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы, ИП ПАО «РусГидро» 2021–2031,
Дзауджикауская ГЭС	2026	МВт	1×0,2	0,2	847,4*	Увеличение генерирующих мощностей (модернизация)	СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы, ИП ПАО «РусГидро» 2021–2031
Дзауджикауская ГЭС	2027	МВт	1×0,7	0,7	847,4*	Увеличение генерирующих мощностей (модернизация)	СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы, ИП ПАО «РусГидро» 2021–2031
Эзминская ГЭС	2022–2023	МВт	3×5	15	2602,0*	Увеличение генерирующих мощностей (модернизация)	СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы, ИП ПАО «РусГидро» 2021–2031
<i>Итого</i>				<i>19,5 МВт</i>	<i>7 038,9</i>		

* По данным ПАО «РусГидро».

1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Объекты электрических сетей</i>							
Реконструкция ПС 330 кВ Владикавказ-2 Установка СТК 2×50 Мвар	2023	2×50 Мвар	2×50 Мвар	2×50 Мвар	800,0	Реализуется в рамках проекта «Реконструкция и техпервооружение ПС 330 кВ Владикавказ-2. Корректировка»	ИП ПАО «ФСК ЕЭС» 2020–2024 (в 2023 году) ПАО «ФСК ЕЭС»
<i>Итого по объектам 330 кВ и выше</i>			2×50 Мвар	2×50 Мвар	800,0		
Замена на ПС 110 кВ Нузал ТТ с номинальным током 300/5 А на ТТ номинальным током 500/5 А на ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15)	2025	компл.	1	1	–	Обеспечение технологического присоединения энергопринима- ющих устройств ГРК «Мамисон»	Утвержденные ТУ № 476р на ТП энергопринимающих устройств ГРК «Мамисон» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 15.10.2015 с изменениями от 12.08.2016, от 30.07.2018 и ИТУ № 3 от 24.12.2020, ДТП № 500/2009 от 05.11.2009. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
Замена на ПС 110 кВ Нузал ТТ с номинальным током 320/5 А на ТТ номинальным током 400/5 А на ВЛ 110 кВ Головная Зарамагская ГЭС – Нузал (Л-127)	2025	компл.	1	1			
Замена на ПС 110 кВ Нузал ТТ с номинальным током 320/5 А на ТТ номинальным током 500/5 А на ВЛ 110 кВ Нузал – Фиагдон (Л-11)	2025	компл.	1	1			
Строительство ПС 110 кВ Мамисон	2022	МВА	2×25	50	383,83	Для электрообеспечения	Утвержденные ТУ № 476р на ТП энергопринимающих устройств

1	2	3	4	5	6	7	8
Строительство ВЛ 110 кВ Зарамаг – Мамисон проводом АС-150	2022	км	2×17	34	348,88	горно- рекреационного комплекса «Мамисон»	ГРК «Мамисон» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» от 15.10.2015 с изменениями от 12.08.2016, от 30.07.2018 и от 24.12.2020, ДТП № 500/2009 от 05.11.2009. Государственное казенное учреждение «Управление капитального строительства Республики Северная Осетия – Алания»
Ввод в работу ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Назрань- 2 (две цепи провод АСК- 240)*	2022	км	2×20	40	—	Обеспечение электроснабжения жилой застройки с социальной инфраструктурой в г. Назрань в Республике Ингушетия	Договор от 14.12.2012 № 248/ТП-М5 к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» ТУ на ТП от 15.06.2011 с изменениями от 25.09.2012 Министерство строительства, архитектуры и жилищно- коммунального хозяйства Республики Ингушетия

* Выполнено в рамках ТУ на ТП, планируется ввод в эксплуатацию.

1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция ПС 110 кВ Ардон-110 с заменой Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	2027	МВА	1×16	16	84,42	Исключение превышения ДДТН и АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора с учетом реализации ТУ на ТП	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» от 25.02.2022 № МР8/СОФ/01-00/123, Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» от 18.04.2022 № МР8/СОФ/01-00/392. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
Реконструкция ПС 110 кВ Владикавказ-1 с заменой выключателей 110 кВ: МВ 110 кВ Т-1, МВ 110 кВ Т-2, МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Северо-Западная (Л-2), МВ ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Электроцинк-1 (Л-9), МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Электроцинк-1 (Л-10), МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Карца (Л-77), МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Янтарь (Л-118), МВ ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Янтарь (Л-126)	2027	шт.	8	8	840*	Приведение отключающей способности выключателей токам КЗ	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» от 25.02.2022 № МР8/СОФ/01-00/123 Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
Восстановительная реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой Т-1 (10 МВА) без увеличения номинальной мощности и схемой ОРУ 110-5Н	2023	МВА шт.	1×10 3 шт.	10 3	300*	Исполнение предписаний органов исполнительной власти (мероприятие по изменению схемы ОРУ-110 кВ актуально в случае продления ТУ № 290р от 10.10.2012).	Предписания Ростехнадзора № РП-413-1848 от 09.07.2021 ТУ № 290р от 10.10.2012. Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» от 25.02.2022 № МР8/СОФ/01-00/123. Акт технического освидетельствования ПС 110 кВ Восточная от 21.12.2021. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
Мероприятия, выполняемые по техническому состоянию ЛЭП и оборудования без изменения пропускной способности электрической сети							
Реконструкция ПС 110 кВ Ардон-110 с заменой трансформатора Т-1 (16 МВА) без увеличения номинальной мощности трансформатора (16 МВА), выключателей трансформаторов 110 кВ (2 шт.)	2027	МВА шт.	1×16 2 шт.	16 2	205,58*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» от 25.02.2022 № МР8/СОФ/01-00/123. Акт технического освидетельствования ПС 110 кВ Ардон-110 от 24.12.2021. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»

* По данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго».

1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Фиагдон – Северный Портал (Л-124) без изменения пропускной способности ВЛ с выносом из оползневой зоны	2027	км	1,5	1,5	170*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования КВЛ 110 кВ Фиагдон – Северный Портал (Л-124) от 29.12.2021. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
Реконструкция ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) без изменения пропускной способности ВЛ	2027	км	3,43	3,43	22*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Мизур – Нузал (Л-15) от 04.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»

* По данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго».

1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Фиагдон – Кармадон (Л-17) без изменения пропускной способности ВЛ	2027	км	10,8	10,8	460*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Фиагдон – Кармадон (Л-17) от 04.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Унал – Мизур (Л-18) без изменения пропускной способности ВЛ.	2027	км	8,44	8,44	178*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Унал – Мизур (Л-18) от 04.02.2022 Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»

* По данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго».

1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Нузал – Фиагдон (Л-11) без изменения пропускной способности ВЛ.	2027	км	7,7	7,7	380*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Нузал – Фиагдон (Л-11) от 04.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ РП-110 – Эзминская ГЭС с отпайками (Л-8) без изменения пропускной способности ВЛ.	2027	км	27,36	27,36	855*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ РП-110 – Эзминская ГЭС (Л-8) от 04.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»

1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Северо-Западная – Городская (Л-3) без изменения пропускной способности ВЛ.	2027	км	2,0	2,0	170*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Северо-Западная – Городская (Л-3) от 04.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
Реконструкция ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Северо-Западная (Л-2) без изменения пропускной способности ВЛ.	2027	км	1,64	1,64	36*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Северо-Западная (Л-2) от 04.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»

* По данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго».

1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Владикавказ-2 (Л-21) без изменения пропускной способности ВЛ.	2027	км	4,7 км	4,7 км	100*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01- 00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 – Владикавказ-2 (Л-21) от 11.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Моздок – Терская (Л-137) без изменения пропускной способности ВЛ.	2027	км	1,1	1,1	162*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01- 00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Моздок – Терская (Л-137) от 04.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»

* По данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго».

1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Моздок – Моздок-110 (Л-135) без изменения пропускной способности ВЛ.	2027	км	1,88	1,88	71*	Восстановление технического состояния	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/123 от 25.02.2022, № МР8/СОФ/01-00/400 от 19.04.2022. Акт технического освидетельствования ВЛ 110 кВ Моздок – Моздок-110 (Л-135) от 04.02.2022. Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
<i>Развитие сети ниже 110 кВ</i>							
Строительство КВЛ 6 кВ от РП «Станция второго подъема» до ТП-295**	2023	км	0,6	0,6	4,7*	Обеспечения надежности электроснабжения объектов водоснабжения г. Владикавказ (Редантского и Балтинского водозаборов)	Письмо филиала ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго» от 25.02.2022 № МР8/СОФ/01-00/123 Филиал ПАО «Россети – Северный Кавказ» «Севкавказэнерго»
<i>Итого по объектам 110 кВ</i>	–	–	–	<i>92,0 МВА 145,15 км 13 шт. 3 компл.</i>	<i>4771,41</i>	–	–

** Внесение мероприятия в перечень объектов СиПР выполнено по указанию Министерства ЖКХ, топлива и энергетики Республики Северная Осетия-Алания.

1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Всего по объектам 110 кВ и выше</i>	—	—	—	<i>100 Мвар 92,0 МВА 145,15 км 13 шт. 3 компл.</i>	<i>5571,41</i>	—	—
<i>Всего по объектам 110 кВ и выше и объектам генерации</i>	—	—	—	<i>19,5 МВт 100 Мвар 92,0 МВА 145,15 км 13 шт. 3 компл.</i>	<i>12610,31</i>	—	—

Схема размещения объектов электроэнергетики 35 кВ и выше Республики Северная Осетия-Алания на перспективу до 2027 года

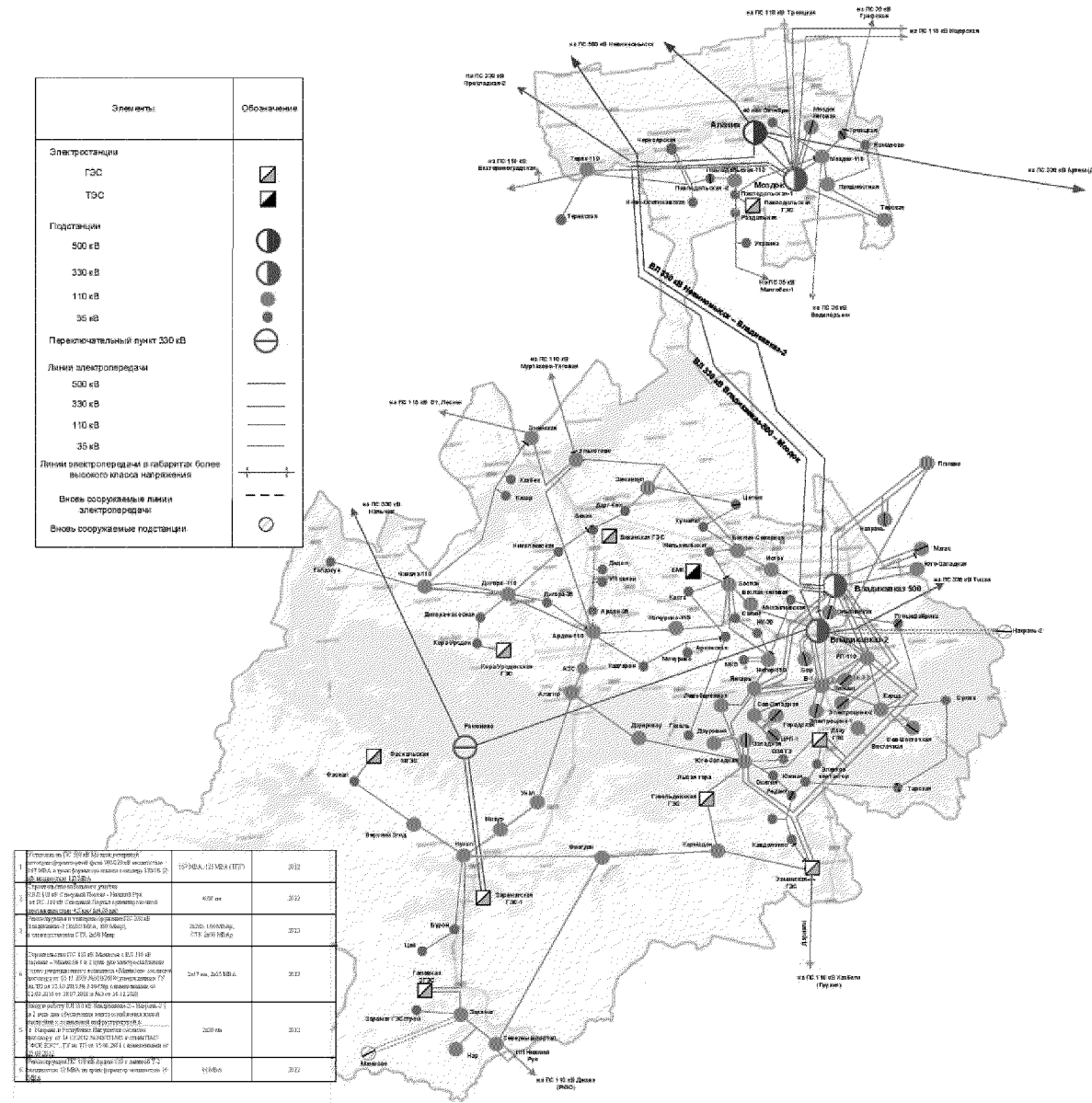


Рисунок 14. Схема размещения объектов электроэнергетики 35 кВ и выше Республики Северная Осетия-Алания на перспективу до 2027 года

5. Анализ схемы внешнего электроснабжения г. Беслан

5.1. Анализ загрузки трансформаторов питающих центров, осуществляющих электроснабжение г. Беслан

В настоящее время электроснабжение существующих потребителей г. Беслан осуществляется от следующих центров питания:

на балансе филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго»:

1) ПС 110 кВ Беслан;

2) ПС 110 кВ Беслан-Северная;

на балансе ПАО «Российские железные дороги»:

3) ПС 110 кВ Беслан-Тяговая;

на балансе прочих собственников:

4) ПС 110 кВ Исток;

5) ПС 35 кВ Мелькомбинат.

На ПС 110 кВ Беслан установлены два силовых трансформатора номинальной мощностью по 25 МВА 2013 года выпуска. Максимальная загрузка трансформаторов в режиме n-1 за последние 3 года составила:

18,55 МВА (74,20 % от номинальной мощности) в день зимних контрольных измерений 16.12.2020, что ниже длительно-допустимых значений;

13,04 МВА (52,15 % от номинальной мощности) в день летних контрольных измерений 19.06.2019, что ниже длительно-допустимых значений.

В соответствии с актуальным реестром на 2022 год объем заявок на ТП по ПС 110 кВ Беслан составляет 2,476 МВт (2,67 МВА) с учетом коэффициента реализации 0,495 МВт (0,53 МВА). Перечень заявок на ТП по ПС 110 кВ Беслан приведены в таблице 61.

С учетом присоединения всего объема нагрузки по технологическому присоединению с учетом коэффициента реализации максимальная загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Беслан в режиме n-1 составит:

19,08 МВА (76,33 % от номинальной мощности) в режиме дня зимних контрольных измерений, что ниже длительно-допустимых значений;

13,43 МВА (45,32 % от номинальной мощности) в режиме дня летних контрольных измерений, что ниже длительно-допустимых значений.

Перегрузок трансформаторов ПС 110 кВ Беслан не выявлено.

Таблица 61. Перечень заявок на ТП по ПС 110 кВ Беслан

Наименование объекта	Местонахождение присоединяемых энергопринимающих устройств	Характеристики электроприемников (вид деятельности: промышленность и сфера услуг – указать профиль; строительство, жилье и т. д.)	Предполагаемая точка присоединения (центр питания)	Общая заявленная мощность, кВт
1	2	3	4	5
Управление Федеральной миграционной службы	дезкамера	г. Владикавказ, ул. В.Тхапсаева, 4	Архонская 35/10	30
Дзагоев Аслан В.	жилой дом	г. Беслан, ул. Набережная, 88 «а»	Беслан 110/35/6	7
ГКУ «Управление по реализации программ в сфере строительства» и т. д.	земельные участки	с. Гизель	Гизель 35/10	350
Козонов Сергей Гурамович	ферма по выращиванию птиц	ст. Архонская, северо-западнее моста через р. Черная на а/д Владикавказ-Архонская, к/н 15:08:0000000:2384	Архонская 35/10	15
Кодзаев Батраз Урусбиевич	магазин	с. Гизель, ул. Пролетарская, 62Г	Гизель 35/10	30
Танклаев Сослан Хаджумарович	ЛПХ	с. Гизель, Линия 3, уч. 56	Гизель 35/10	7
Непубличное Акционерное Общество «Барс» ген.дир. Качмазов Станислав Дударович	фермер	ст. Архонская, 1300м от станицы по трассе Архонская-Владикавказ	Архонская 35/10	60
Дидарова Тима Керимовна	часть нежилого здания	с. Гизель, ул. Кирова, 32 (пом 5,6,7,8,9,10)	Гизель 35/10	10
Кесаева Тамара Таймуразовна	ВРУ нежилого помещения	североо-западнее моста через р. Черная, на а/д Владикавказ-Архонская	Архонская 35/10	15
Икаев Валерий Иранбекович	ЛПХ	с. Гизель, ул. Фидарова, 6Е	Гизель 35/10	5
Габараты Людмила Зауровна	ЛПХ	ст. Архонская, ул. Тупиковая, 52	Архонская 35/10	5
Гагиева Мадина Борисовна	жилой дом	с. Фарн, ул. Ленина, 102	Коста 35/10	10

1	2	3	4	5
Базаев Аслан Рубенович	база отдыха	Владикавказское лесничество, Гизельдонское участковое лесничество квартал 18, выдел 1	Гизель 35/10	30
Тумаров Чермен Русланович	склады	с. Фарн, ул. Бр. Цахиловых, 40а	Коста 35/10	15
Хуриева Марина Агабеговна	жилой дом	ст. Архонская, ул. Садовая, 38	Архонская 35/10	1
Мильдзихов Казбек Гаминович	нежилое здание	с. Гизель, ул. Барбашова, 1а	Гизель 35/10	25
Качмазова Зина Касполатовна	жилой дом	ст. Архонская, ул. Южная, 4	Архонская 35/10	5
ГКУ «Управление капитального строительства» нач Дзитоев Тимур Ростиславович	детский сад на 120 мест	с. Гизель, ул. Д.Доева, 167а	Гизель 35/10 Левобережная 110/10/6	50
Лалиев Александр Львович	жилой дом	с. Верхняя Саниба, ул. Плиева, д. 90, КН: 15:08:0240105:84	Гизель 35/10	5
СПК «АРС» Хубаев Тамерлан Александрович	нежилое помещение	п. Фиагдон 15:06:0020203:336	Архонская 35/10	35
Кадаева Зарина Тамерлановна	жилой дом	с. Фарн, ул. Комсомольская, к/н 15:03:0120125:151	Коста 35/10	5
Юсуфов Олег Рамидинович	ЛПХ	восточнее ст. Архонская, с левой стороны а/д Владикавказ-Ардон, к/н 15:08:0010303:143	Архонская 35/10	15
Каркузаев Нукри Владимирович	земельный участок	с. Дзуарикау, слева от а/д с. Дзуарикау-С.Фиагдон, к/н 15:07:0020104:6	Архонская 35/10	15
Семкин Игорь Дмитриевич	ЛПХ	восточнее ст. Архонская, 15:08:0010303:368	Архонская 35/10	15
ООО «Кунаки» Дир. Сакаев Леван Захарович	земли сельхоз назначения	Пргородный р-он, автодорога ст. Архонская- Дзуарикау – 1,5 км, площадью 1652942 кв.м. (к/н 15:08:0010302:144)	Архонская 35/10	93
ГКУ «Управление капитального строительства» нач Дзитоев Тимур Ростиславович	детский сад	с. Нижняя Саниба, л. Джимиева, д. 48	Гизель 35/10	133

1	2	3	4	5
Персаев Ильмир Ильич	ЛПХ	с. Гизель, ул. Бр. Мамсуровых, д. 82	Гизель 35/10	5
Агнаев Аслан Эльбрусович	жилой дом	с. Гизель, ул. 5 Линия, 15:08:0220125:421	Гизель 35/10	7
Кисиева Альбина Ивановна	жилой дом	Пригородный район, с. Гизель, ул. 3. Пхалаговой, 116	Гизель 35/10	5
ООО «Мега+» дир. Березов Сослан Юрьевич	ЛПХ	Пригородный район, с. Гизель, ул. Калинина, 117 Д (КН: 15:08:0010302:95)	Левобережная 110/10/6 Гизель 35/10	187,5
Тобоев Георгий Эльбрусович	земли сельхоз назначения.	Алагирский район, с. Дзуарикау, северная окраина, участок 1/3 (КН:15:07:0020104:7)	Архонская 35/10	15
Битиев Алан Георгиевич	ЛПХ	Пригородный район, ст. Архонская, ул. Комсомольская, 64 «в»	Архонская 35/10	15
ИП Цалиева Нана Эмзариевна	торговый киоск	Пригородный район, ст. Архонская- по трассе Владикавказ-Ардон около гражданского кладбища (КН:	Архонская 35/10	5
Болотаев Олег Валерьевич	жилой дом	Пригородный район, ст-ца Архонская, ул. К. Маркса (КН: 15:08:0090105:175)	Архонская 35/10	5
Шеверева Виктор Александрович	жилой дом	Пригородный район, ст-ца Архонская, ул. Огородная, 72	Архонская 35/10	5
Рева Виктор Иванович	ЛПХ	ст. Архонская, ул. Октябрьская, 113	Архонская 35/10	5
Демченко Татьяна Николаевна	ЛПХ	Пригородный р-н, ст. Архонская, ул. Мира, 43	Архонская 35/10	5
Гаппоев Лазарь Юрьевич	ЛПХ	Пригородный р-н, ст. Архонская, ул. Набережная	Архонская 35/10	5
Табуев Дмитрий Валерьянович	жилой дом	Пригородный р-н, с. Н. Саниба, ул. Полевая, 26	Гизель 35/10	5
Быдтаева Алла Алихановна	ЛПХ	Пригородный р-н, с. Гизель, ул. Пролетарская, 34А	Гизель 35/10	5
Туаева Эльза Ивановна	ЛПХ	Пригородный р-н, ст. Архонская, ул. Григорьяна, 33	Архонская 35/10	5
Ногаев Сослан Витальевич	база отдыха	Владикавказское лесничество, Гизельское лесничество, квартал № 5, выдел № 4, к/н 15:08:0030102:506	Гизель 35/10	15

[illegible]

1	2	3	4	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Линия 3	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Линия 3	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363127, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Кобан с	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Линия 2	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Плиева ул., дом № 97	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Плиева ул., дом № 99	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия 3, ул., дом № 80	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия 3 ул., дом № 79	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный	Гизель 35/10	5

1	2	3	4	5
ЖКХ АМС МО Пригородного района		р-н, Гизель с, Линия 3 ул., дом № 81		
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия 3, ул., дом № 73	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Нижняя Саниба с, Джимиева ул., дом № 99	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия 3, ул., дом № 75	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия 3, ул., дом № 77	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия 3, ул., дом № 78	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия 3 ул., дом № 72	Гизель 35/10	5
Отдел строительства и архитектуры ЖКХ АМС МО Пригородного района	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия 3, ул.	Гизель 35/10	5
Чибирова Мадина Владимировна	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Новоселов ул	Архонская 35/10	5

1	2	3	4	5
Бацазов Зелимхан Бимболатович	жилой дом	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Набережная ул., дом № 1 «К»	Гизель 35/10	15
Мовсесян Баграт Ашотович	жилой дом	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Д.Доева ул., дом № 37, корпус «а»	Гизель 35/10	5
Кабулова Софья Виссарионовна	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Плиева ул., дом № 19	Гизель 35/10	15
Хамикоев Сослан Лавренович	земельный участок	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Ардонская ул., дом № 22, корпус «г»	Архонская 35/10	5
Келехсаев Руслан Владимирович	земельный участок	363206, Северная Осетия – Алания Респ, Алагирский р-н, Дзуарикау с	Архонская 35/10	15
Борблик Александр Владимирович	индивидуальная жилая застройка	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Южная ул., дом № 2, корпус «а»	Архонская 35/10	5
Джигоева Лидия Гигуцаевна	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Плиева ул., дом № 59, корпус «а»	Гизель 35/10	15
Сиукаева Наира Андреевна	магазин	363003, Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Фарн с, Братьев Цахиловых ул., дом № 43а	Коста 35/10	10
Амбалов Казбек Владимирович	жилой дом	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, 4-я Линия ул., дом № 2, корпус «а»	Гизель 35/10	5
ГКУ «Управление капитального строительства РСО-Алания»	строительство врачебной амбулатории с. Коста, ГБУЗ «Ардонская ЦРБ» МЗ РСО-Алания	363303, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Коста с, Джанаева ул., дом № 31, корпус «В»	Коста 35/10	15
Гагиева Валентина Зауровна	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Степная ул., дом № 27	Архонская 35/10	5

1	2	3	4	5
Бурдзиева Тамуся Каурбековна	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Генерала Бароева ул., дом № 256	Гизель 35/10	5
Ногаев Ахсарбек Витальевич	земельный участок	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель-Кобан, с правой стороны	Гизель 35/10	15
Камболова Джультта Станиславовна	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Петра Первого ул., дом № 53	Архонская 35/10	5
Попова Алла Ивановна	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Генерала Бароева ул., дом № 234	Гизель 35/10	5
Персаева Фуза Харитоновна	жилой дом	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, А.Коцоева ул., дом № 33	Гизель 35/10	5
ООО «КЕЙТЕРИНГ- БАВАРИЯ»	парк отдыха «Альпина»	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, южнее с. Гизель, с левой стороны автодороги Гизель- Кобан	Гизель 35/10	167
Чечелев Александр Викторович	жилой дом	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Тупиковая ул., дом № 38	Архонская 35/10	10
Борблик Нина Пантелеевна	ИЖС	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Южная ул., дом № 2	Архонская 35/10	5
Гурцишвили Индира Ростомовна	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Тургенева ул., дом № 13	Архонская 35/10	10
Беликов Казбек Дмитриевич	жилой дом	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, 2-я Линия ул	Гизель 35/10	10
Хубулов Гоча Харитонович	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Плиева ул., дом № 17	Гизель 35/10	7
Лолаева Римма Угалыковна	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Пушкина ул., дом № 9	Архонская 35/10	10
Плиев Ибрагим Геннадьевич	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный	Архонская 35/10	15

1	2	3	4	5
		р-н, Архонская ст-ца, Степная ул., дом № 22		
Комитет дорожного хозяйства РСО- Алания	светофорный объект	Северная Осетия – Алания Респ, а/д Гизель-Кармадон- Даргавс 5,65 км	Гизель 35/10	5
Гостиева Людмила Игоревна	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Петра Первого ул., дом № 34, корпус «А»	Архонская 35/10	10
Кудзиев Алан Ильич	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, 5-я линия ул., дом № 2	Гизель 35/10	15
Остаев Руслан Таймуразович	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Генерала Бароева ул., дом № 228	Гизель 35/10	10
Кокоев Таймураз Даурбекович	жилой дом	363003, Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Фарн с, Степная ул., дом № 26	Коста 35/10	15
ООО «Мега+»	мукомольный комплекс	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Калинина ул., дом № 117	Левобе- режная 110/10/6 Гизель 35/10	180
ООО «Экологический Регион Алания»	геологическое изучение недр	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Гизельдонское участковое лесничество, квартал 1;77; выдел 18;8	Гизель 35/10	100
ООО «Осетия- Энергосети» ДТП от 19.10.2021 № 8067/2021/СОФ/ ПрРЭС ТУ от 20.09.2021 № 8067/2021/СОФ/ ПрРЭС	ВЛ-6кВ Ф-2,Ф-7, Ф-10, Ф-11 ПС 110кВ Беслан	Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Беслан г	Беслан 110/35/6	1376
Цаболов Владимир Романович	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Калинина ул., дом № 11- а	Гизель 35/10	10
Плиева Арина Шотаевна	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Генерала Бароева ул., дом № 238	Гизель 35/10	10

1	2	3	4	5
Элизарова Татьяна Мерабовна	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Кирова ул., дом № 1 «Д»	Гизель 35/10	15
Доева Бэла Андреевна	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Калинина ул., дом № 11, корпус «А»	Гизель 35/10	10
Гурциева Еза Дмитриевна	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Линия, 5, ул., дом № 26	Гизель 35/10	5
Бедоев Казбек Гогаевич	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Тургенева ул., дом № 15	Архонская 35/10	10
Калаев Анатолий Гасбарович	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, 3.Пхалаговой ул., дом № 136	Гизель 35/10	15
Федорова Татьяна Евгеньевна	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Плиева ул., дом № 58	Гизель 35/10	5
Гагиева Мадина Феликсовна	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, восточнее Архонская, ст., с левой стороны а/д Арх- Ардон	Архонская 35/10	10
Кудзиев Амиран Михайлович	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, восточнее	Архонская 35/10	10
Темираев Тимур Еврикович	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, восточнее Архонская ст-ца, с левой стороны а/д Арх- Ард	Архонская 35/10	10
Цопанов Тамерлан Солтанович	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, восточнее Архонская ст-ца, с левой стороны а/д Арх- Ард	Архонская 35/10	10
Кудзиева Надежда Ивановна	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, с левой стороны а/д Арх-Ард	Архонская 35/10	10
Цопанов Ибрагим Солтанович	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, восточнее Архонская ст-ца,	Архонская 35/10	10

1	2	3	4	5
		с левой стороны а/д Арх-Ард		
Коцоева Ира Черменовна	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Кирова ул., дом № 127 Г	Гизель 35/10	15
Козаева Рита Михайловна	ЛПХ	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, восточнее Архонская ст-ца, с левой стороны а/д Владикавказ-Ардон	Архонская 35/10	5
Закариев Ахмед Магомедгаджиевич	ИЖС	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Нижняя Саниба с, Алагова ул., дом № 1, корпус «а»	Гизель 35/10	5
Таучелов Заурбек Эльбрусович	ЛПХ	363003, Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Фарн с, Комсомольская ул., дом № 17 «а»	Коста 35/10	15
Тотиева Рита Георгиевна	жилой дом	363303, Северная Осетия – Алания Респ, Ардонский р-н, Коста с, Сталина ул., дом № 56	Коста 35/10	10
Томаева Марина Казбековна	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Нижняя Саниба с, Полевая ул., дом № 2, корпус «А»	Гизель 35/10	10
Базиева Светлана Эльбрусовна	ЛПХ	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Казачья ул., дом № 21	Архонская 35/10	10
Дзабаева Залина Анатольевна	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Фидарова ул., дом № 29, корпус «А»	Гизель 35/10	10
Сикоев Казбек Хаджимуратович	жилой дом	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, 5 Линия, ул.	Гизель 35/10	10
Козаева Аграфиня Гавриловна	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Генерала Бароева ул., дом № 210	Гизель 35/10	10
Кантемиров Борис Маирбекович	стрельбище	Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Владикавказское лесничество, Гизельдонское	Гизель 35/10	10

1	2	3	4	5
		участковое лесничество, квартал 1, выдел 2;5		
Цагаев Олег Лаврентьевич	магазины сопутствующей торговли	363120, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Архонская ст-ца, Полевая ул.	Архонская 35/10	15
Батяева Эльза Измаиловна	жилой дом	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Нижняя Саниба с, Алагова ул., дом № 15	Гизель 35/10	10
Хозиева Майя Георгиевна	жилой дом	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Плиева ул., дом № 35	Гизель 35/10	10
Дидаров Амиран Казбекович	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Губа Губиева ул., дом № 40	Гизель 35/10	10
Дзедисов Анатолий Митушович	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Плиева ул., дом № 32	Гизель 35/10	10
Татаева Тамара Теймуразовна	ЛПХ	363124, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Верхняя Саниба с, Линия 2, ул., дом № 16	Гизель 35/10	10
Моргоев Юрий Авдулович	ЛПХ	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, Адмирала Торчинова ул., дом № 32	Гизель 35/10	10
Хинчагова Альбина Руслановна	нежилое здание	363125, Северная Осетия – Алания Респ, Пригородный р-н, Гизель с, А.Коцоева ул., дом № 136	Гизель 35/10	15

На ПС 110 кВ Беслан-Северная установлены два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 номинальной мощностью по 16 МВА 1990 года выпуска. Максимальная загрузка трансформаторов в режиме n-1 за последние 3 года составила:

8,75 МВА (54,66 % от номинальной мощности) в день зимних контрольных измерений 16.12.2020, что ниже длительно-допустимых значений;

6,21 МВА (38,82 % от номинальной мощности) в день летних контрольных измерений 16.06.2021, что ниже длительно-допустимых значений.

В соответствии с актуальным реестром на 2022 год объем заявок на ТП по ПС 110 кВ Беслан-Северная составляет 9,27 МВт (9,98 МВА) с учетом

коэффициента реализации 4,39 МВт (4,72 МВА). Перечень заявок на ТП по ПС 110 кВ Беслан-Северная приведены в таблице 62.

С учетом присоединения всего объема нагрузки по технологическому присоединению с учетом коэффициента реализации максимальная загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Беслан-Северная в режиме n-1 составит:

13,47 МВА (84,18 % от номинальной мощности) в режиме дня зимних контрольных измерений, что ниже длительно-допустимых значений;

9,7 МВА (62,23 % от номинальной мощности) в режиме дня летних контрольных измерений, что ниже длительно-допустимых значений.

Перегрузок трансформаторов ПС 110 кВ Беслан-Северная не выявлено.

Таблица 62. Перечень заявок на ТП по ПС 110 кВ Беслан-Северная

Наименование объекта	Местонахождение присоединяемых энергопринимающих устройств	Характеристики электроприемников (вид деятельности: промышленность и сфера услуг – указать профиль; строительство, жилье и т. д.)	Предполагаемая точка присоединения (центр питания)	Общая заявленная мощность, кВт
1	2	3	4	5
ООО «АгроФарн+» Договор № 618/2013 от 13.08.2013 ТУ № 728р от 07.09.2017, ИТУ от 04.06.2021	элеватор	г. Беслан, ул. Подгорная, 2и	Беслан-Северная 110/35/6	3680
ООО «Лея»	стройка школы	с. Хумалаг, ул. Советская, 2	Хумалаг 35/10	50
ООО «СПК ЮСАГРО» ген.дир Будаев Олег Рамазанович	ВЛ-10кВ и ТП-10/0,4кВ фермы	с. Хумалаг, к/н 15:03:0030302:158	Хумалаг 35/10	230
ГКУ «Управление капитального строительства РСО-Алания» врио нач Кесаев Лазо Вячеславович	строительство дома культуры	с. Батако, к/н 15:03:0020302:20	Цалык 35/10	27
ИП Рубаев Вадим Русланович	жилой дом	с. Хумалаг, ул. Ленина, д. 154	Хумалаг 35/10	30
Марзоев Феликс Темболатович	ЛПХ	с. Зильги, ул. О.Дзгоева, 2А	Хумалаг 35/10	5
Кусаев Майрам Батырбекович	жилой дом	с. Н.Батако, ул. Чипирова, 1В	Хумалаг 35/10	12
Комитет дорожного хозяйства РСО-Алания	освещение дороги	а/д «Кавказ»-Хурикау-Малгобек-Моздок (с. Старое Батако) 15:00:0000000:1870	Цалык 35/10	36

1	2	3	4	5
Цораев Руслан Анатольевич	ЛПХ	с. Хумалаг, ул. Ю. Албегова, д. 52, КН: 15:03:0100163:18	Хумалаг 35/10	15
Муниципальное бюджетное учреждение Отдела капитального строительства АМС Правобережного района	водозаборное сооружение	с. Брут, к/н: 15:03:0000000:1782	Хумалаг 35/10	103,6
Цховребова Мадина Руслановна	магазин	Правобережный р-н, вдоль а/д М-29 «Кавказ» 15:03:0030303:24	Беслан- Северная 110/35/6	15
ФГБУ «Управление «Севосетинмелиоволхо з» по РСО-Алания врио дир Тедеев Валерий Казбекович ТУ на ТП № 5138/2020/СОФ/ПрР ЭС от 14.10.2020, ДТП от 16.11.2020 № 5138/2020/СОФ/ПрР ЭС	насосная станция	Правобережный р-н, 1,6 км юго- восточнее с. Цалык, (Цалыкское водохранилище) к/н 15:03:0030202:63	Цалык 35/10	2530
ФГБУ «Управление «Севосетинмелиоволхо з» по РСО-Алания врио дир Тедеев Валерий Казбекович ТУ на ТП № 5137/2020/СОФ/ПрР ЭС от 14.10.2020, ДТП от 16.11.2020 № 5137/2020/СОФ/ПрР ЭС	насосная станция	Правобережный р-н, Цалыкский МК ПК 0+00 приблизительно 1,8 км юго- восточнее с. Зильги к/н 15:03:0000000:1721	Хумалаг 35/10	2230
КФХ «ФорОсет» глава Суанов Вадим Станиславович	склад	Ардонский район, 15:06:0020101:151	Беслан- Северная 110/35/6	92
Чехоева Галина Ахсарбековна	магазин	Правобережный район, вдоль а/д М- 29 «Кавказ» 540км	Хумалаг 35/10	15
Крестьянское (фермерское) хозяйство КФХ «Лимаш»	КФХ	363011, Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, в 100м на восток с. Зильги	Хумалаг 35/10	15
Мисикова Мадина Шамильевна	нежилое здание (Ферма)	363013, Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный	Хумалаг 35/10	80

1	2	3	4	5
		р-н, Брут с, Набережная ул., дом № 56		
Бзыков Казбек Махарбекович	жилой дом	с. Новый Батако, ул. Чипирва, д. 99, № «Д»/1	Хумалаг 35/10	10
Кусраев Гиа Александрович	жилой дом	363001, Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Новый Батако с, Ленина ул., дом № 80а	Хумалаг 35/10	10
Кесаонова Залина Юрьевна	жилой дом	363012, Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Хумалаг с, Сталина ул., дом № 59 А	Хумалаг 35/10	10
ИП Дзукаев Инал Герсанович	ферма (КФХ)	363014, Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, земли с-за «Цалык»	Цалык 35/10	50
Комитет дорожного хозяйства РСО-Алания	светофорный объект	Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Хумалаг с, а/д Архонская-БМК- Хумалаг-Кавказ 19,445	Хумалаг 35/10	5
ООО «Осетия- Энергосети» ДТП от 19.10.2021 № 8068/2021/СОФ/ПрР ЭС ТУ от 20.09.2021 № 8068/2021/СОФ/ПрР ЭС	ВЛ-6кВ Ф-6, КРУН-31 Ф-8 ПС 110кВ Беслан Северная	Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Беслан г	Беслан- Северная 110/35/6	4131
БАДЗИЕВ БАТРАЗ ЗЕЛИМХАНОВИЧ	жилой дом	Северная Осетия – Алания Респ, Правобережный р-н, Новый Батако с, К.Маркса ул., дом № 43 а	Хумалаг 35/10	15
Комитет дорожного хозяйства РСО-Алания	светофорный объект	Северная Осетия – Алания Респ, а/д «Кавказ»- Хурикау -Малгобек-Моздок,	Цалык 35/10	5

1	2	3	4	5
		км18, (поворот на Ст.Батако)		

На ПС 110 кВ Беслан-Тяговая установлены два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 номинальной мощностью по 25 МВА. Максимальная загрузка трансформаторов в режиме n-1 за последние 3 года составила:

7,39 МВА (30 % от номинальной мощности) в день зимних контрольных измерений 18.12.2019, что ниже длительно-допустимых значений;

5,64 МВА (23 % от номинальной мощности) в день летних контрольных измерений 19.06.2019, что ниже длительно-допустимых значений.

В соответствии с актуальным реестром на 2022 год заявки на ТП по ПС 110 кВ Беслан-Тяговая отсутствуют.

Перегрузок трансформаторов ПС 110 кВ Беслан-Тяговая не выявлено.

На ПС 110 кВ Исток установлены два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 номинальной мощностью по 6,3 МВА. Максимальная загрузка трансформаторов в режиме n-1 за последние 3 года составила:

2,21 МВА (35 % от номинальной мощности) в день зимних контрольных измерений 15.12.2021, что ниже длительно-допустимых значений;

2,0 МВА (32 % от номинальной мощности) в день летних контрольных измерений 16.06.2021, что ниже длительно-допустимых значений.

В соответствии с актуальным реестром на 2022 год заявки на ТП по ПС 110 кВ Исток отсутствуют.

Перегрузок трансформаторов ПС 110 кВ Исток не выявлено.

На ПС 35 кВ Мелькомбинат установлен один силовой трансформатор Т-1 номинальной мощностью 6,3 МВА. Максимальная загрузка трансформатора Т-1 за последние 3 года составила:

0,31 МВА (5 % от номинальной мощности) в день зимних контрольных измерений 15.12.2021, что ниже длительно-допустимых значений;

0,11 МВА (2 % от номинальной мощности) в день летних контрольных измерений 16.06.2021, что ниже длительно-допустимых значений.

В соответствии с актуальным реестром на 2022 год заявки на ТП по ПС 35 кВ Мелькомбинат отсутствуют.

Перегрузок трансформаторов ПС 35 кВ Мелькомбинат не выявлено.

5.2. Развитие схемы электроснабжения г. Беслан

Во исполнение поручений Минэнерго России от 27.08.2020 № 09-1756-пр, от 14.01.2021 № 09-54, поручений заместителя Председателя Правительства РФ – полномочного представителя Президента Российской Федерации в Дальневосточном федеральном округе Трутнева Ю. П. от 28.12.2020 № ЮТ-П47-17287, Министерством жилищно-коммунального хозяйства, топлива и энергетики Республики Северная Осетия – Алания совместно с администрацией Правобережного района Республики Северная

Осетия – Алания, ПАО «Россети Северный Кавказ», ООО «Бесланэнерго», ООО «Осетия-Энергосети», ООО «Тплюс» обеспечено рабочее взаимодействие, направленное на определение перечня необходимых мероприятий по электроснабжению перспективных объектов на территории г. Беслан.

В соответствии с информацией, предоставленной филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», в феврале 2021 года со стороны смежных территориальных сетевых организаций поступило 13 заявок на технологическое присоединение 36 объектов конечных заявителей (27 из которых имеют социально-значимый характер), суммарной максимальной мощностью – 77,54 МВт (39 МВт – максимальная мощность объектов социального характера), в том числе:

11 заявок со стороны ООО «Бесланэнерго» суммарной максимальной мощностью энергопринимающих устройств конечных заявителей – 75,59 МВт;

2 заявки со стороны ООО «Осетия-Энергосети» суммарной максимальной мощностью энергопринимающих устройств конечных заявителей – 1,95 МВт.

В марте 2021 года поданные заявки на технологическое присоединение были аннулированы на основании п. 15 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, ввиду непредставления (в течение 20 рабочих дней) недостающих документов и сведений.

По состоянию на 01.04.2022 в адрес ПАО «Россети Северный Кавказ» от ООО «Бесланэнерго» и ООО «Осетия энергосети» поступили заявки и выданы технические условия на технологическое присоединение в связи с увеличением максимальной мощности по существующим точкам поставки (ВЛ 6 кВ от ПС 110 кВ Беслан, ПС 110 кВ Беслан-Северная), для 22-х социально-значимых объектов, суммарной максимальной мощностью 10,51 МВт, в том числе:

ТУ от 20.09.2021 № 8068/2021/СОФ/ПрРЭС от ООО «Осетия энергосети» на увеличение максимальной мощности на 4,131 МВт по существующим точкам присоединения на уровне напряжения 6 кВ (Ф-6, КРУН-31 Ф-8 ПС 110 кВ Беслан Северная) в целях осуществления технологического присоединения 9 социально-значимых объектов. В рамках ТУ ПАО «Россети Северный Кавказ» необходимо выполнить замену трансформаторов тока в линейной ячейке ВЛ 6 кВ Ф-6, замену выключателя в линейной ячейке ВЛ 6 кВ Ф-5 на ПС 110 кВ Беслан-Северная, строительство двухцепной ВЛ 6 кВ от резервной линейной ячейки Ф-5 ПС Беслан-Северная, ориентировочной протяженностью 3 км, проводом СИП-3 95 мм²;

ТУ от 20.09.2021 № 8067/2021/СОФ/ПрРЭС от ООО «Осетия энергосети» на увеличение максимальной мощности на 1,376 МВт по существующим точкам присоединения на уровне напряжения 6 кВ (Ф-2, Ф-6, Ф-7, Ф-10, Ф-11 ПС 110 кВ Беслан) в целях обеспечения присоединения

11 социально-значимых объектов. В рамках ТУ ПАО «Россети Северный Кавказ» необходимо выполнить замену трансформаторов тока в линейной ячейке ВЛ 6 кВ Ф-2 на ПС 110 кВ Беслан.

Согласно указанным ТУ развитие сети 110 кВ и выше не предусматривается.

Также, по данным ПАО «Россети Северный Кавказ», на рассмотрении находится заявка ООО «Бесланэнерго» на ТП энергопринимающих устройств мощностью 5 МВт (заявка от 21.07.2021 № 8066/2021/СОФ/ПрРЭС).

Заявки на ТП объектов малого и среднего предпринимательства по состоянию 15.04.2022 в адрес ПАО «Россети Северный Кавказ» не поступали.

В случае оформления ТУ в соответствии с первоначальными планами в объеме 77,54 МВт, в том числе в части потребителей, не относящихся к социально-значимым объектам, возможны два варианта электроснабжения г. Беслан – с сооружением нового центра питания 110 кВ и с сооружением нового центра питания 35 кВ.

Вариант с сооружением нового центра питания 110 кВ предусматривает следующие мероприятия в сетях 110 кВ:

- сооружение ПС 110 кВ Тулатово с установленной мощностью силовых трансформаторов 2×16 МВА;

- строительство заходов ВЛ 110 кВ Беслан-Северная – Исток (Л-114) ориентировочной протяженностью 4,5 км, с сечением провода АС-150 мм² на ПС 110 кВ Тулатово.

Вариант с сооружением нового центра питания 35 кВ предусматривает следующие мероприятия в сетях 35–110 кВ:

- строительство ПС 35 кВ Тулатово с двумя силовыми трансформаторами 10 МВА каждый и двухцепной ВЛ 35 кВ от ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Беслан-Северная сечением АС-150 мм² ориентировочной протяженностью 3,1 км;

- реконструкция ПС 110 кВ Беслан с заменой силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА;

- реконструкция ПС 110 кВ Беслан-Северная с заменой силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА (возможна «перекатка» с ПС 110 кВ Беслан).

В таблице 63 приведены объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий для электроснабжения перспективных потребителей г. Беслан по каждому варианту.

Таблица 63. Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий для электроснабжения перспективных потребителей г. Беслан

Вариант «ПС 35 кВ Тулатово»		Вариант «ПС 110 кВ Тулатово»	
Состав мероприятия	Стоимость рублей с НДС	Состав мероприятия	Стоимость рублей с НДС
1	2	3	4
<i>Мероприятия в сети 35–110 кВ</i>			
Строительство ПС 35/6 Тулатово с трансформаторами 2×10 МВА, строительство 2-х цепной ВЛ 35 кВ, АС-150, L=3,1 км, строительство РП-ТП 2×1000, строительство КЛ 2(ЗАПвПу 300/70-6) L=3,2 км	345 211,27*	Сооружение ПС 110 кВ Тулатово с РУ 110 кВ по схеме 110-5АН с трансформаторами 2×16 МВА	531 698,92**
Реконструкция ПС 110 кВ Беслан с заменой трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА с монтажом новых фундаментов, реконструкция РЗиА, реконструкция КРУН с установкой нового отдельно-стоящего КРУН 6 кВ (21 ячеек)	225 651,46*	Заходы ВЛ 110 кВ Беслан -Северная – Исток на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Тулатово 2×2 км АС-150	40 004,66**

* Ориентировочная стоимость выполнения мероприятий принята по данным ПАО «Россети Северный Кавказ» (письмо от 12.02.2021 № 1-01-286-исх-рс).

** Ориентировочная стоимость выполнения мероприятий определена на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 № 10).

1	2	3	4
Реконструкция ПС 110 кВ Беслан-Северная с заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА реконструкция КРУН 6 кВ с установкой нового отдельно-стоящего КРУН 6 кВ (11 ячеек)	185 058,22*		
<i>Итого в сети 35–110 кВ</i>	<i>755 920,95</i>	—	<i>571 703,58</i>
<i>Мероприятия в сети 6 кВ (без ЛЭП 6 кВ от ПС, РП до конечного потребителя)</i>			
Строительство РП-1 6 кВ (11 ячеек), строительство КЛ-6 кВ от ПС 110 кВ Беслан-110 2(3АПвПу- 400/95-6) L=1,510 км	32 361,60*	Строительство РП-1 6 кВ (11 ячеек), строительство КЛ-6 кВ от ПС 110 кВ Беслан2(3АПвПу- 400/95-6) L=1,510 км	32 361,60*
Строительство РП-3 6 кВ (11 ячеек), строительство КЛ-6 кВ от ПС Беслан 2(3АПвПу-150/95-6) L=1,460 км	35 929,04*	—	—
Строительство РП-2 6 кВ (12 ячеек), строительство КЛ-6 кВ от ПС Беслан- Северная 4(3АПвПу- 500/70-6) L=4,8 км	112 947,46*	Строительство РП-2 6 кВ (12 ячеек), строительство КЛ-6 кВ от ПС Беслан-Северная 4(3АПвПу-500/70-6) L=4,8 км	112 947,46*
Строительство РП-4 6 кВ (7 ячеек) строительство КЛ-6 кВ от ПС Беслан-Северная 2(3АПвПу-400/70-6) L=4,8 км	53 091,96*	—	—
Строительство РП-5 6 кВ, строительство КЛ 6 кВ 4(3АПвПУ-500/70 L=1,2 км от ПС 35 кВ Тулатово	42 797,29*	Строительство РП-5 6 кВ, строительство КЛ 6 кВ 4(3АПвПУ- 500/70 L=1,2 км от ПС 110 кВ Тулатово	42 797,29*

1	2	3	4
Строительство РП-6 6 кВ (21 ячейка), строительство КЛ-6 кВ от ПС Беслан 4(3АПвПу-500/95-6) L=2,120 км	70 675,75*	Строительство РП-6 6 кВ (21 ячейка), строительство КЛ-6 кВ от ПС Беслан 4(3АПвПу-500/95-6) L=2,120 км	70 675,75*
Строительство РП-7 6 кВ (11 ячеек), строительство КЛ-6 кВ от ПС 35 кВ Тулатово 2(3АПвПу-500/70-6) L=2,50 км	41 344,81*	Строительство РП-7 6 кВ (11 ячеек), строительство КЛ-6 кВ от ПС 110 кВ Тулатово 2(3АПвПу-500/70-6) L=2,50 км	41 344,81*
<i>Итого по сети 6 кВ</i>	<i>389 147,91</i>	–	<i>300 126,91</i>
<i>Итого всего</i>	<i>1 145 068,86</i>	–	<i>871 830,49</i>

Примечание – приведенные стоимости подлежат уточнению на стадии получения заявок на ТП и разработки технических условий.

Принимая во внимание отсутствие договоров и технических условий на технологическое присоединение перспективных потребителей на территории г. Беслан, мероприятия, указанные в таблице, не подлежат включению в перечень объектов СиПР Республики Северная Осетия – Алания на 2023–2027 годы.

Мероприятия по электросетевому строительству, представленные в данном разделе, носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861.

6. Мероприятия по повышению качества электроснабжения Ирафского высокогорного района (горной Дигории)

Согласно письму Министерства жилищного и коммунального хозяйства Республики Северная Осетия – Алания № 01-07/3165 от 30.12.2021 (приведено в приложении 19) отмечаются проблемы острого дефицита мощности и низкого качества электрической энергии по 450 потребителям частного сектора и 45 потребителей из числа юридических лиц Ирафского района (Дигорского ущелья) и необходимости формирования перечня мероприятий по устранению недостатков в электроснабжении потребителей Ирафского высокогорного района. Указанная проблема отмечена в протоколе совещания технического совета по рассмотрению и вопроса о качестве напряжения и надёжности электроснабжения Ф-26 6 кВ ПС 35 кВ Фаснал под руководством первого заместителя директора – главного инженера филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Севкавказэнерго» Г.В. Танделова от 14.01.2022. Также, согласно информации, указанной в письме № 38/208 от 27.01.2022 (приведено в приложении 19) Министра экономического развития Республики Северная Осетия – Алания, в горной Дигории в краткосрочной перспективе планируется реализация инвестиционных проектов по строительству круглогодичных многопрофильных курортов, в связи с чем требуется развитие электросетевой инфраструктуры.

В связи с вышеизложенным выполнен анализ проблем электроснабжения потребителей Ирафского высокогорного района (горной Дигории), рассмотрены варианты реконструкции электрических сетей Ирафского высокогорного района, выполнено технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

Проблемы с качеством напряжения у конечных потребителей

Согласно письму филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» № 1.5/01-00/5580-исх. от 30.12.2021 (приведено в приложении 19), электроснабжение Ирафского высокогорного района осуществляется от ВЛ 35 кВ Верхний Згид – Фаснал, питающей ПС 35 кВ Фаснал по радиальной схеме. ПС 35 кВ Фаснал является единственным центром питания Ирафского района, расположенным не в центре нагрузок. Ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал, осуществляющий электроснабжение 23 сел Дигорского ущелья с расположенными в них социально значимыми объектами (школы, детские сады, ФАПы), обладает высокой протяженностью (суммарная протяженность по трассе линии составляет 72 км), расстояние до самой удаленной точки (с учетом абонентского участка фидера РП 26/16) составляет 29,6 км, вследствие чего уровень напряжения у конечных потребителей ниже минимально допустимого. Нормальная схема электрических соединений ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал приведена на рисунке 15.

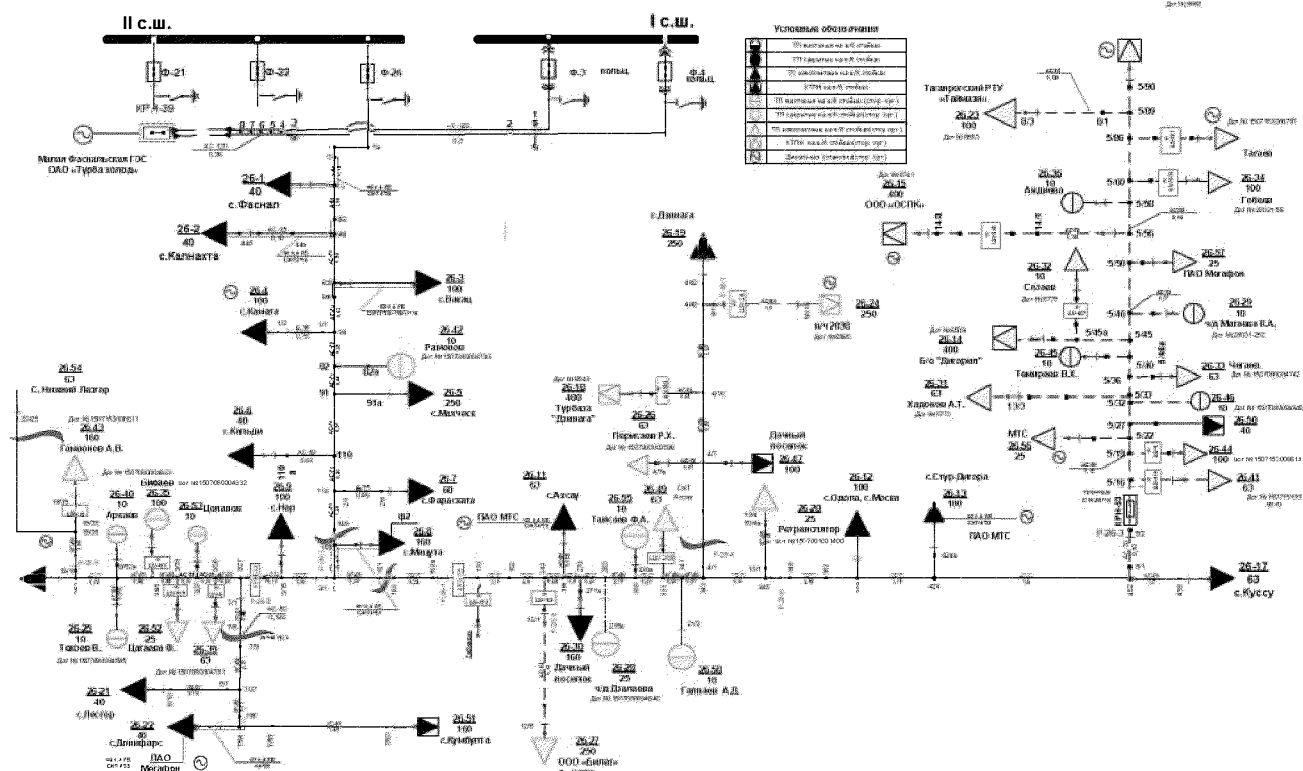


Рисунок 15. Нормальная схема электрических соединений
ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал

Анализ уровней напряжения у конечных потребителей

На основании исходных данных о параметрах электрооборудования было выполнено моделирование участка распределительной сети ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал. Результаты анализа уровней напряжения ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал в нормальном режиме для исходной схемы дня зимних контрольных измерений 15.12.2021 в характерных точках приведены в таблице 64. В таблице выделены значения с отклонением напряжения ниже допустимых значений. Результаты расчета электрических режимов в графическом виде приведены на рисунке X.1 приложения 19.

Таблица 64. Анализ уровней напряжения в ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал для исходной схемы дня зимних контрольных измерений 15.12.2021

№	Место контроля напряжения в сети 6 кВ	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение (расчетное), кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	ПС 35 кВ Фаснал (шины 6 кВ)	6	6,30	+5,00
2	КРН-25	6	5,71	-4,83
3	ТП-26-54 (с. Нижний Лезгор)	6	5,65	-5,83

1	2	3	4	5
4	КРН-53	6	4,83	-19,50
5	ТП-26-16 (б/о Комы-Арт)	6	4,71	-21,50

В результате анализа напряжений для исходной схемы дня зимних контрольных измерений 15.12.2021 были выявлены недопустимые снижения напряжения более 10 % от номинального напряжения, что не соответствует требованиям ГОСТ 32144–2013.

Согласно заключённым договорам на технологическое присоединение, к ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал планируется присоединение 182 потребителей максимальной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,389 МВт (2,57 МВА), что с учётом коэффициента реализации ($K_{\text{реал}}$), равного 0,2 (потребители с заявленной мощностью до 670 кВт), составляет 0,51 МВА. Заявки на технологическое присоединение к ф. 26 ПС 35 кВ Фаснал приведены в приложении 19. Необходимо отметить, что в указанных ТУ отсутствуют мероприятия по повышению напряжения в сети 6 кВ.

Результаты анализа уровней напряжения ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал в нормальном режиме для исходной схемы в период зимнего максимума 2027 года с учетом реализации технологических присоединений в характерных точках приведены в таблице 65. В таблице выделены значения с отклонением напряжения ниже допустимых значений. Результаты в графическом виде приведены на рисунке X.2 приложения 19.

Таблица 65. Анализ уровней напряжения в ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал для зимних максимальных нагрузок 2027 года

№	Место контроля напряжения в сети 6 кВ	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение (расчетное), кВ	Отклонение напряжения, %
1	ПС 35 кВ Фаснал (шины 6 кВ)	6	6,30	+5,00
2	КРН-25	6	5,39	-10,17
3	ТП-26-54 (с. Нижний Лезгор)	6	5,30	-11,67
4	КРН-53	6	4,02	-33,00
5	ТП-26-16 (б/о Комы-Арт)	6	3,73	-37,83

В результате анализа уровней напряжения в нормальном режиме для периода зимнего максимума 2027 года также были выявлены недопустимые снижения напряжения более 10 % от номинального напряжения, что не соответствует требованиям ГОСТ 32144–2013.

Для ликвидации недопустимых отклонений напряжения ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал рассматривается реализация четырех вариантов развития электрической сети:

развитие сетей 6 кВ: реконструкция (разукрупнение) ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал с образованием двух ЛЭП с увеличением сечения провода в «стволе» фидера до 185 мм² на головном участке до центра питания и установкой СКРМ в сети 6 кВ (вариант № 1);

развитие сетей 110 кВ: завершение строительства ПС 110 кВ Мацута с одним трансформатором 6,3 МВА, а также завершение строительства ВЛ 110 кВ Чикола – Мацута и установкой СКРМ в сети 6 кВ (вариант № 2);

установка объекта генерации в сети 6 кВ с обеспечением возможности постоянной работы в параллельном режиме с внешней электрической сетью (вариант № 3);

развитие сетей 35 кВ: строительство ПС 35 кВ Мацута с одним трансформатором 6,3 МВА, а также сооружение ВЛ 35 кВ Фаснал – Мацута и установкой СКРМ в сети 6 кВ (вариант № 4).

Вариант № 1.

Вариант № 1 предусматривает реализацию следующих мероприятий:

строительство новой цепи от шин ПС 35 кВ Фаснал до опоры оп. № 152 протяженностью 7,44 км с проводом сечения 185 мм²;

замена провода с увеличением сечения до 185 мм² на головном участке от опоры оп. № 152 до КРН-53 протяженностью 16,2 км;

присоединение ответвления от оп. № 152 до КРН-25 (в сторону КРН-53) к вновь сооруженному участку от шин ПС 35 кВ Фаснал до опоры оп. № 152 с образованием нового фидера;

присоединение ответвления от оп. № 152 до КРН-24 (в сторону ТП 26-54) к существующему участку ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал от шин ПС 35 кВ Фаснал до опоры оп. № 152 с образованием нового фидера;

установка СКРМ суммарной мощностью 100 квар в ТП-26-16.

В связи с особенностями проведения работ в горной местности, отдалённостью от районного центра, неблагоприятными погодными условиями в зимний период времени, и ограниченными условиями доступа на отдельные участки ЛЭП время проведения работ по реконструкции ЛЭП и ПС 35 кВ Фаснал может продлиться более года. На время выполнения длительной реконструкции ЛЭП 6 кВ и ПС 35 кВ Фаснал по варианту № 1 обеспечение электроснабжения потребителей и социально-значимых объектов необходимо осуществлять от независимого источника электроснабжения. В качестве такого источника предполагается использование дизель-генераторной установки (ДГУ). Таким образом, ДГУ должна постоянно находиться в работе в течение всего периода реализации мероприятий по разукрупнению фидера ф.6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал.

Вариант реконструкции № 1 с развитием сети ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал приведен на рисунке 16.



Рисунок 16. Вариант № 1. Развитие сети ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал

Результаты анализа уровней напряжения ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал в нормальном режиме с учетом реализации мероприятий варианта № 1 в период зимнего максимума 2027 года приведены в таблице 66. Отсутствуют отклонения напряжения ниже допустимых значений. Результаты в графическом виде приведены на рисунке X.3 приложения 19.

Таблица 66. Анализ уровней напряжения в ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал для зимних максимальных нагрузок 2027 года с учетом реализации мероприятий варианта № 1

№	Место контроля напряжения в сети 6 кВ	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение (расчетное), кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	ПС 35 кВ Фаснал (шины 6 кВ)	6	6,30	+5,00

1	2	3	4	5
2	КРН-25	6	6,2	+3,33
3	ТП-26-54 (с. Нижний Лезгор)	6	6.02	+0,33
4	КРН-53	6	5,67	-5,5
5	ТП-26-16 (б/о Комы-Арт)	6	5,49	-8,5

В результате анализа уровней напряжения с учетом реализации мероприятий варианта №1 в период зимнего максимума 2027 года недопустимые снижения напряжения более 10 % от номинального напряжения отсутствуют, что соответствует требованиям ГОСТ 32144–2013.

Анализ загрузки трансформаторов ПС 35 кВ Фаснал.

На ПС 35 кВ Фаснал установлены два силовых трансформатора 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА и 1,8 МВА (находятся в эксплуатации с 1984, срок эксплуатации составляет 35 лет). Максимальная нагрузка ПС в день зимних контрольных измерений за 3 года зафиксирована 16.06.2021 в объеме 0,93 МВА (51,7 % от номинальной мощности трансформатора 1,8, МВА) и 16.12.2020 в объеме 0,8 МВА (44,4 % от номинальной мощности трансформатора 1,8, МВА). При этом температура окружающего воздуха в день летнего контрольного замера составляла – +22,9 °С, в день зимнего контрольного замера составляла – +3,5 °С. Согласно данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» допускается длительная перегрузка трансформаторов до 105 % от номинальной мощности и аварийная перегрузка трансформаторов до 140 % от номинальной мощности в течение 2 часов. Таким образом, не выявлено превышение длительно допустимой нагрузки трансформатора (105 %).

На ПС согласно заключённым договорам на технологическое присоединение планируется присоединение 182 потребителей максимальной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,389 МВт (2,57 МВА), что с учётом коэффициента реализации ($K_{\text{реал}}$) равному 0,2 (потребители с заявленной мощностью до 670 кВт) составляет 0,51 МВА. Перечень заявок на технологическое присоединение ПС 35 кВ Фаснал приведен в приложении 19.

Максимальная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Фаснал с учетом реализации технологических присоединений составит 1,44 МВА (80 % от номинальной мощности Т-2 1,8 МВА в схеме n-1), при этом длительно допустимая перегрузка трансформаторов составляет до 105 % от номинальной мощности.

Таким образом, не выявлено превышения длительно допустимой нагрузки трансформатора. На ПС 35 кВ Фаснал замена трансформатора Т-2 с увеличением трансформаторной мощности не требуется.

Обеспечение условий работы устройств РЗА на ПС 35 кВ Фаснал

Согласно данным СРЗА и метрологии филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго», по условиям селективности работы релейной

защиты ф. 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал исключена возможность дальнейшего увеличения нагрузок ф. 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал. Также отсутствует возможность увеличения коэффициента трансформации трансформаторов тока, так как в этом случае снижается коэффициент чувствительности защит ниже минимально допустимого значения. Для обеспечения требуемого запаса коэффициента чувствительности защит требуется организация системы постоянного оперативного тока (СОПТ) на ПС 35 кВ Фаснал.

Организация СОПТ влечёт за собой необходимость строительства ОПУ и изыскания вариантов его размещения на территории ПС с изменением строительной части и расширением территории ПС. В этой связи необходимо осуществить перенос существующей опорной стены вглубь скального грунта с южной стороны ПС и укрепление сползающего склона с северной стороны.

Вариант № 2

Согласно информации, указанной в протоколе «совещания технического совета по рассмотрению вопроса о качестве напряжения и надежности электроснабжения ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал под руководством первого заместителя директора филиала – главного инженера филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» Г.В. Танделова от 14.01.2022, а также в письме Мр8/СОФ/01-00/399 от 19.04.2022 (приведены в приложении 19), в Ирафском районе (горной Дигории) в 1987 году было начато строительство ПС 110 кВ Мацута и ВЛ 110 кВ Чикола – Мацута, которое в настоящий момент имеет статус незавершенного строительства. Для ПС 110 кВ Мацута выделена площадка под строительство ПС, установлены фундаменты, для ВЛ 110 кВ Чикола – Мацута установлено 153 опоры из 167. Основанием для строительства послужило развитие сетей 110 кВ в горной части, связанное с освоением новых рудников свинцово-цинкового комбината в Урухском ущелье, с вводом Зарамагской ГЭС, для питания сельскохозяйственных потребителей, а также, в связи с аварийным состоянием ПС 35 кВ Фаснал (находится в оползневой зоне). В рамках мероприятий по завершению строительства необходимо произвести оценку технического состояния установленных конструкций и оборудования.

На момент начала строительства проектная документация была разработана в соответствии со Схемой развития Северо-Осетинской энергосистемы на 1995 г. Южным отделением института Энергосетьпроект и прошла согласование в соответствии с требованиями. На текущий момент необходимо в рамках мероприятий по завершению строительства выполнить разработку и согласование всей требуемой документации в связи с истечением срока действия имеющейся документации и изменения нормативно-правовой базы.

В соответствии с письмом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» № МР8/СОФ/01-00/384 от 15.04.2022 вариант № 2 предусматривает реализацию мероприятий:

завершение сооружения ПС 110 кВ Мацута с установкой трансформатора 6,3 МВА;

завершение строительства ВЛ 110 кВ Чикола – Мацута протяженностью 30,27 км с проводом марки АС-120/19 мм²;

установка СКРМ суммарной мощностью 250 квар в ТП-26-16;

установка СКРМ суммарной мощностью 200 квар в КРН-53.

Вариант № 2 с завершением строительства ПС 110 кВ Мацута и ВЛ 110 кВ Чикола – Мацута приведен на рисунке 17.

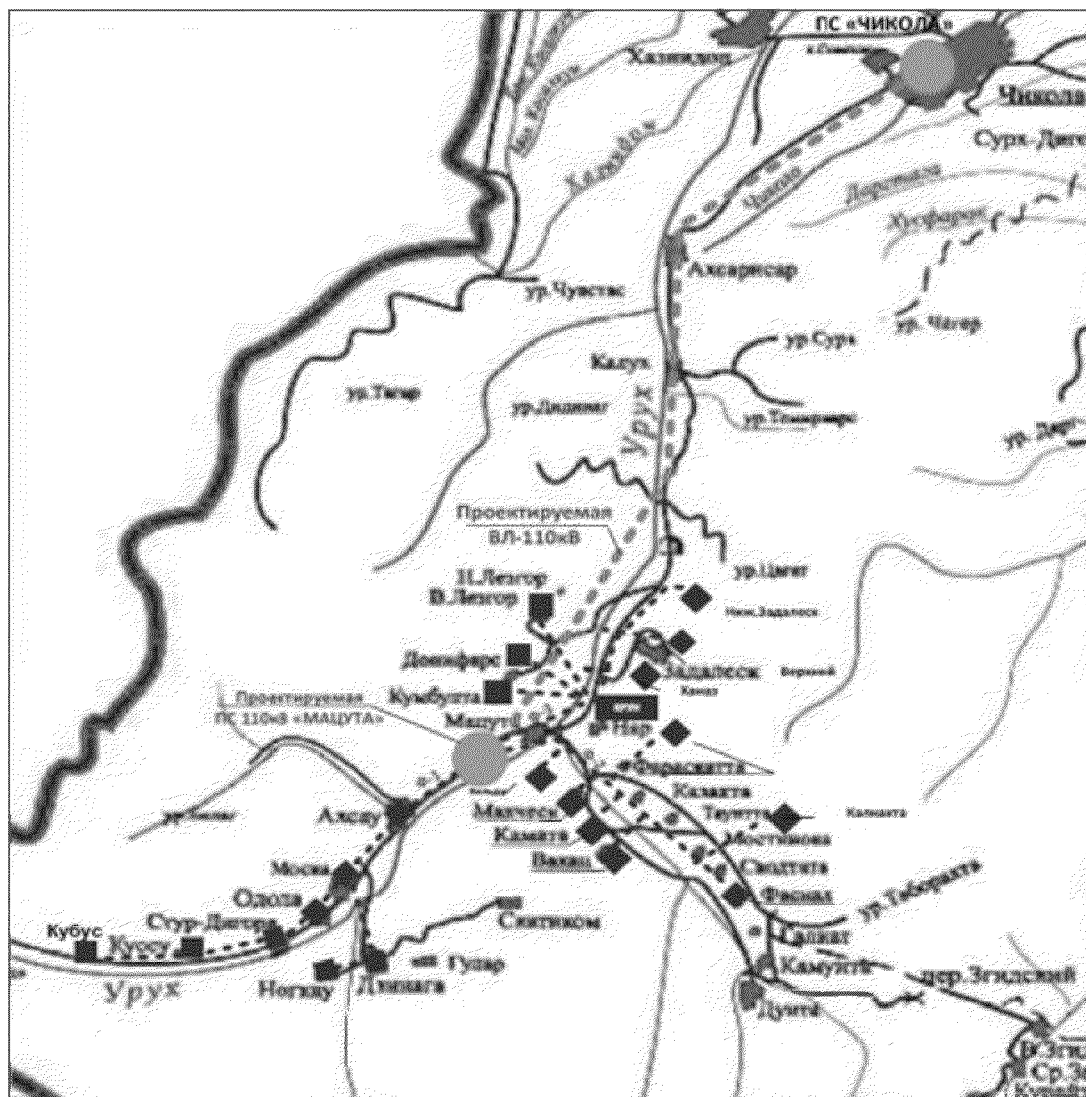


Рисунок 17. Вариант № 2 с завершением строительства ПС 110 кВ Мацута и ВЛ 110 кВ Чикола – Мацута

Результаты анализа уровней напряжения ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал в нормальном режиме для схемы с реализацией мероприятий варианта № 2 в период зимнего максимума 2027 года в характерных точках приведены в таблице 67. Отсутствуют отклонения напряжения ниже допустимых значений. Результаты в графическом виде приведены на рисунке X.4 приложения 19.

Таблица 67. Анализ уровней напряжения в ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал для зимних максимальных нагрузок 2027 года с учетом реализации мероприятий варианта № 2

№	Место контроля напряжения в сети 6 кВ	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение (расчетное), кВ	Отклонение напряжения, %
1	ПС 35 кВ Фаснал (шины 6 кВ)	6	6,30	+5,00
2	КРН-25	6	6,30	+5,00
3	ТП-26-54 (с. Нижний Лезгор)	6	6,22	+3,67
4	КРН-53	6	5,60	-6,67
5	ТП-26-16 (б/о Комы-Арт)	6	5,45	-9,17

В результате анализа уровней напряжения с учетом реализации мероприятий варианта № 2 в период зимнего максимума 2027 года недопустимые снижения напряжения более 10 % от номинального напряжения отсутствуют, что соответствует требованиям ГОСТ 32144–2013.

Вариант № 3

Вариант № 3 предусматривает установку ДГУ мощностью 2440 кВт в КРН-53 головного участка ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал с обеспечением возможности постоянной работы в параллельном режиме с внешней электрической сетью. Номинальная мощность ДГУ выбрана на основании возможности длительной безаварийной работы, необходимости поддержания параметров качества электрической энергии и покрытия требуемой нагрузки ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал с учетом технических потерь электроэнергии в оборудовании ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал.

Результаты анализа уровней напряжения ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал в нормальном режиме для схемы с реализацией мероприятий варианта № 3 в период зимнего максимума 2027 года в характерных точках приведены в таблице 68. Отсутствуют отклонения напряжения ниже допустимых значений. Результаты в графическом виде приведены на рисунке X.5 приложения 19.

Таблица 68. Анализ уровней напряжения в ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал для зимних максимальных нагрузок 2027 года с учетом реализации мероприятий варианта № 3

№	Место контроля напряжения в сети 6 кВ	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение (расчетное), кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	ПС 35 кВ Фаснал (шины 6 кВ)	6	6,30	+5,00

1	2	3	4	5
2	КРН-25	6	6,02	+3,00
3	ТП-26-54 (с. Нижний Лезгор)	6	5,94	-1,00
4	КРН-53	6	6,30	+5,00
5	ТП-26-16 (б/о Комы-Арт)	6	6,11	+1,83

Вариант № 4

Вариант № 4 предусматривает строительство ПС 35 кВ Мацута с одним трансформатором 6,3 МВА, а также сооружение ВЛ 35 кВ Фаснал – Мацута и установкой СКРМ в сети 6 кВ.

Был рассмотрен вариант сооружения ПС 35 кВ Мацута со строительством ВЛ 35 кВ Фаснал – Мацута, на основании письма администрации Ирафского района от № 914 от 15.04.2022 (приложение 19) определено следующее (письмо Мр8/СОФ/01-00/399 от 19.04.2022 приложение 19):

1) строительство ВЛ 35 кВ Фаснал – Мацута не может быть выполнено параллельно существующей автодороге и ЛЭП 6 кВ Ф-26, которые проходят в стесненных условиях склона ущелья;

2) возможность выделения технологического коридора под ВЛ 35 кВ Фаснал – Мацута в связи с протяженными участками склона подверженных камнепадам отсутствует;

3) на всём протяжении трассы, на основании статистических данных ежегодно 1–2 раза в год наблюдаются тектонические смещения скальных пород сопровождаемые камнепадами с нарушением поверхности земли;

4) также работа по сооружению ВЛ 35 кВ Фаснал – Мацута по трассе существующей автодороги на отдельных участках может привести к повреждению существующей отсыпки дороги и длительному нарушению автомобильного сообщения с горной Дигорией.

С учетом вышеуказанного вариант обеспечения качества электрической энергии потребителей Дигорского ущелья с сооружением ВЛ 35 кВ Фаснал – Мацута с ПС 35 кВ Мацута далее не рассматривается.

Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции

Оценка стоимости реализации мероприятий в технико-экономическом сравнении вариантов выполнена на основе данных, предоставленных филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго».

Таблица 69. Вариант № 1 Разукрупнение ф 6 кВ 26 ПС 35 кВ Фаснал

№ п.п	Объем необходимых мероприятий	Ориентировочная стоимость (млн руб. с НДС)
1.	Сооружение второй цепи 6 кВ Ф-26 ПС 35 кВ Фаснал от ПС 35 кВ Фаснал до опоры 152 протяженностью 7,4 км (провод марки АС–185, многогранные металлические опоры)	91,03
2.	Реконструкция Ф-26 ПС 35 кВ Фаснал на участке от опоры 152 до КРН-53 с заменой существующего провода на провод марки АС–185 общей протяженностью 16,1 км	198,03
3.	Установка в районе ТП 26-16 БСК суммарной мощностью 100 квар	0,012
4.	Реконструкция ПС 35 кВ Фаснал с расширением РУ 6 кВ на 1 ячейку для присоединения второй цепи 6 кВ Ф-26 ПС 35 кВ Фаснал	3
5.	Реконструкция ПС 35 кВ Фаснал с организацией СОПТ	169
6.	Установка одной дизельной электростанции ДГУ СТМ МТ.3050 (2440 кВт)**	91,6
ИТОГО (с учетом ДГУ 2440 кВт)		552,66*

* – на время реализации мероприятий по варианту № 1 требуется учет затрат на топливо для ДГУ в объеме 120 млн руб. на 1 год.

** – мероприятие требуется только на время реконструкции Ф-26 6 кВ ПС 35 кВ Фаснал.

Таблица 70. Вариант № 2. Завершение строительства ПС 110 кВ Мацута и ВЛ 110 кВ Чикола-Мацута

№ п.п	Объем необходимых мероприятий	Ориентировочная стоимость (млн руб. с НДС)
1	2	3
1.	Строительство ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 30,27 км от ПС 110 кВ Чикола до проектируемой ПС 110 кВ Мацута (провод марки АС-120/19, промежуточные опоры – ж/б/ металлические, анкерные опоры –металлические). Установка дополнительной линейной ячейки 110 кВ на ПС 110 кВ Чикола для присоединения проектируемой ВЛ 110 кВ	259,2

1	2	3
2.	Строительство ПС 110/35/6 кВ Мацута с установкой силового трансформатора 6,3 МВА.	220,0
3.	Установка в районе ТП 26-16 БСК суммарной мощностью 200 квар	0,024
4.	Установка в районе КРН-53 БСК суммарной мощностью 250 квар	0,030
ИТОГО		479,25

Таблица 71. Вариант № 3. Установка ДГУ в КРН-53 ф.6 кВ ПС 35 кВ Фаснал

№ п.п	Объем необходимых мероприятий	Ориентировочная стоимость (млн руб. с НДС)
1.	Установка одной дизельной электростанции ДГУ СТМ МТ.3050 (2440 кВт)	91,6
2.	Затраты на обеспечение топливом ДГУ одного года работы	120
ИТОГО		211,6*

* – за 4 года работы стоимость установки и эксплуатации ДГУ составит 571,6 млн руб. с НДС, что превышает стоимость реализации мероприятий по варианту № 2.

Выводы: На основании сопоставления капитальных затрат по варианту № 1, варианту № 2, варианту № 3, варианту № 4 к реализации рекомендуется вариант № 2 с завершением строительства ПС 110 кВ Мацута и ВЛ 110 кВ Чикола – Мацута.

Мероприятия по электросетевому строительству, представленные в данном разделе, носят предварительный характер.

Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках разработки схемы внешнего электроснабжения Ирафского высокогорного района или в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства

Российской Федерации от 27 декабря 2004 года
№ 861, с последующим включением мероприятий в
СиПР следующих периодов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках настоящей научно-исследовательской работы была достигнута ее основная цель – разработаны Схема и программа развития электроэнергетики РСО-Алания на перспективу 2023–2027 годов.

Достижение этой цели потребовало комплексного решения ряда задач: качественно-количественный анализ перспективного баланса электроэнергии и мощности на перспективу до 2027 года (задача решена в полном объеме);

разработка математических моделей энергосистемы РСО-Алания на перспективу до 2027 года с учетом факторов сезонности, неравномерности потребления нагрузки во времени, температуры окружающего воздуха и иных влияющих факторов (задача выполнена в полном объеме);

формирование перечня рекомендаций по размещению новых генерирующих мощностей на территории РСО-Алания (задача выполнена в полном объеме);

формирование перечня рекомендаций по техническому перевооружению и реконструкции существующей энергосистемы РСО-Алания (задача выполнена в полном объеме), а также новому строительству и размещению объектов сетевой инфраструктуры;

разработка рекомендаций по скоординированному развитию генерирующих мощностей объектов электросетевого хозяйства в энергосистеме РСО-Алания классом напряжения 110 кВ и выше на перспективу 2023–2027 годов с разбивкой по годам (задача выполнена в полном объеме).

Научно-технический уровень выполненной научно-исследовательской работы соответствует достижениям лучших работ в данной области. Проведены необходимые для данного вида работ технический и экономический анализ, разработаны актуальные математические модели энергосистемы РСО-Алания, согласованные с филиалом АО «Системный оператор единой энергетической системы» Северокавказское РДУ (письмо № Р51-62-П-19-413 от 24.02.2022)

Технико-экономический анализ предложенных мероприятий позволяет заключить, что рекомендации, данные в настоящей работе, экономически оправданы и позволяют эффективно расходовать инвестиционные средства соразмерно актуальным проблемам электроэнергетики РСО-Алания и будущим вызовам.

Результаты настоящей научно-исследовательской работы могут быть использованы в решении задачи адекватного развития электроэнергетики РСО-Алания в период 2023–2027 годов при соблюдении сроков и объемов мероприятий, представленных в настоящей работе в таблице 68 и приложениях 12, 15.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АТ	—	автотрансформатор
АТГ	—	автотрансформаторная группа
ВИЭ	—	возобновляемые источники электроэнергии
ВЛ	—	воздушная линия электропередачи
ВРП	—	валовой региональный продукт
ГВС	—	горячее водоснабжение
Гкал	—	гигакалория
ГЭС	—	гидроэлектростанция
ДДТН	—	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕТЭБ	—	единый топливно-энергетический баланс
ЕЭС	—	Единая энергетическая система
ж/к	—	жилой комплекс
ЗАО	—	закрытое акционерное общество
КЛ	—	кабельная линия
КПД	—	коэффициент полезного действия
ЛЭП	—	линия электропередачи
мкр	—	микрорайон
МО	—	муниципальное образования
МП	—	муниципальное предприятие
МУП	—	муниципальное унитарное предприятие
МЭС	—	магистральные электрические сети
ОАО	—	открытое акционерное общество
ОДУ	—	объединенное диспетчерское управление
ООО	—	общество с ограниченной ответственностью
ОРУ	—	открытое распределительное устройство
отп.	—	отпайка линии электропередачи
ОЭС Юга	—	объединенная энергосистема Юга
ПАО	—	публичное акционерное общество
ПС	—	подстанция
РДУ	—	региональное диспетчерское управление
РП	—	распределительный пункт
РСО-Алания	—	Республика Северная Осетия – Алания
РУ	—	распределительное устройство
СВ	—	секционный выключатель
СиПР	—	схема и программа развития электроэнергетики
СКРМ	—	средство компенсации реактивной мощности
СШ	—	система шин
Т	—	трансформатор
т у.т.	—	тонны условного топлива
ТЭР	—	топливно-энергетические ресурсы
ТЭС	—	тепловая электрическая станция
ЭЭ	—	электрическая энергия

ЭЭС – электроэнергетическая система