

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ТАРИФОВ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

УТВЕРЖДАЮ

Министр энергетики и тарифов Республики Дагестан

difference 9 декабря 2024 г.

ПРОТОКОЛ № 33

заседания Правления Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан

Место: г. Махачкала, ул. М. Гаджиева, 73б
Время: 15:00

Председательствует:

Шихалиев М.Ш. – министр энергетики и тарифов Республики Дагестан

Члены правления:

Иманмурзаев Д.У. первый заместитель министра энергетики и тарифов РД

Нажуев М.З. начальник Управления тарифообразования
Минэнерго РД

Хандаев М.А. начальник отдела РКК Управления тарифообразования Минэнерго РД

Магомедов М.А. начальник отдела РЭК Управления тарифообразования Минэнерго РД

Керимов Н.С. начальник отдела правового обеспечения Управления финансов и административно-правового обеспечения Минэнерго РД

Алибуттаева Д.М. представитель Дагестанского УФАС России

представитель НП «Совет Рынка» (голосовал
заочно).

В работе Правления принимали участие:

Мажидханов А.М.	консультант отдела РЭК Управления тарифообразования Минэнерго РД
Магомедов А.К.	главный специалист - эксперт отдела РЭК Управления тарифообразования Минэнерго РД
Юсуфов М.К.	главный специалист - эксперт отдела РКК Управления тарифообразования Минэнерго РД
Патахова П.А.	филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по доверенности;
Мусаев М.З.	начальник района электрических сетей РЭС по РД филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго», по доверенности

Повестка дня:

1. Об установлении цен на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей на 2025 г.

Докладчик: Магомедов М.А.

2. Установление единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями, а также утверждения долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров деятельности территориальных сетевых организаций, и необходимой валовой выручки сетевых организаций на долгосрочный период регулирования.

Докладчик: Мажидханов А.М., Магомедов А.К.

3. Установление тарифа на услуги по водоотведению для МУП «Очистные сооружения», оказываемые потребителям ГО «город Кизляр» методом индексации (корректировка) на 2025 год долгосрочного периода регулирования 2024 – 2028 гг.

Докладчик: Юсуфов М.К.

Председательствующий открыл заседание.

По вопросу № 1 повестки дня:

Слушали – начальника отдела РЭК Управления тарифообразования Минэнерго РД Магомедова М.А. с экспертным заключением по установлению цен

(тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на 2025 год.

Согласно п. 3 ст. 23.1 и п. 3 ст. 24 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» на розничных рынках органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации устанавливают цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, в рамках предельных уровней цен (тарифов) утвержденных федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

В соответствии с постановлением Правительства Республики Дагестан от 08.04.2022 г. № 82 «Вопросы Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан», уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в Республике Дагестан является Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан (далее – Минэнерго РД). В соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) от 11 октября 2024 г. № 718/24 «О предельных минимальных и максимальных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2025 год» предельные минимальные и максимальные уровни на электрическую энергию, поставляемую населению Республики Дагестан и приравненным к нему категориям потребителей, приняты на 2025 год в следующих размерах: с 01.01.2025 г. по 30.06.2025 г.

Минимальный уровень тарифа – 3,50 руб./кВт·ч (с НДС)

Максимальный уровень тарифа – 3,51 руб./кВт·ч (с НДС)

С 01.07.2025 г. по 31.12.2025 г.

Минимальный уровень тарифа – 3,94 руб./кВт·ч (с НДС)

Максимальный уровень тарифа – 3,95 руб./кВт·ч (с НДС)

Минэнерго РД тарифы на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на 2025 год рассчитаны в соответствии Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, утвержденными приказом ФАС России от 27.05.2022 № 412/22 (далее – Методические указания).

Исходя из расчетов в соответствии с Методическими указаниями, экспертная группа предлагает установить тарифы на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на 2025 год в следующих размерах согласно экспертному заключению № 1

Заслушав заключение эксперта, а также по результатам обсуждений председательствующий предложил проголосовать по вопросу повестки дня.

Представитель НП «Совет Рынка» Москвин К.В. голосовал заочно и направил свою позицию «ПРОТИВ» по первому вопросу повестки дня.

Голосовали:

«за» - 6 голосов

«против» - 1 голос
«воздержались» - нет

Решили:

1. Установить с 1 января 2025 года по 31 декабря 2025 года цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан согласно приложению № 1 к протоколу;
2. Применить понижающие коэффициенты к ценам (тарифам) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан согласно таблице 3 приложения № 1 к протоколу.

По вопросу № 2 повестки дня:

Слушали – консультанта отдела РЭК Управления тарифообразования Минэнерго РД Мажидханова А.М. и главного специалиста – эксперта отдела РЭК Управления тарифообразования Минэнерго РД Магомедова А.К. с экспертным заключением об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями, а также утверждения долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров деятельности территориальных сетевых организаций, и необходимой валовой выручки сетевых организаций на долгосрочный период регулирования.

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан определены в соответствии с:

- Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в действующей редакции);
- Федеральным законом «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» от 29.07.1998 № 135-ФЗ (в действующей редакции);
- Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в действующей редакции);
- постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»(далее по тексту – Основы ценообразования) (в действующей редакции);
- Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил

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» (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденные приказом ФСТ России от 6.08.2004 №20-э/2 (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям утвержденные приказом ФАС России от 27.05.2022 № 412/22 (далее Методические указания) (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой прибыли, утвержденные приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 № 98-э (далее Методические указания) (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256 (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденные приказом ФСТ России от 26.10.2010 № 254-э/1 (в действующей редакции);

– Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8.10.2017 № 976 «Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных З сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов» (в действующей редакции);

– Прочими законами и подзаконными актами, методическими разработками в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию.

Предлагается установить единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан на 2025 год в рамках согласованных ФАС России (приказ ФАС России от 06.12.2024 № 976/24) уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, и предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не

относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2025 год.

Единые (котловые) тарифы устанавливаются:

1) в отношении населения и приравненных к нему категорий потребителей отдельно для каждой категории потребителей в виде одноставочного тарифа без дифференциации по уровням напряжения;

2) в отношении прочих потребителей дифференцированно:

на уровнях напряжения ВН, СН1, СН2, НН в 2 вариантах:

- двухставочный тариф в виде ставки: - на содержание электрических сетей;

- на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии в электрических сетях;

- одноставочный тариф с учетом стоимости нормативных технологических потерь электрической энергии.

Расчет единых на территории Республики Дагестан тарифов на услуги по передаче электрической энергии, дифференцированных по уровням напряжения, для потребителей услуг по передаче электрической энергии (кроме сетевых организаций), независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены, производится на основе НВВ, рассчитанной для каждой сетевой организации, расположенной на территории Республики Дагестан.

Учитывая изложенное, предлагается скорректировать единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан на 2025 год, долгосрочного периода 2023 – 2027 гг. согласно приложению № 2 (экспертное заключение №2, № 3, № 4).

Установить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов ПАО «Россети Северный Кавказ» с территориальными сетевыми организациями на территории Республики Дагестан согласно приложению № 3.

Утвердить долгосрочные параметры регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров деятельности территориальных сетевых организаций, и необходимой валовой выручки сетевых организаций на долгосрочный период регулирования согласно приложению № 4.

Заслушав заключение эксперта, а также по результатам обсуждений председательствующий предложил проголосовать по вопросу повестки дня.

Представитель НП «Совет Рынка» Москвин К.В. голосовал заочно и направил свою позицию «ПРОТИВ» по второму вопросу повестки дня.

Голосовали:

«за» - 7 голосов

«против» - 1 голос

«воздержались» - нет

Решили:

1. Внести в приказ Министерства энергетики и тарифов Республики

Дагестан от 31 января 2023 г. № 45-ОД-10/23 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями» следующие изменения:

1.2. приложение № 1 к указанному приказу изложить в новой редакции согласно приложению № 2 к настоящему протоколу;

1.3. приложение № 2 к указанному приказу изложить в новой редакции согласно приложению № 3 к настоящему протоколу.

2. Внести в постановление Республиканской службы по тарифам Республики Дагестан от 26 декабря 2014 № 140 «Об утверждении долгосрочных параметров регулирования территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров деятельности территориальных сетевых организаций, и необходимой валовой выручки сетевых организаций на долгосрочный период регулирования (без учета оплаты потерь)» следующие изменения:

2.1. приложение № 1 к указанному приказу изложить в новой редакции согласно приложению № 4 к протоколу;

2.2. приложение № 2 к указанному приказу изложить в новой редакции согласно приложению № 4 таб. 2 к протоколу.

По вопросу № 3 повестки дня:

Слушали – главного специалиста – эксперта отдела РКК Управления тарифообразования Минэнерго РД Юсуфова М.К. с экспертным заключением об установлении тарифа на услуги по водоотведению для МУП «Очистные сооружения», оказываемые потребителям ГО «город Кизляр» методом индексации (корректировка) на 2025 год долгосрочного периода регулирования 2024 – 2028 гг. согласно приложению № 6 к протоколу.

Заслушав заключение эксперта, а также по результатам обсуждений председательствующий предложил проголосовать по вопросу повестки дня:

Голосовали:

«за» - 7 голосов

«против» - нет

«воздержались» - нет

Решили:

1. Корректировать тариф на 2025 год долгосрочного периода регулирования 2024-2028 гг. на услуги по водоотведению и очистке сточных вод, оказываемые МУП «Очистные сооружения» потребителям г. Кизляр, и внести в приказ Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан от 17 ноября 2023 г. № 45-ОД-198/23 «Об установлении тарифов на услуги по водоотведению и очистке сточных вод, оказываемые МУП «Очистные сооружения» потребителям г. Кизляр» следующие изменения:

1.1. Произвести корректировку производственной программы МУП «Очистные сооружения» потребителям г. Кизляр по водоотведению и очистке

сточных вод на долгосрочный период регулирования 2024-2028 гг. и изложить в редакции согласно приложению № 5 к настоящему протоколу.

1.2. Пункт 3 указанного приказа изложить в следующей редакции:

«Установить и ввести в действие тарифы на услуги по водоотведению и очистке сточных вод, оказываемые МУП «Очистные сооружения» потребителям г. Кизляр в следующих размерах (в руб. за 1 куб. м стоков) *:

с 01.01.2024 по 30.06.2024 - 16,72 руб.;
с 01.07.2024 по 31.12.2024 - 19,49 руб.;
с 01.01.2025 по 30.06.2025 - 19,49 руб.;
с 01.07.2025 по 31.12.2025 - 21,79 руб.;
с 01.01.2026 по 30.06.2026 - 21,79 руб.;
с 01.07.2026 по 31.12.2026 - 22,14 руб.;
с 01.01.2027 по 30.06.2027 - 22,14 руб.;
с 01.07.2027 по 31.12.2027 - 22,50 руб.;
с 01.01.2028 по 30.06.2028 - 22,50 руб.;
с 01.07.2028 по 31.12.2028 - 22,96 руб.».

Приложение:

Приложение № 1. Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан;

Приложение № 2. Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей;

Приложение № 3. Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями (согласно заключенным договорам оказания услуг по передаче электрической энергии);

Приложение № 4. Долгосрочные параметры регулирования для сетевых организаций, в отношении которых применяется метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Необходимая валовая выручка сетевых организаций на долгосрочный период регулирования (без учета оплаты потерь);

Приложение № 5. Производственная программа МУП «Очистные сооружения» г. Кизляр в сфере водоотведения на 2024 - 2028 гг.

Приложение № 6. Экспертное заключение об установление тарифа на услуги по водоотведению для МУП «Очистные сооружения», оказываемые потребителям ГО «город Кизляр» методом индексации (корректировка) на 2025 год долгосрочного периода регулирования 2024 – 2028 гг.

Протокол вела

Н.И. Дацко

ПРИЛОЖЕНИЕ №1
к протоколу Правления Минэнерго РД
от 09.12.2024 г. № 33

**Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей
по Республике Дагестан на 2025 год**

Таблица 1

Категории потребителей с разбивкой № II/II по ставкам и дифференциацией по зонам суток	Цена (тариф), руб./кВт·ч (с учетом НДС)					
	I полугодие			II полугодие		
	Для первого диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности)	Для второго диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности)	Для третьего диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности)	Для первого диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности)	Для второго диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности)	Для третьего диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности)
1	2	3	4	5	6	8
1. Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением населения и потребителей, указанных в строках 2 - 8: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;						

1	2	3	4	5	6	7	8
	гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.						
1.1	Одноставочный тариф	3,51	3,52	3,82	3,94	4,94	8,60
1.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полу涓ковая)	3,98	3,99	4,33	4,47	5,61	9,75
	Ночная зона	2,81	2,81	3,05	3,15	3,95	6,88
1.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	4,21	4,23	4,59	4,73	5,94	10,32
	Полупиковая зона	3,51	3,52	3,82	3,94	4,94	8,60
	Ночная зона	2,81	2,81	3,05	3,15	3,95	6,88
2.	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.						
2.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
2.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полу涓ковая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82

1	2	3	4	5	6	7	8
2.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
3.	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и не оборудованных электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.						
3.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
3.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полуниковая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
3.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
4.	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных электроотопительными установками и не оборудованных стационарными электроплитами, и приравненные к нему категории потребителей:						

1	2	3	4	5	6	7	8
6.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полуpikeвая)	2,79	2.79	3,03	3.13	3.93	6.83
	Ночная зона	1.97	1,97	2,14	2,21	2,77	4.82
6.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7.22
	Полупиковая зона	2,46	2.46	2,67	2,76	3,46	6.02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4.82
7.	Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных электроотопительными установками и не оборудованных стационарными электроплитами, и приравненные к нему категории потребителей: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей приравненным к населению категориям потребителей, указанным в настоящей строке.						
7.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
7.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полуpikeвая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6.83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4.82
7.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7.22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6.02

1	2	3	4	5	6	7	8
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
8.	Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к нему категории потребителей, за исключением населения и потребителей, указанных в строках 5 - 7:						
	исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;						
	наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;						
	гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.						
8.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
8.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полу涓ковая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
8.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.	Потребители, приравненные к населению:						
9.1.	Исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые						

1	2	3	4	5	6	7	8
помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для коммунально-бытового потребления населения в объемах фактического потребления электрической энергии населения и объемах электрической энергии, израсходованной на места общего пользования, за исключением:							
исполнителей коммунальных услуг (товариществ собственников жилья, жилищно-строительных, жилищных или иных специализированных потребительских кооперативов либо управляющих организаций), приобретающих электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;							
наймодателей (или уполномоченных ими лиц), предоставляющих гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда.							
9.1.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
9.1.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полуpikeвая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.1.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.2.	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.						
9.2.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
9.2.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полуpikeвая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.2.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22

1	2	3	4	5	6	7	8
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.3. Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений.							
9.3.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
9.3.2. Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток							
	Дневная зона (пиковая и полу涓ковая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.3.3. Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток							
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.4. Юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.							
9.4.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
9.4.2. Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток							
	Дневная зона (пиковая и полу涓ковая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.4.3. Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток							
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.5. Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.							
9.5.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
9.5.2. Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток							
	Дневная зона (пиковая и полу涓ковая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82

1	2	3	4	5	6	7	8
9.5.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.6.	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи).						
	Некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы), приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.						
9.6.1.	Одноставочный тариф	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
9.6.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток						
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	2,79	2,79	3,03	3,13	3,93	6,83
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82
9.6.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток						
	Пиковая зона	2,95	2,96	3,21	3,31	4,16	7,22
	Полупиковая зона	2,46	2,46	2,67	2,76	3,46	6,02
	Ночная зона	1,97	1,97	2,14	2,21	2,77	4,82

Таблица 2

Диапазоны объемов потребления электрической энергии

№	Категории потребителей	Первый диапазон объемов потребления электрической энергии, кВт·ч	Второй диапазон объемов потребления электрической энергии, кВт·ч	Третий диапазон объемов потребления электрической энергии, кВт·ч
1.	<p>Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением населения и потребителей, указанных в строках 2 - 8:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>			
	в отношении объемов потребления электрической энергии, израсходованной для целей содержания общего имущества многоквартирных домов	без ограничения пороговым значением	-	-
	в отношении объемов потребления электрической энергии потребителями, включающими домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 Указа Президента Российской Федерации от 23 января 2024 г. N 63 "О мерах социальной поддержки многодетных семей"	без ограничения пороговым значением	-	-
	в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах	до 1500 включительно	от 1500 до 2400 включительно	свыше 2400
	в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах	до 1200 включительно	от 1200 до 2000 включительно	свыше 2000
	в иных случаях	до 1200 включительно	от 1200 до 2000 включительно	свыше 2000

2.	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроизделиями и электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>			
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии, израсходованной для целей содержания общего имущества многоквартирных домов</p>	без ограничения пороговым значением	-	-
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии потребителями, включающими домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 Указа Президента Российской Федерации от 23 января 2024 г. N 63 "О мерах социальной поддержки многодетных семей"</p>	без ограничения пороговым значением	-	-
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах для расчетных периодов (месяцев), относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах для расчетных периодов (месяцев), не относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 2400 включительно	от 2400 до 3800 включительно	свыше 3800
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах для расчетных периодов (месяцев), относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 3200 включительно	от 3200 до 5000 включительно	свыше 5000
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах для расчетных периодов (месяцев), не относящихся к</p>	до 2000 включительно	от 2000 до 3200 включительно	свыше 3200

	отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)			
3.	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и не оборудованных электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения фонда для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>			
	в отношении объемов потребления электрической энергии, израсходованной для целей содержания общего имущества многоквартирных домов	без ограничения пороговым значением	-	-
	в отношении объемов потребления электрической энергии потребителями, включающими домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 Указа Президента Российской Федерации от 23 января 2024 г. N 63 "О мерах социальной поддержки многодетных семей"	без ограничения пороговым значением	-	-
	в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах	до 2400 включительно	от 2400 до 3800 включительно	свыше 3800
	в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах	до 2000 включительно	от 2000 до 3200 включительно	свыше 3200
4.	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных электроотопительными установками и не оборудованных стационарными электроплитами, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые</p>			

	<p>помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>			
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии, израсходованной для целей содержания общего имущества многоквартирных домов</p>	без ограничения пороговым значением	-	-
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии потребителями, включающими домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 Указа Президента Российской Федерации от 23 января 2024 г. № 63 "О мерах социальной поддержки многодетных семей"</p>	без ограничения пороговым значением	-	-
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах для расчетных периодов (месяцев), относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах для расчетных периодов (месяцев), не относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 2400 включительно	от 2400 до 3800 включительно	свыше 3800
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах для расчетных периодов (месяцев), относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 3200 включительно	от 3200 до 5000 включительно	свыше 5000
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах для расчетных периодов (месяцев), не относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 2000 включительно	от 2000 до 3200 включительно	свыше 3200
5.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые</p>			

	<p>помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>			
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии, израсходованной для целей содержания общего имущества многоквартирных домов</p>	без ограничения пороговым значением	-	-
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии потребителями, включающими домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 Указа Президента Российской Федерации от 23 января 2024 г. N 63 "О мерах социальной поддержки многодетных семей"</p>	без ограничения пороговым значением	-	-
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах для расчетных периодов (месяцев), относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах для расчетных периодов (месяцев), не относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 2400 включительно	от 2400 до 3800 включительно	свыше 3800
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах для расчетных периодов (месяцев), относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 3200 включительно	от 3200 до 5000 включительно	свыше 5000
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах для расчетных периодов (месяцев), не относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)</p>	до 2000 включительно	от 2000 до 3200 включительно	свыше 3200
6.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроэнергетическими установками, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для</p>			

	<p>предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>		
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии, израсходованной для целей содержания общего имущества многоквартирных домов</p>	без ограничения пороговым значением	-
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии потребителями, включающими домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 Указа Президента Российской Федерации от 23 января 2024 г. N 63 "О мерах социальной поддержки многодетных семей"</p>	без ограничения пороговым значением	-
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах</p>	до 2400 включительно	от 2400 до 3800 включительно
	<p>в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах</p>	до 2000 включительно	от 2000 до 3200 включительно
7.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных электроотопительными установками и не оборудованных стационарными электроплитами, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>		

	в отношении объемов потребления электрической энергии, израсходованной для целей содержания общего имущества многоквартирных домов	без ограничения пороговым значением	-	-
	в отношении объемов потребления электрической энергии потребителями, включающими домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 Указа Президента Российской Федерации от 23 января 2024 г. N 63 "О мерах социальной поддержки многодетных семей"	без ограничения пороговым значением	-	-
	в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах для расчетных периодов (месяцев), относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
	в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах для расчетных периодов (месяцев), не относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)	до 2400 включительно	от 2400 до 3800 включительно	свыше 3800
	в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах для расчетных периодов (месяцев), относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)	до 3200 включительно	от 3200 до 5000 включительно	свыше 5000
	в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах для расчетных периодов (месяцев), не относящихся к отопительному периоду (с 1 ноября по 30 апреля)	до 2000 включительно	от 2000 до 3200 включительно	свыше 3200
8.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к нему категории потребителей, за исключением населения и потребителей, указанных в строках 5 - 7:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного нахождения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного нахождения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p>			

	гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.			
	в отношении объемов потребления электрической энергии, израсходованной для целей содержания общего имущества многоквартирных домов	без ограничения пороговым значением	-	-
	в отношении объемов потребления электрической энергии потребителями, включающими домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом "б" пункта 6 Указа Президента Российской Федерации от 23 января 2024 г. N 63 "О мерах социальной поддержки многодетных семей"	без ограничения пороговым значением	-	-
	в отношении объемов потребления электрической энергии в жилых домах	до 2400 включительно	от 2400 до 3800 включительно	свыше 3800
	в отношении объемов потребления электрической энергии в помещениях в многоквартирных домах	до 2000 включительно	от 2000 до 3200 включительно	свыше 3200
9.	Потребители, приравненные к населению:			
9.1.	<p>Исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для коммунально-бытового потребления населения в объемах фактического потребления электрической энергии населения и объемах электрической энергии, израсходованной на места общего пользования, за исключением:</p> <p>исполнителей коммунальных услуг (товариществ собственников жилья, жилищно-строительных, жилищных или иных специализированных потребительских кооперативов либо управляющих организаций), приобретающих электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодателей (или уполномоченных ими лиц), предоставляющих гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда.</p>			
	на одно помещение	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
9.2.	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.			

	на один садовый земельный участок или огородный земельный участок	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
9.3.	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений.			
	на одно помещение	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
9.4.	Юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.			
	на один общий прибор учета электрической энергии	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
9.5.	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.			
	на одно помещение	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000
9.6.	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи). Некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы), приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.			
	на один гараж, хозяйственную постройку (сарай, погреб)	до 3900 включительно	от 3900 до 6000 включительно	свыше 6000

Таблица 3

Понижающие коэффициенты к ценам (тарифам) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан

№	Категории потребителей	Примененный понижающий коэффициент при установлении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность)	
		I полугодие	II полугодие
1.	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроизделиями и электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>пайомодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>	0,7	0,7
2.	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроизделиями и ис	0,7	0,7

оборудованных электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей:

исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;

пайомодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;

гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.

3. Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных электроотопительными установками и не оборудованных стационарными электрошламами, и приравненные к нему категории потребителей:

исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;

пайомодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую

0,7

0,7

	<p>энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>		
4.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроилитами и электроотопительными установками, и приравненное к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>	0,7	0,7
5.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроилитами и не оборудованных электроотопительными установками, и приравненное к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую</p>	0,7	0,7

	<p>энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>		
6.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных электроотопительными установками и не оборудованных стационарными электроплитами, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые,</p>	0,7	0,7

	энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.		
7.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к нему категории потребителей, за исключением населения и потребителей, указанных в <u>строках 4 - 6</u>:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного проживания вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в настоящей строке.</p>	0,7	0,7
8.	Потребители, приравненные к населению:	0,7	0,7
8.1.	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.	0,7	0,7
8.2.	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия разделенного учета электрической энергии для указанных помещений.	0,7	0,7
8.3.	Юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающие по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.	0,7	0,7

8.4.	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.	0,7	0,7
------	--	-----	-----

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2
к протоколу Правления Минэнерго РД
от 09.12.2024 года № 33

Таблица 1

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2023 год

№	Показатель	Единица измерения	Уровни напряжения					
			I полугодие					
			Всего	ВН1	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Двухставочный тариф							
1.1.	ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	x	-	955 003,46	1 164 370,12	1 491 726,82	1 193 822,66
1.2.	ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	x	-	210,26	407,93	477,09	912,19
2.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	x	x	1,93742	2,54608	3,24604	2,99312
3.	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	4 492 683,82	-	947 621,10	125 226,71	1 487 747,86	1 932 088,16
4.	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·ч	1 150,01	-	1 438,34	1 623,64	1 919,48	806,52
5.	Субсидия на компенсацию выпадающих доходов, образованных вследствие установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, ниже экономически обоснованного уровня	тыс. руб.						-

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2024 год

№	Показатель	Единица измерения	Уровни напряжения											
			I полугодие						II полугодие					
			Всего	ВН1	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН1	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Двухставочный тариф													
1.1.	ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	x	-	955 003,46	1 164 370,12	1 491 726,82	1 193 822,66	x	-	1 126 904,08	1 373 956,74	1 760 237,65	1 408 710,74
1.2.	ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	x	-	210,26	407,93	477,09	912,19	x	-	229,39	445,05	520,51	995,20
2.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	x	x	1,93742	2,54608	3,24604	2,99312	x	x	2,28616	3,00437	3,83033	3,53188
3.	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	2 277 918,30	-	367 591,36	142 545,93	815 244,29	952 536,72	2 687 155,80	-	439 297,82	185 654,09	976 857,28	1 085 346,62
4.	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·ч	1 047,00	-	1 416,31	1 627,46	1 833,75	688,27	1 482,21	-	1 722,52	2 014,04	2 329,32	1 037,26
5.	Субсидия на компенсацию выпадающих доходов, образованных вследствие установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, ниже экономически обоснованного уровня	тыс. руб.			-						-			

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2025 год

№	Показатель	Единица измерения	Уровни напряжения											
			I полугодие						II полугодие					
			Всего	BH1	BH	CH1	CH2	NH	Всего	BH1	BH	CH1	CH2	NH
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Двухставочный тариф													
1.1.	ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	x	-	1 126 904,08	1 373 956,74	1 760 237,65	1 408 710,74	x	-	1 254 513,69	1 525 116,52	1 960 599,35	1 568 808,01
1.2.	ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	x	-	229,39	445,05	520,51	995,20	x	-	256,00	496,68	580,89	1 110,64
2.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	x	x	2,28616	3,00437	3,83033	3,53188	x	x	2,74339	3,60524	4,59640	4,23620
3.	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	2 717 331,70	-	626 534,23	152 180,28	895 579,58	1 043 037,61	2 866 302,35	-	572 341,96	159 188,71	1 181 100,56	953 671,12
4.	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·ч	1308,54	-	1621,21	1928,96	2198,09	866,44	1316,04	-	2 059,43	2 328,30	2 529,58	698,78
5.	Субсидия на компенсацию выпадающих доходов, образованных вследствие установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, ниже экономически обоснованного уровня	тыс. руб.												

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2026 год

№	Показатель	Единица измерения	Уровни напряжения											
			I полугодие						II полугодие					
			Всего	BH1	BH	CH1	CH2	HH	Всего	BH1	BH	CH1	CH2	III
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Двухставочный тариф													
1.1.	ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт мес.	x	-	1 254 513,69	1 525 116,52	1 960 599,35	1 568 808,01	x	-	1304694,24	1586121,18	2039023,32	1631560,33
1.2.	ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	x	-	256,00	496,68	580,89	1 110,64	x	-	266,24	516,5472	604,1256	1155,0656
2.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	x	x	2,74339	3,60524	4,59640	4,23620	x	x	2,8531	3,7494	4,7803	4,4056

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2027 год

№	Показатель	Единица измерения	Уровни напряжения											
			I полугодие						II полугодие					
			Всего	BH1	BII	CH1	CH2	HH	Всего	BH1	BH	CH1	CH2	III
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Двухставочный тариф													
1.1.	ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	x	-	1304694,24	1586121,18	2039023,32	1631560,33	x	-	1356882,01	1649566,03	2120584,26	1696822,74
1.2.	ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	x	-	266,24	516,5472	604,1256	1155,0656	x	-	276,89	537,21	628,29	1201,27
2.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	x	x	2,8531	3,7494	4,7803	4,4056	x	x	2,9673	3,8994	4,9715	4,5819

Таблица 2

Размер экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан на 2025 год

№	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Уровни напряжения			
			ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7
1.	Величины, используемые при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации:					
1.1.	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (без учета налога на добавленную стоимость)	I полугодие				
1.1.1.	Двухставочный тариф:					
1.1.1.1.	ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	238 640,67	338 403,91	591 246,00	927 544,40
1.1.1.2.	ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	229,39	445,05	520,51	995,20
1.1.2.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	0,66494	1,07541	1,63668	2,76481
1.2.	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (без учета налога на добавленную стоимость)	II полугодие				
1.2.1.	Двухставочный тариф					
1.2.1.1.	ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	215 840,49	382 811,44	725 515,05	1 218 072,36
1.2.1.2.	ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	256,00	496,68	580,89	1 110,64
1.2.2.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	0,68396	1,27694	2,06502	3,54199

Таблица 3

Необходимая валовая выручка, учтенная при расчете единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Республики Дагестан на 2025 год

N	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), необходимая валовая выручка которой учтена при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации	Необходимая валовая выручка сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации	Ученные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии	Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен (тарифов)
		тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	млн. кВ·ч
1.	Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго»	12 562 806,59	0	6 268 272,98	2 019,66
2.	ОАО «Российские железные дороги»	60 002,63	0	20 384,30	6,54
3.	Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго»	68 964,86	0	2 764,40	0,91
Всего		12 691 774,08	0	6 291 421,67	2027,11

Таблица 3

Объемы электрической энергии (мощности), учтенные при расчете единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Республики Дагестан на 2025 год

№	Показатель	Единица измерения	1 полугодие					2 полугодие				
			Уровни напряжения					Уровни напряжения				
			BH1	BH	CH1	CH2	NH	BH1	BH	CH1	CH2	NH
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (мощности) всем потребителям, оплачивающим услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии, в том числе:	млн. кВт·ч	-	386,46	78,89	434,69	2 603,29	-	277,91	68,37	492,23	2 664,74
1.1.	Населению и приравненным к нему категориям потребителей в пределах социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток):	млн. кВт·ч	-	-	-	27,25	1 399,47	-	-	-	25,31	1 299,96
1.1.1.	Населению и приравненным к нему категориям потребителей, за исключением указанного в строках 1.1.2 - 1.1.8: исполнителям коммунальных услуг (товариществам собственников жилья, жилищно-строительным жилищным или иным специализированным потребительским кооперативам либо управляющим организациям), приобретающим электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодателям (или уполномоченным ими лицам), предоставляющим гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающим электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг	млн. кВт·ч	-	-	-	16,96	388,45	-	-	-	15,76	360,83

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	<p>пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующим поставщикам, энергосбытовым, энергоснабжающим организациям, приобретающим электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.</p>											
1.1.2.	<p>Населению, проживающему в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и электроотопительными установками, и приравненным к нему категориям потребителей:</p> <p>исполнителям коммунальных услуг (товариществам собственников жилья, жилищно-строительным, жилищным или иным специализированным потребительским кооперативам либо управляющим организациям), приобретающим электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодателям (или уполномоченным ими лицам), предоставляющим гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающим электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующим поставщикам, энергосбытовым, энергоснабжающим организациям, приобретающим электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.</p>	млн. кВт·ч										
1.1.3.	Населению, проживающему в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и не оборудованных электроотопительными	млн. кВт·ч	-	-	-	4,32	17,71	-	-	-	4,01	16,45

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	<p>предоставляющим гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающим электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующим поставщикам, энергосбытовым, энергоснабжающим организациям, приобретающим электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.</p>											
1.1.5.	<p>Населению, проживающему в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и электроотопительными установками, и приравненным к нему категориям потребителей:</p> <p>исполнителям коммунальных услуг (товариществам собственников жилья, жилищно-строительным, жилищным или иным специализированным потребительским кооперативам либо управляющим организациям), приобретающим электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодателям (или уполномоченным ими лицам), предоставляющим гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающим электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего</p>	млн. кВт·ч	-	-	-	-	789,94	-	-	-	-	733,77

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	<p>обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающим электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующим поставщикам, энергосбытовым, энергоснабжающим организациям, приобретающим электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.</p>											
1.1.9.	Приравненным к населению категориям потребителей:	млн. кВт·ч	-	-	-	5.98	203,38	-	-	-	5,55	188,92
1.1.9.1.	<p>Исполнителям коммунальных услуг (товариществам собственников жилья, жилищно-строительным, жилищным или иным специализированным потребительским кооперативам либо управляющим организациям), наймодателям (или уполномоченным ими лицам), предоставляющим гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающим электрическую энергию (мощность) для коммунально-бытового потребления населения в объемах фактического потребления электрической энергии населением и объемах электрической энергии, израсходованной на места общего пользования, за исключением:</p> <p>исполнителей коммунальных услуг (товариществ собственников жилья, жилищно-строительных, жилищных или иных специализированных потребительских кооперативов либо управляющих организаций), приобретающих электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодателей (или уполномоченных ими лиц), предоставляющих гражданам жилые помещения</p>	млн. кВт·ч					146,95					136,50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.2.9.5.	Содержащимся за счет прихожан религиозным организациям.	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.9.6.	Объединениям граждан, приобретающим электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы), приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3.	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей	млн. кВт·ч	-	386,46	78,89	407,44	1 203,82	-	277,91	68,37	466,92	1 364,78
2.	Величина заявленной мощности всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии, в том числе:	MВт	-	117,56	24,49	136,77	827,78	-	91,84	23,23	167,82	886,50
2.1.	Населения и приравненных к нему категорий потребителей (в пределах социальной нормы потребления электроэнергии (мощности)	MВт	-	-	-	9,08	466,49	-	-	-	8,44	433,32
2.2.	Населения и приравненных к нему категорий потребителей (сверх социальной нормы потребления электроэнергии (мощности)	MВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3.	Величина заявленной мощности потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей	MВт	-	117,56	24,49	127,69	361,29	-	91,84	23,23	159,38	453,18

Таблица 4

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2025 год

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.							
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
1.3.	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.							
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
1.4.	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных электроотопительными установками и не оборудованных стационарными электроотопителями, и приравненные к нему категории потребителей: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.							
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1.5.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.</p>	<p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p>	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
1.6.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и не оборудованных электроотопительными установками, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.</p>	<p>Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)</p>	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.7.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных электроотопительными установками и не оборудованных стационарными электроплитами, и приравненные к нему категории потребителей:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.</p>							
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
1.8.	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к нему категории потребителей, за исключением населения и потребителей, указанных в строках 1.5 - 1.7:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей.</p>							
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
2.	Потребители, приравненные к населению:							

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
2.1.	<p>Исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для коммунально-бытового потребления населения в объемах фактического потребления электрической энергии населения и объемах электрической энергии, израсходованной на места общего пользования, за исключением:</p> <p>исполнителей коммунальных услуг (товариществ собственников жилья, жилищно-строительных, жилищных или иных специализированных потребительских кооперативов либо управляющих организаций), приобретающих электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;</p> <p>наймодателей (или уполномоченных ими лиц), предоставляющих гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного поселения лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда.</p>	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
2.2.	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
2.3.	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений.	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
2.4.	Юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
2.5.	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854
2.6.	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи). Некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы), приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	0,62651	0,62921	0,80421	0,69919	1,29426	3,45854

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3
к протоколу Правления Минэнерго РД
от 09.12.2024 года № 33

**Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии
для взаиморасчетов между сетевыми организациями (согласно заключенным договорам оказания услуг
по передаче электрической энергии)**

Наименование сетевых организаций	I полугодие			II полугодие		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
ПАО "Россети Северный Кавказ"- ОАО «РЖД»	680 729,17	708,66	3,10046	632 301,86	856,79	3,07819
ПАО "Россети Северный Кавказ"- АО «Оборонэнерго»	2 321 403,58	175,63	4,12459	2 791 021,44	168,81	4,92301

Примечание: Получатель платы указывается снизу в строке, а плательщик сверху.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4
к протоколу Правления Минэнерго РД
от 09.12.2024 года № 33

Таблица 1

Долгосрочные параметры регулирования для сетевых организаций, в отношении которых применяется метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

№	Наименование сетевой организации в субъекте Российской Федерации	Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	Показатель уровня качества оказываемых услуг
			млн. руб.	%	%	%	час	штук	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго»	2022	3 130,91	3	75	22,36	8,9234	1,8242	1,0000
		2023	3 820,35	3	75	22,36	8,7896	1,7969	1,0000
		2024	3 820,35	3	75	22,36	8,6577	1,7969	1,0000
		2025	3 820,35	3	75	22,36	8,5279	1,7434	1,0000
		2026	3 820,35	3	75	22,36	8,4000	1,7172	1,0000
2.	АО «Оборонэнерго»	2022	28,29	1	75	0,85	1,6691	0,328	1,0000
		2023	32,65	1	75	0,85	1,6441	0,3869	1,0000
		2024	32,65	1	75	0,85	1,6194	0,3811	1,0000
		2025	32,65	1	75	0,85	1,5951	0,3754	1,0000

1	2	3	4	5	6
		2026	32.65	1	75
3.	ОАО «РЖД»	2025	53.78	1	75
		2026	X	1	75
		2027	X	1	75
		2028	X	1	75
		2029	X	1	75

7	8		9		10
0.85	1,5742		0,3697		1.0000
11,52	BH	0,00000	BH	0,00000	1,0000
	CH1	0,00000	CH1	0,00000	
	CH2	0,00092	CH2	0,00021	
	HH	0,15200	HH	0,03481	
X	BH	0,00000	BH	0,00000	1,0000
	CH1	0,00000	CH1	0,00000	
	CH2	0,00091	CH2	0,00021	
	HH	0,14972	HH	0,03429	
X	BH	0,00000	BH	0,00000	1,0000
	CH1	0,00000	CH1	0,00000	
	CH2	0,00089	CH2	0,00020	
	HH	0,14748	HH	0,03377	
X	BH	0,00000	BH	0,00000	1,0000
	CH1	0,00000	CH1	0,00000	
	CH2	0,00088	CH2	0,00020	
	HH	0,14526	HH	0,03327	
X	BH	0,00000	BH	0,00000	1,0000
	CH1	0,00000	CH1	0,00000	
	CH2	0,00087	CH2	0,00020	
	HH	0,14308	HH	0,03277	

**Необходимая валовая выручка
сетевых организаций на долгосрочный период регулирования
(без учета оплаты потерь)**

N	Наименование сетевой организации в субъекте Российской Федерации	Год	Необходимая валовая выручка сетевых организаций без учета оплаты потерь
			тыс. руб.
1.	Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго»	2022	6 143 514,71
		2023	8 068 743,03
		2024	9 036 511,75
		2025	12 562 806,59
		2026	9 452 782,09
2.	АО «Оборонэнерго»	2022	27 275,96
		2023	52 051,33
		2024	111 357,54
		2025	68 964,86
		2026	51 294,92
3.	ОАО «РЖД»	2025	60 002,63
		2026	68 090,80
		2027	70 851,80
		2028	73 733,11
		2029	76 775,32

Приложение № 5
к протоколу Минэнерго РД
от 09.12.2024 г. № 33

**ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ПРОГРАММА
МУП «ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ» Г. КИЗЛЯР В СФЕРЕ
ВОДООТВЕДЕНИЯ НА 2024 - 2028 ГОДЫ**

1. Паспорт производственной программы

Наименование и местонахождение регулируемой организации	368830, Республика Дагестан, Кизляр город, улица Вокзальная, дом 4
Период реализации производственной программы	2024 - 2028 годы
Наименование и местонахождение уполномоченного органа, утвердившего производственную программу	Министерство энергетики и тарифов; ул. М.Гаджиева, 73а, г. Махачкала
Обслуживаемая территория	г. Кизляр

2. Планируемый объем подачи воды

Н п/п	Показатели производственной деятельности	Единица измерения	Величина показателя				
			2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год
			Водоотведение	Водоотведение	Водоотведение	Водоотведение	Водоотведение
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Объем воды из источников водоснабжения	тыс. куб. м	1377,87	1254,43	1254,43	1254,43	1254,43
	объем водоотведения	тыс. куб. м	1377,87	1254,43	1254,43	1254,43	1254,43
		тыс. куб. м					
2.	Потребление на собственные нужды	тыс. куб. м					
3.	Объем водоотведения	тыс. куб. м	1377,87	1254,43	1254,43	1254,43	1254,43
	из собственных источников	тыс. куб. м					
	от других операторов	тыс. куб. м					
4.	Потери воды	тыс. куб. м					
5.	Уровень потерь к объему отпущенной воды в сеть	%					
6.	Объем водоотведения	тыс. куб. м	1377,87	1254,43	1254,43	1254,43	1254,43

собственным абонентам (население)	тыс. куб. м	600	600	600	600	600
бюджетным организациям	тыс. куб. м	252	252	252	252	252
прочим потребителям	тыс. куб. м	525,84	402,43	402,43	402,43	402,43
другим организациям, осуществляющим водоснабжение	тыс. куб. м	-				

3. Объем финансовых потребностей, необходимых для реализации производственной программы

Вид услуги	Единица измерения	Величина показателя				
		2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год
Водоотведение	тыс. руб.	24947,62	25750,60	30262,00	30749,06	31314,66

4. Плановые значения показателей надежности, качества и энергетической эффективности объектов централизованных систем водоснабжения

№ п/п	Показатели производственной деятельности	Единица измерения	Величина показателя				
			2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год
			Питьевая вода	Питьевая вода	Питьевая вода	Питьевая вода	Питьевая вода
1.	Показатели качества питьевой воды						
1.1.	Доля проб питьевой воды, подаваемой с источников водоснабжения в распределительную водопроводную сеть, не соответствующих установленным требованиям, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества питьевой воды	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2.	Доля проб питьевой воды в распределительной водопроводной сети, не соответствующих установленным требованиям, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества питьевой воды	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Показатели надежности и бесперебойности водоснабжения						
2.1.	Количество перерывов в подаче воды, возникших в результате аварий, повреждений и иных технологических нарушений на объектах централизованной системы холодного водоснабжения, в расчете на протяженность водопроводной сети в год	ед./км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Показатели эффективности использования ресурсов						
3.1.	Доля потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке в общем объеме воды, поданной в водопроводную сеть	%	0	0	0	0	0

3.2.	Удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе подготовки питьевой воды, на единицу объема воды, отпускаемой в сеть	кВт/ч/куб. м	0.442	0.442	0.442	0.442	0.442
3.3.	Удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе транспортировки питьевой воды, на единицу объема транспортируемой питьевой воды	кВт/ч/куб. м	-	-	-	-	-

5. Перечень и график реализации плановых мероприятий по ремонту объектов централизованной системы водоснабжения, мероприятий, направленных на улучшение качества питьевой воды, мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в том числе снижению потерь воды при транспортировке, мероприятий, направленных на повышение качества обслуживания абонентов

	18 с заменой насосного оборудования Левобережного водозабора, Ростовская область, Белокалитвинский район, 330 м на запад от тригонопункта "Песчаный", 200 м на запад от п.п. 8708а										
3.2	Капитальный ремонт скважины N 7, 2051б, 2051, 1936 с заменой насосного оборудования на Правобережном водозаборе по адресу: Ростовская область. Белокалитвинский район, 330 м на запад от тригонопункта "Песчаный", 200 м на запад от п.п. 8707	3 кв.		-	-	-	-	-	-	-	-
3.3	Капитальный ремонт здания насосной с заменой насосного оборудования 1 подъема Правобережного водозабора, Ростовская область, г. Белокалитвинский район, между хутором Какичев и устьем реки Лихой	4 кв.		-	-	-	-	-	-	-	-

3.4	Капитальный ремонт здания станции подкачки "Заречный" с заменой насосного оборудования, Ростовская область, г. Белая Калитва, ул. Заречная, 26	3 кв.										
4.	Повышение антитеррористической безопасности, в том числе по мероприятиям	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	Повышение качества обслуживания абонентов, в том числе по мероприятиям	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.	Итого, тыс. руб.								0,00		0,00	

6. Расчет эффективности производственной программы

N п/п	Наименование показателя/расходы на реализацию производственной программы в течение срока ее действия	Единица измерения	Плановое значение, 2023 год	Плановое значение, 2024 год	Коэффициент изменения	Плановое значение, 2025 год	Коэффициент изменения	Плановое значение, 2026 год	Коэффициент изменения	Плановое значение, 2027 год	Коэффициент изменения	Плановое значение, 2028 год	Коэффициент изменения
1.	Доля проб питьевой воды, подаваемой с источников	%	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-

	водоснабжени я в распределите льную водопроводну ю сеть, не соответствую щих установленны м требованиям, в общем объеме проб. отобранных по результатам производстве нного контроля качества питьевой воды											
2.	Доля проб питьевой воды в распределите льной водопроводно й сети, не соответствую щих установленны м требованиям, в общем объеме проб. отобранных	%	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0

7. Расходы на реализацию производственной программы в течении срока ее действия	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
---	-----------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

7. Отчет об исполнении производственной программы

7.1. Объем подачи водоотведения

Н п/п	Показатели производственной деятельности	Единица измерения	Величина показателя
			2022 год
1.	Объем водоотведения	тыс. куб. м	1391,67
	объем воды из собственных источников	тыс. куб. м	
	объем приобретенной воды	тыс. куб. м	
2.	Потребление на собственные нужды	тыс. куб. м	
3.	Объем воды, поступившей в сеть из собственных источников	тыс. куб. м	
	от других операторов	тыс. куб. м	
4.	Потери воды	тыс. куб. м	
5.	Уровень потерь к объему отпущенной воды в сеть	%	
6.	Объем водоотведения	тыс. куб. м	
	собственным абонентам (население)	тыс. куб. м	600
	бюджетным организациям	тыс. куб. м	539,67
	прочим потребителям	тыс. куб. м	252
	другим организациям, осуществляющим водоснабжение	тыс. куб. м	

7.2. Объем финансовых потребностей, необходимых для реализации мероприятий производственной программы за 2023 год, - 27279,89 тыс. руб.

Приложение № 6 к протоколу
Правления Минэнерго РД № 33 от
09.12.2024 г.

**Экспертное заключение об установление тарифа на услуги по
водоотведению для МУП «Очистные сооружения», оказываемые
потребителям ГО «город Кизляр» методом индексации (корректировка)
на 2025 год долгосрочного периода регулирования 2024 – 2028 гг.**

	Субъект РФ	Республика Дагестан
	Период регулирования	2025
	Первый год долгосрочного периода регулирования	2024
	Период долгосрочной индексации (количество лет)	5
	Количество лет корректировки	4

Экспертное заключение

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ТАРИФОВ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

по результатам экспертизы предложения

МУП "Очистные сооружения"

об установлении тарифов в сфере водоотведения методом индексации (корректировка)

на 2025 год долгосрочного периода регулирования тарифов 2024-2028 гг.

1. Сведения о регулируемой организации

Полное наименование юридического лица (индивидуального предпринимателя) в соответствии с данными из ЕГРЮЛ/ЕГРИП	МУНИЦИПАЛЬНОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД КИЗЛЯР "ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ"	
Сокращенное наименование юридического лица (индивидуального предпринимателя) в соответствии с данными из ЕГРЮЛ/ЕГРИП	МУП "ОС"	
Наименование (описание) обособленного подразделения		
ОГРН	1090547000180	
ИНН	0547007948	
КПП	054701001	
Код по ОКПО		
Организационно-правовая форма	6 52 43 Муниципальные унитарные предприятия	
Юридический адрес	Республика Дагестан, г.Кизляр, ул.Вокзальная д.4	
Фактический адрес	Республика Дагестан, г.Кизляр, ул.Вокзальная д.4	
Телефон организации	8872392-33-30	
e-mail	mupos@mail.ru	
ФИО руководителя	Гойлубиев И.З.	
Должность руководителя	Директор	
Официальный сайт регулируемой организации в сети "Интернет"		
Государственное и (или) муниципальное участие в юридическом лице	Наличие	да
	Сведения о доле, %	100 %
Преобладающий тип собственности в юридическом лице		муниципальная
Наличие раздельного учёта затрат по регулируемым видам деятельности в сфере холодного водоснабжения / водоотведения		да
	Плательщик НДС	нет
Является ли деятельность в сфере холодного водоснабжения / водоотведения профильным видом деятельности		да
	Наличие статуса гарантирующей организации (ГО)	нет
Наличие программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности		нет
	Наличие программы комплексного развития	нет
	Наличие схемы холодного водоснабжения / водоотведения	нет
	Наличие закона субъекта по льготным тарифам	да
Реквизиты решения	Наименование	Закон о льготных тарифах на территории Республики Дагестан
	Вид	закон
	Номер	48
	Дата принятия	22.06.2022
	URL-ссылка на решение	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=a4df8ebe-4853-4bf7-9395-74281ccc6013
Наличие утверждённых ОИВ инвестиционных программ, действующих в течение 2023 года, для организации, оказывающей услуги холодного водоснабжения/водоотведения	нет	
Наличие утверждённых ОИВ инвестиционных программ, действующих в течение 2025 года, для организации, оказывающей услуги холодного водоснабжения/водоотведения	нет	
Наличие утверждённых ОИВ концессионных соглашений, действующих в течение 2025 года, для организации, оказывающей услуги холодного водоснабжения/водоотведения	нет	
Иные сведения		
Полезный отпуск рассчитывается с учётом собственных нужд предприятия (п.10.1 баланса ВС и п.5 баланса ВО)	нет	

Данные об ответственном исполнителе от организации	ФИО исполнителя	Юсуфов Марат Кахиманович
	Должность исполнителя	главный специалист-эксперт
	Контактный телефон исполнителя	55-41-43
	e-mail исполнителя	rkk@e-dag.ru

Перечень нормативных правовых актов, использованных в процессе проведения экспертизы предложения об установлении тарифов:

1. Гражданский кодекс Российской Федерации;
2. Налоговый кодекс Российской Федерации;
3. Федеральный закон от 17.08.1995 № 147-ФЗ "О естественных монополиях";
4. Федеральный закон от 26.07.2006 № 135-ФЗ "О защите конкуренции";
5. Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ "О водоснабжении и водоотведении";
6. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации";
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406 "О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения";
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.07.2013 № 641 "Об инвестиционных и производственных программах организаций, осуществляющих деятельность в сфере водоснабжения и водоотведения";
9. Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э;
10. Регламент установления регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденный приказом ФСТ России от 16.07.2014 № 1154-э;
11. Приказ Минстроя России от 25.12.2014 № 22/пр "Об утверждении Порядка ведения раздельного учета затрат по видам деятельности организаций, осуществляющих горячее водоснабжение, холодное водоснабжение и (или) водоотведение, и единой системы классификации таких затрат";
12. Приказ Минстроя России от 04.04.2014 № 162/пр "Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей";
13. Приказ Минстроя России от 23.03.2020 №154/пр "Об утверждении типовых отраслевых норм численности работников водопроводно-канализационного хозяйства";
14. Иные нормативные правовые акты Российской Федерации.

2. Информация о рассмотрении дела об установлении тарифов

Реквизиты решения, которым установлены действующие тарифы	Организация регулируется впервые	нет
	Вид	приказ
	Номер	45-ОД-176/22
	Дата принятия	18.11.2022
	Тариф 1	Водоотведение
	Номер тарифа (идентификатор)	ВО.05.26766751.0007
	Вид тарифа	тариф на водоотведение
	Тип тарифа	одноставочный
	Вид(-ы) деятельности	Приём сточных вод
	Вид сточных вод	без дифференциации
Заявление организации	Дополнительный признак дифференциации тарифа	
	Номер входящий	
	Дата регистрации	
	Дополнительные сведения	
	Метод регулирования, предложенный организацией	
	Первый год долгосрочного периода регулирования, предложенный организацией	
	Период долгосрочной индексации (количество лет)	
	Номер дела об установлении тарифа	
	ФИО уполномоченного по делу	Юсуфов Марат Кахиманович
	Должность уполномоченного по делу	главный специалист-эксперт
Решение об открытии дела об установлении тарифов	Контактный телефон уполномоченного по делу	55-41-43
	e-mail уполномоченного по делу	rkk@e-dag.ru
	Выбранный метод регулирования	индексации (корректировка)
	Период регулирования (корректировки)	2025
	Первый год долгосрочного периода регулирования	2024
	Период долгосрочной индексации (количество лет)	5
	Представленные документы и материалы достаточны и предложение регулируемой организации об установлении тарифов соответствует законодательству Российской Федерации	да
	Тариф корректируется только на период регулирования	да

главный специалист-эксперт (должность)	Юсуфов Марат Кахиманович (ФИО)	(подпись)
---	-----------------------------------	-----------

7. Баланс водоснабжения / водоотведения

7.3. Баланс водоотведения

№ п/п	Наименование показателя	2025 год	Ссылка на правовую норму (основание для)
1	Вид стоков		
2	Установленная мощность	90 599,671	
3	Подключённая (фактическая) нагрузка		
4	Принято сточных вод, всего	1 254,430	
5	Хозяйственные нужды предприятия		
6	Принято по категориям потребителей	1 254,430	
6.1	Финансируемые из бюджетов всех уровней	252,000	
6.1.1	по приборам учёта	252,000	
6.1.2	по нормативам		
6.2	Население	600,000	
6.2.1	по приборам учёта		
6.2.2	по нормативам	600,000	
6.3	Прочие потребители	402,430	
6.3.1	по приборам учёта		
6.3.2	по нормативам	402,430	
6.4	Принято сточных вод от других канализационных сетей	0,000	
6.4.1	по приборам учёта		
6.4.2	по нормативам		
6.5	Получено от других территорий, дифференцированных по тарифу		
7	Неучтённый приток сточных вод		
8	Объём сточных вод, прошедших очистку (справочно)		
9	Пропущено через собственные очистные сооружения		
10	Передано сточных вод другим канализациям	0,000	
10.1	На очистные сооружения		
10.2	В канализационную сеть		
11	Передано на другие территории, дифференцированные по тарифу		
12	Сброшенные воды без очистки		

Комментарии и обоснования к разделу

- 2023г. –1391,670 тыс.м3.;
- 2022г. – 1377,84 тыс.м3.;
- 2021г. –1386,12 тыс.м3.;
- 2020г. –1377,84 тыс.м3.;

Эксперты произвели расчет объема водоотведения:

$$ti = 1/3 * ((1391,670 - 1\ 377,84) / 1\ 377,84) + ((1377,84 - 1\ 386,12) / 1\ 386,12)+(1\ 386,12 - 1\ 377,84) / 1\ 377,84) = -0,027$$

$$Qi = 1263 * (1 - 0,0034)2 + 0 + 0 = 1254,43 \text{ тыс.м}^3.$$

18. Расчет тарифа методом индексации

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2025 год	Обоснование причин, на основании которых принято решение об исключении из расчета тарифов экономически не обоснованных расходов, учтенных регулируемой организацией в предложении об установлении тарифов
	Тариф 1 (Водоотведение) - тариф на водоотведение			
1	Операционные расходы	тыс.руб.	22 202,02	
1.1	коэффициент индекса операционных расходов		1,005	
1.2	Производственные расходы:	тыс.руб.		
1.2.1	расходы на приобретение сырья и материалов и их хранение, в том числе: горюче-смазочные материалы	тыс.руб.		
1.2.1.1	материалы и малооцененные основные средства	тыс.руб.		
1.2.2	расходы на оплату регулируемыми организациями выполняемых сторонними организациями работ и (или) услуг	тыс.руб.		
1.2.3	расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование основного производственного персонала, в том числе: расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.		
1.2.3.1	сторожевые взносы на обязательное социальное страхование основного производственного персонала	тыс.руб.		
1.2.4	общехозяйственные расходы	тыс.руб.		
1.2.5	прочие производственные расходы	тыс.руб.		
1.2.5.1	амortизация автотранспорта	тыс.руб.		
1.2.5.2	расходы на обезвоживание, обезвреживание и захоронение осадка сточных вод	тыс.руб.		
1.2.5.3	расходы на приобретение (использование) вспомогательных материалов, запасных частей	тыс.руб.		
1.2.5.4	расходы на эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт автотранспорта	тыс.руб.		
1.2.5.5	расходы на осуществление производственного контроля качества воды и производственного контроля состава и свойств сточных вод расходы на осуществление производственного контроля качества воды и производственного контроля состава и свойств сточных вод	тыс.руб.		
1.2.5.6	расходы на аварийно-диспетчерское обслуживание	тыс.руб.		
1.2.5.7	иные производственные расходы	тыс.руб.		
1.3	Ремонтные расходы:	тыс.руб.		
1.3.1	расходы на текущий ремонт централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения либо объектов, входящих в состав таких систем	тыс.руб.		
1.3.2	расходы на капитальный ремонт централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения либо объектов, входящих в состав	тыс.руб.		
1.3.3	расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование ремонтного персонала, в том числе:	тыс.руб.		
1.3.3.1	расходы на оплату труда ремонтного персонала	тыс.руб.		
1.3.3.2	страховые взносы на обязательное социальное страхование ремонтного персонала	тыс.руб.		
1.4	Административные расходы	тыс.руб.		
1.4.1	расходы на оплату работ и услуг, выполняемых сторонними организациями, в том числе: услуги связи и интернет	тыс.руб.		
1.4.1.1	юридические услуги	тыс.руб.		
1.4.1.2	аудиторские услуги	тыс.руб.		
1.4.1.3	консультационные услуги	тыс.руб.		
1.4.1.4	услуги по вневедомственной охране объектов и территорий	тыс.руб.		
1.4.1.5	информационные услуги	тыс.руб.		
1.4.1.6	иные работы и (или) услуги	тыс.руб.		
1.4.2	расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование административно-управленческого персонала, в том числе: расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.		
1.4.2.1	страховые взносы на обязательное социальное страхование административно-управленческого персонала	тыс.руб.		
1.4.2.2	арендная плата, лизинговые платежи, не связанные с арендой (лизингом) централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения либо объектов, входящих в состав таких систем	тыс.руб.		
1.4.4	служебные командировки	тыс.руб.		
1.4.5	обучение персонала	тыс.руб.		
1.4.6	страхование производственных объектов	тыс.руб.		
1.4.7	прочие административные расходы	тыс.руб.		
1.4.7.1	расходы на амортизацию непроизводственных активов	тыс.руб.		
1.4.7.2	расходы по охране объектов и территорий	тыс.руб.		
1.4.7.3	иные расходы	тыс.руб.		
1.5	Сбытовые расходы гарантирующих организаций (за исключением указанных в п.2.5)	тыс.руб.		
1.6	Реагенты до 2020 года	тыс.руб.		
1.7	Операционные расходы по концессионным соглашениям	тыс.руб.		
1.7.0				
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	-1 004,92	
2.1	Расходы на оплату товаров (услуг, работ), приобретаемых у других организаций	тыс.руб.	0,00	
2.1.1	расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0,00	
2.1.2	расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0,00	
2.1.3	расходы на транспортировку воды	тыс.руб.	0,00	
2.1.4	расходы на покупку воды	тыс.руб.	0,00	
2.1.5	услуги по горячему водоснабжению	тыс.руб.	0,00	
2.1.6	услуги по приготовлению воды на нужды горячего водоснабжения	тыс.руб.		
2.1.7	услуги по транспортировке горячей воды	тыс.руб.		
2.1.8	услуги по водоотведению	тыс.руб.	0,00	
2.1.9	услуги по транспортировке сточных вод	тыс.руб.	0,00	
2.1.10	услуги по очистке сточных вод	тыс.руб.	0,00	
2.2	Расходы на реагенты	тыс.руб.	0,00	
2.3	Налоги и сборы	тыс.руб.	830,03	
2.3.1	налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	
2.3.2	налог на имущество организаций	тыс.руб.	0,00	
2.3.3	земельный налог и арендная плата за землю	тыс.руб.	20,43	
2.3.4	водный налог	тыс.руб.	0,00	
2.3.5	плата за пользование водным объектом	тыс.руб.	0,00	

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2025 год Принято органом регулирования	Обоснование причин, на основании которых принято решение об исключении из расчета тарифов экономически не обоснованных расходов, учтенных регулируемой организацией в предложении об установлении тарифов
2.3.6	транспортный налог	тыс.руб.	0,00	
2.3.7	плата за негативное воздействие на окружающую среду	тыс.руб.	0,00	
2.3.8	единий налог при УСН	тыс.руб.	809,60	
2.3.9	прочие налоги и сборы	тыс.руб.	0,00	
2.4	Расходы на мероприятия по защите централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения и их отдельных объектов от угроз техногенного, природного характера и террористических актов, по предотвращению возникновения аварийных ситуаций, снижению риска и смягчению последствий чрезвычайных ситуаций (за исключением мероприятий, включенных в инвестиционную программу)	тыс.руб.		
2.5	Арендная и концессионная плата, лизинговые платежи	тыс.руб.	6,58	
2.6	Сбытовые расходы гарантирующей организации	тыс.руб.		
2.6.1	резерв по сомнительным долгам гарантирующей организации	тыс.руб.		
2.7	Экономия расходов	тыс.руб.		
2.8	Расходы на обслуживание бесхозяйных сетей	тыс.руб.	-1 841,53	
2.9	Расходы на компенсацию экономически обоснованных расходов	тыс.руб.		
2.10	Займы и кредиты (для метода индексации)	тыс.руб.	0,00	
2.10.1	возврат займов и кредитов	тыс.руб.		
2.10.2	проценты по займам и кредитам	тыс.руб.		
2.11	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.		
3	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	4 490,56	
4	Амортизация основных средств и нематериальных активов, относимых к объектам централизованной системы водоснабжения	тыс.руб.	0,00	
4.1	в том числе инвестиционная (справочно)	тыс.руб.	0,00	
5	Нормативная прибыль	тыс.руб.	0,00	
5.1	средства на возврат инвестиционных займов	тыс.руб.	0,00	
5.2	средства на уплату процентов по инвестиционным займам	тыс.руб.	0,00	
5.3	капитальные расходы	тыс.руб.	0,00	
5.4	иные экономически обоснованные расходы на социальные нужды в соответствии с пунктом 86 настоящих Методических указаний	тыс.руб.		
6	Расчетная предпринимательская прибыль гарантирующей организации	тыс.руб.		
7	Корректировка НВВ всего	тыс.руб.	-686,20	
	Справочно в том числе:			
7.1	Ввод объектов системы водоснабжения и (или) водоотведения в эксплуатацию и изменение утвержденной инвестиционной программы	тыс.руб.	0,00	
	Степень исполнения регулируемой организацией обязательств по созданию и (или) реконструкции объектов концессионного соглашения, по эксплуатации объектов по договору аренды централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, отдельных объектов таких систем, находящихся в государственной или муниципальной собственности, по реализации инвестиционной программы, производственной программы при недостижении регулируемой организацией утвержденных плановых значений показателей надежности и качества объектов централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения	тыс.руб.	-767,40	
7.2	Размер корректировки НВВ по результатам деятельности прошлых периодов регулирования, а также осуществляющей с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.руб.	81,20	
7.3	Доходы от взимания платы за нарушение нормативов по объему и (или) составу сточных вод, за исключением направленных целевым образом на внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду, компенсацию вреда, причиненного водному объекту, и финансирование мероприятий инвестиционной программы по строительству, реконструкции и модернизации объектов централизованной системы водоотведения (в соответствии с пунктом 26(1) Основ ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения)	тыс.руб.	0,00	
7.4	Доходы от взимания платы за негативное воздействие на централизованную систему водоотведения, за исключением направленных целевым образом на финансирование мероприятий инвестиционной и (или) производственной программы организации (в соответствии с пунктом 26(1) Основ ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения)	тыс.руб.	0,00	
7.5	Недополученные доходы / Выпадающие расходы	тыс.руб.	0,00	
7.6	Избыток средств, полученный за отчетные периоды регулирования	тыс.руб.	0,00	
7.7	Экономически не обоснованные доходы / расходы прошлых периодов регулирования	тыс.руб.	0,00	
7.7.1	Бюджетные субсидии, полученные на финансирование расходов, учтенных в тарифах	тыс.руб.	0,00	
7.8	Величина отклонения по результатам досудебного рассмотрения споров	тыс.руб.	0,00	
7.9	Величина отклонения по результатам рассмотрения разногласий	тыс.руб.	0,00	
8	Величина слаживания НВВ	тыс.руб.	747,50	
8.1	% слаживания НВВ	%	2,91	
9	Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	25 687,67	
10	Итого НВВ для расчёта тарифа	тыс.руб.	25 748,96	
10.1	в части условно-переменных расходов	тыс.руб.		
10.2	в части условно-постоянных расходов	тыс.руб.		
11	Полезный отпуск без разбивки по группам потребителей	тыс.куб.м	1 254,430	
11.1	I полугодие: объём реализации	тыс.куб.м	688,935	
11.2	I полугодие: тариф	руб./куб.м	19,49	
11.3	II полугодие: объём реализации	тыс.куб.м	565,495	
11.4	II полугодие: тариф	руб./куб.м	21,79	
11.5	темп роста тарифа	%	111,80	
11.6	средневзвешенный тариф	руб./куб.м	20,53	
12	Итого НВВ для населения	тыс.руб.	12 315,86	
13	Полезный отпуск для населения:	тыс.куб.м	600,000	
13.1	I полугодие: объём реализации по населению	тыс.куб.м	300,000	
13.2	I полугодие: тариф для населения	руб./куб.м	19,49	
13.3	II полугодие: объём реализации по населению	тыс.куб.м	300,000	
13.4	II полугодие: тариф для населения	руб./куб.м	21,79	

Комментарии и обоснования к разделу

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по установлению цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и
приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на
2025 год

Согласно п. 3 ст. 23.1 и п. 3 ст. 24 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» на розничных рынках органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации устанавливают цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, в рамках предельных уровней цен (тарифов) утвержденных федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

В соответствии с постановлением Правительства Республики Дагестан от 08.04.2022 г. № 82 «Вопросы Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан», уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в Республике Дагестан является Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан (далее – Минэнерго РД).

В соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) от 11 октября 2024 г. № 718/24 «О предельных минимальных и максимальных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2025 год» предельные минимальные и максимальные уровни на электрическую энергию, поставляемую населению Республики Дагестан и приравненным к нему категориям потребителей, приняты на 2025 год в следующих размерах:

С 01.01.2025 г. по 30.06.2025 г.

Минимальный уровень тарифа – 3,50 руб./кВт·ч (с НДС)

Максимальный уровень тарифа – 3,51 руб./кВт·ч (с НДС)

С 01.07.2025 г. по 31.12.2025 г.

Минимальный уровень тарифа – 3,94 руб./кВт·ч (с НДС)

Максимальный уровень тарифа – 3,95 руб./кВт·ч (с НДС)

Минэнерго РД тарифы на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на 2025 год рассчитаны в соответствии Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, утвержденными приказом ФАС России от 27.05.2022 № 412/22 (далее – Методические указания).

1. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 Методических указаний, для первого диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) в первом полугодии 2025 года ($T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) рассчитан в соответствии с формулой (1), включая НДС:

Первый диапазон объемов потребления электрической энергии (мощности) - до $V1,1$ включительно

$$T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (1),$$

$$T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{3,51}{(1 + 1,2)} \cdot (1 + 1,2)$$

$$T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} = 3,51 \text{ руб./кВт·ч}$$

2. Тарифы на электрическую энергию (мощность) для первого диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) определены в рамках утвержденных Федеральной антимонопольной службой в соответствии с абзацем вторым пункта 62 Основ ценообразования предельных максимальных и минимальных уровней тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей в соответствии с формулой (2):

$$T_{\text{пред},min}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq T_{\text{пред},max}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}}, (2)$$

$$3,50 \text{ руб./кВт·ч} \leq 3,51 \text{ руб./кВт·ч} \leq 3,51 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пред},min}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \leq T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \leq T_{\text{пред},max}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}$$

$$3,94 \text{ руб./кВт·ч} \leq 3,94 \text{ руб./кВт·ч} \leq 3,95 \text{ руб./кВт·ч}$$

3. Тариф на электрическую энергию (мощность) для первого диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) применяется независимо от объема потребления электрической энергии к группам (подгруппам) потребителей, включающим домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом «а» пункта 1 Указа Президента Российской Федерации от 5 мая 1992 г. N 431 "О мерах по социальной поддержке многодетных семей".

4. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 Методических указаний, для второго диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) в первом полугодии 2025 года ($T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) рассчитан в соответствии с формулой (3), включая НДС:

Второй диапазон объемов потребления электрической энергии (мощности) - от $V1,1$ до $V2,1$ включительно

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq \min \left[\frac{T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{(1+K_{\text{НДС}}^i)} \cdot (1+K_{\text{НДС}}^i); T_{\text{от } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} - (C_{\text{усл.пер.}}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} - C_{\text{усл.пер.МУ}}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}}) \cdot (1+K_{\text{НДС}}^i) \right], (3),$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,52 \text{ руб./кВт·ч}$$

5. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 настоящих Методических указаний, для второго диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) во втором полугодии 2025 года ($T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) рассчитан в соответствии с формулой (4), включая НДС:

$$T_{\text{от } V1,1}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} + (C_{\text{усл.пер.МУ}}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} - C_{\text{усл.пер.}}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}) \cdot (1+K_{\text{НДС}}^i) \leq T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} < \\ T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \cdot (1+L_{\text{з}}^i) \cdot (1+K_{\text{НДС}}^i), (4),$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = 4,94 \text{ руб./кВт·ч}$$

6. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 настоящих Методических

Третий диапазон объемов потребления электрической энергии (мощности) – свыше V2,1

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} = \min\left[\frac{T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{(1+K_{\text{НДС}}^i)} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i); T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}}\right], (5),$$

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} = 3,82 \text{ руб./кВт·ч}$$

где:

прогнозный предельный уровень нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) или прогнозная конечная регулируемая цена на электрическую энергию (мощность) для потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет менее 670 кВт, для первой ценовой категории на низком уровне напряжения на первое полугодие 2025 года, определен по формуле (6):

$$T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i-1),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \cdot (1 + I_3^i) \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (6),$$

$$T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 5,45 \cdot (1 + 0,116) \cdot (1 + 0,2) = 7,59 \text{ руб./кВт·ч}$$

7. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 настоящих Методических указаний, для третьего диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) во втором полугодии 2025 года ($T_{\text{свыше } 15000}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) рассчитан в соответствии с формулой (7), включая НДС:

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \geq T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \cdot (1 + I_3^i) \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (7),$$

где:

$$T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 6,42 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \geq 6,42 \cdot 1,116 \cdot 1,2 = 8,6 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = 8,6 \text{ руб./кВт·ч}$$

8. Тарифы на электрическую энергию (мощность) для населения, дифференцированные по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 настоящих Методических указаний, **дифференцированные по трем зонам суток (пик, полутик, ночь)**, рассчитываются в следующем порядке:

а) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в ночной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{h,g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (8), включая НДС:

$$T_{h,g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{h,g,1}^{III(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1 + K_{\text{НДС}}^i)} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), \quad (8),$$

$$T_{h,\text{до V1,1}}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq 2,81 \text{ руб./кВт · ч}$$

$$T_{h,\text{от V1,1 до V2,1}}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq 2,81 \text{ руб./кВт · ч}$$

$$T_{h,\text{свыше V2,1}}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq 3,05 \text{ руб./кВт · ч}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в ночной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{h,g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (9), включая НДС:

$$\left(0,6 - k_{h,g,1,min}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \right) \cdot T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \leq T_{h,g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} \leq (0,8 + k_{h,g,1,max}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}) \cdot T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}, \quad (9),$$

$$k_{h,g,1,min}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = \max\{0; (0,6 - \frac{T_{h,g,1}^{III(2022),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{T_{h,g,1}^{\text{нас}(2022),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}) \cdot \frac{6-x}{6}\}$$

$$k_{h,g,1,min}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = \max\{0; (0,6 - (2,38/2,97)) \times ((6 - 2)/6)\}$$

$$k_{h,g,1,min}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 0$$

$$k_{h,g,1,max}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = \max\{0; (\frac{T_{h,g,1}^{III(2022),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{T_{h,g,1}^{\text{нас}(2022),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}} - 0,8) \cdot \frac{6-x}{6}\}$$

$$k_{\text{h},g,1,\max}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = \max\{0; ((2,38 / 2,97 - 0,8) \times ((6 - 2)/6)\}$$

$$k_{\text{h},g,1,\max}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 0,00089$$

$$2,36 \leq T_{\text{h,V1,1}}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 3,16$$

$$T_{\text{h,до V1,1}}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,15 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$2,96 \leq T_{\text{h,от V1,1 до V2,1}}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 3,96$$

$$T_{\text{h,от V1,1 до V2,1}}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,95 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$5,16 \leq T_{\text{h,свыше V2,1}}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 6,89$$

$$T_{\text{h,свыше V2,1}}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 6,88 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

б) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в полупиковой зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{\text{пп},g,1}^{III(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (10), включая НДС:

$$T_{\text{пп},g,1}^{III(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq \frac{T_{\text{пп},g,1}^{III(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (10),$$

$$T_{\text{пп,до V1,1}}^{III(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,51 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$T_{\text{пп,от V1,1 до V2,1}}^{III(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,52 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше V2,1}}^{III(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,82 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в полупиковой зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (11), включая НДС:

$$T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}, (11),$$

$$T_{\text{пп,до } V1,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 3,94 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 4,94 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 8,60 \text{ руб./кВт·ч}$$

в) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в пиковой зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{\text{п},g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (12), включая НДС:

$$T_{\text{п},g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{\text{п},g,1}^{III(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (12),$$

$$T_{\text{п,до } V1,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 4,21 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 4,23 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п,свыше } V2,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 4,59 \text{ руб./кВт·ч}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в пиковой зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{\text{п},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (13), включая НДС:

$$T_{\text{п},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = \frac{T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \cdot \vartheta_{g,1}^{III(i),2 \frac{n}{r}} - T_{\text{п},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} \cdot \vartheta_{g,1}^{III(i),2 \frac{n}{r}} - T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} \cdot \vartheta_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{n}{r}}}{\vartheta_{g,1}^{III(i),2 \frac{n}{r}}}, (13),$$

$$T_{\text{п,до } V1,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 4,73 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 5,94 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п,свыше } V2,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 10,32 \text{ руб./кВт·ч}$$

9. Тарифы на электрическую энергию (мощность) для населения, дифференцированные по объемам потребления электрической энергии (мощности)

и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60-62 настоящих Методических указаний, **дифференцированные по двум зонам суток (день, ночь)**, рассчитаны в следующем порядке:

а) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в ночной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{h,g,1}^{II(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (14), включая НДС:

$$T_{h,g,1}^{II(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{h,g,1}^{II(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), \quad (14),$$

$$T_{h,\text{до V1},1}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 2,81 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h,\text{от V1},1 \text{ до V2},1}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 2,81 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h,\text{свыше V2},1}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,05 \text{ руб./кВт·ч}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в ночной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{h,g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (15), включая НДС:

$$0,6 \cdot T_{\text{до V1},1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \leq T_{h,\text{до V1},1}^{III(i),2 \text{ п/г}} \leq 0,8 \cdot T_{\text{до V1},1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}, \quad (15);$$

$$2,36 \leq T_{h,V1,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 3,15$$

$$T_{h,\text{до V1},1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,15 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$2,96 \leq T_{h,\text{от V1},1 \text{ до V2},1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 3,95$$

$$T_{h,\text{от V1},1 \text{ до V2},1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,95 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$5,16 \leq T_{h,\text{свыше V2},1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 6,88$$

$$T_{h,\text{свыше V2},1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 6,88 \text{ руб./кВт·ч}$$

б) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в дневной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{d,g,1}^{II(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (16), включая НДС:

$$T_{d,g,1}^{II(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{d,g,1}^{II(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), \quad (16),$$

$$T_{d,\text{до V1,1}}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,98 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{d,\text{от V1,1 до V2,1}}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,99 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{d,\text{свыше V2,1}}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 4,33 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в дневной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{d,g,1}^{II(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (17), включая НДС:

$$T_{d,g,1}^{II(i),2 \text{ п/г}} = \frac{T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \cdot \vartheta_{g,1}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} - T_{d,g,1}^{II(i),2 \text{ п/г}} \cdot \vartheta_{d,g,1}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{\vartheta_{g,1}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}, \quad (17),$$

$$T_{d,\text{до V1,1}}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 4,47 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{d,\text{от V1,1 до V2,1}}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 5,61 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{d,\text{свыше V2,1}}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 9,75 \text{ руб./кВт·ч}$$

10. Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, относящимся к группе (подгруппе) потребителей (j), в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g) в полугодии (r) 2025 года ($T_{g,j}^{\text{нас}(i),r}$, руб./кВт·ч) установлен в соответствии с формулой (18), включая НДС:

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{до V1,1},j}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = K_j^{(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \cdot T_{\text{до V1,1}}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}}, \quad (18),$$

$$T_{\text{до } V1,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = 2.46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = K_j^{(i),1\frac{n}{r}} \cdot T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = 2.46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = K_j^{(i),1\frac{n}{r}} \cdot T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = 2.67 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{до } V1,1,j}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{до } V1,1,j}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}} = 2,76 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),r} \cdot T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}} = 3,46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1,j}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1,j}^{\text{нас}(i),2 \frac{n}{r}} = 6,02 \text{ руб./кВт·ч}$$

11. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, относящимся к группе (подгруппе) потребителей (j), в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g) в полугодии (r) периода регулирования (i), дифференцированные по трем зонам суток (пик, полутик, ночь), рассчитываются в следующем порядке:

а) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ночной зоне суточного графика нагрузки ($T_{h,g,j}^{III(i),r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (19), включая НДС:

$$T_{h,g,j}^{III(i),r} = K_j^{(i),r} \cdot T_{h,g,1}^{III(i),r}, (19),$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{h, do V1,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = 1,97 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i), 1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = 1,97 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, свыше V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, свыше V2,1}^{III(i), 1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, свыше V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = 2,14 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{h, do V1,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, do V1,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, do V1,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 2,21 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), r} \cdot T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 2,77 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, свыше V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, свыше V2,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, свыше V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 4,82 \text{ руб./кВт·ч}$$

б) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в полуниковой зоне суточного графика нагрузки ($T_{пп, g, j}^{III(i), r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (20), включая НДС:

$$T_{пп, g, j}^{III(i), r} = K_j^{(i), r} \cdot T_{пп, g, 1}^{III(i), r}, (20)$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{пп,до } V1,1,j}^{III(i),1 \frac{\pi}{r}} = 2,46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{III(i),1 \frac{\pi}{r}} = K_j^{(i),1 \frac{\pi}{r}} \cdot T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),1 \frac{\pi}{r}}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{III(i),1 \frac{\pi}{r}} = 2,46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1,j}^{III(i),1 \frac{\pi}{r}} = K_j^{(i),1 \frac{\pi}{r}} \cdot T_{\text{пп,свыше } V2,1}^{III(i),1 \frac{\pi}{r}}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1,j}^{III(i),1 \frac{\pi}{r}} = 2,67 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{пп,до } V1,1,j}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}} = K_j^{(i),2 \frac{\pi}{r}} \cdot T_{\text{пп,до } V1,1}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}}$$

$$T_{\text{пп,до } V1,1,j}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}} = 2,76 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}} = K_j^{(i),r} \cdot T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}} = 3,46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1,j}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}} = K_j^{(i),2 \frac{\pi}{r}} \cdot T_{\text{пп,свыше } V2,1}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1,j}^{III(i),2 \frac{\pi}{r}} = 6,02 \text{ руб./кВт·ч}$$

в) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в пиковой зоне суточного графика нагрузки ($T_{\text{п,г},j}^{III(i),r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (21), включая НДС:

$$T_{\text{п,г},j}^{III(i),r} = K_j^{(i),r} \cdot T_{\text{п,г},1}^{III(i),r}, (21),$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{п,до } V1,1,j}^{III(i),1 \frac{\pi}{r}} = 2,95 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 1^{\frac{n}{r}}} = K_j^{(i), 1^{\frac{n}{r}}} \cdot T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i), 1^{\frac{n}{r}}}$$

$$T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 1^{\frac{n}{r}}} = 2,96 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п, выше } V2,1, j}^{III(i), 1^{\frac{n}{r}}} = K_j^{(i), 1^{\frac{n}{r}}} \cdot T_{\text{п, выше } V2,1}^{III(i), 1^{\frac{n}{r}}}$$

$$T_{\text{п, выше } V2,1, j}^{III(i), 1^{\frac{n}{r}}} = 3,21 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{п, до } V1,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{п, до } V1,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{п, до } V1,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 3,31 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), r} \cdot T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 4,16 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п, выше } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{п, выше } V2,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{п, выше } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 7,22 \text{ руб./кВт·ч}$$

12. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, относящимся к группе (подгруппе) потребителей (j), в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g) в полугодии (r) периода регулирования (i), дифференцированные по двум зонам суток (день, ночь), рассчитываются в следующем порядке:

а) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ночной зоне суточного графика нагрузки ($T_{h,g,j}^{II(i),r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (22), включая НДС:

$$T_{h,g,j}^{II(i),r} = K_j^{(i),r} \cdot T_{h,g,1}^{II(i),r}, (22),$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{h, \text{до } V1,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = 1,97 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = K_j^{(i),1\frac{n}{r}} \cdot T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i),1\frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = 1,97 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = K_j^{(i),1\frac{n}{r}} \cdot T_{h, \text{свыше } V2,1}^{II(i),1\frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = 2,14 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{h, \text{до } V1,1,j}^{II(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),2 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, \text{до } V1,1}^{II(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{до } V1,1,j}^{II(i),2 \frac{n}{r}} = 2,21 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),r} \cdot T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i),2 \frac{n}{r}} = 2,77 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),2 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i),2 \frac{n}{r}} = 4,82 \text{ руб./кВт·ч}$$

б) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в дневной зоне суточного графика нагрузки ($T_{d,g,j}^{II(i),r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (23), включая НДС:

$$T_{d,g,j}^{II(i),r} = K_j^{(i),r} \cdot T_{d,g,1}^{II(i),r}, (23),$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{d, \text{до } V1,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = 2,79 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = K_j^{(i),1\frac{n}{r}} \cdot T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i),1\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = 2,79 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = K_j^{(i),1\frac{n}{r}} \cdot T_{\text{д, свыше } V2,1}^{II(i),1\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i),1\frac{n}{r}} = 3,03 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{д, до } V1,1,j}^{II(i),2\frac{n}{r}} = K_j^{(i),2\frac{n}{r}} \cdot T_{\text{д, до } V1,1}^{II(i),2\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, до } V1,1,j}^{II(i),2\frac{n}{r}} = 3,13 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i),2\frac{n}{r}} = K_j^{(i),r} \cdot T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i),2\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i),2\frac{n}{r}} = 3,93 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i),2\frac{n}{r}} = K_j^{(i),2\frac{n}{r}} \cdot T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i),2\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i),2\frac{n}{r}} = 6,83 \text{ руб./кВт·ч}$$

Исходя из приведенных выше расчетов, экспертная группа предлагает установить тарифы на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на 2025 год в следующих размерах согласно приложению № 1.

Экспертная группа:

Начальника отдела РЭК

М. Магомедов

**Экспертное заключение
по расчету необходимой валовой выручки на 2025 г. долгосрочного
периода регулирования 2022-2026 гг., для установления тарифов на
услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям
ПАО «Россети Северный Кавказ»
(филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»)**

I. Основание экспертизы.

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» письмом от 25.04.2024 года №МР8/ДЭФ/01-00/3528 обратился в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с заявлением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг., с приложением соответствующих материалов, представленных в качестве обоснования заявленных расходов.

Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан письмом от 22 мая 2024 №45-05-3372/24 уведомило об открытии дела №2024/8-э об установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг.

Филиал АО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» повторно письмом от 21.10.2024 г. №МР8/ДЭФ/01-00/8202 обратился в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с уточненным предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг., с приложением соответствующих материалов, представленных в качестве обоснования заявленных расходов, а также дополнительные материалы по запросу экспертов.

Экспертной группой Минэнерго Дагестана проведена экспертиза материалов по расчету необходимой валовой выручки, для установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям: по собственным сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (далее – филиал «Дагэнерго») и переданным во временное владение и пользование филиалу «Дагэнерго» согласно договорам субаренды имущества, с АО «Дагестанская сетевая компания»:

- договор от 01.07.2015 года №03/ЮР с ООО «Избербашские городские электрические сети» (далее ООО «ИГЭС») и соглашение о замене стороны от 13.11.2020 г.;
- договор №19/ЮР от 31.08.2015 года ОАО «Ставропольэнерго» и соглашение о замене стороны от 13.11.2020 г.;
- договор аренды с ОАО «Дагэнергосеть» от 01.01.2018 г. №01 и соглашение о замене стороны от 20.11.2020 г.;
- договор аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019 с Акционерным обществом «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК»), соглашение о замене стороны от 28.12.2020 г. №240/2020 заключенному АО «ДВЭУК-ЕНЭС» – правопреемником АО «ДВЭУК», дополнительное соглашение №1 от 18.04.2023 г. к договору аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019, где указано, что Публичное акционерное

общество «Федеральная сетевая компания-Россети» (ПАО «Россети»), является правопреемником Акционерного общества «Дальневосточная энергетическая управляющая компания ЕНЭС» и дополнительное соглашение №2 от 24.07.2023 г. к договору аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019;

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №80/ДАЭ, от 16.11.2020 г. №22/2020, от 16.11.2020 г. №21/2020;

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» от 17.10.2022 г. №290 (подстанции: Уйташ 1 и Уйташ 2) и от 17.10.2022 г. №291 (подстанция Новый Ирганай);

– договор аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с МУП КЭС «Каспэнерго» от 04.04.2023 г. б/н (г.Каспийск);

– договор безвозмездного пользования имуществом, составляющим имущество государственной казны Российской Федерации филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (ссудополучатель) с Территориальным управлением Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Республике Дагестан (ТУ Росимущества в Республике Дагестан) (ссудодатель) от 08.09.2023 г. №05-5/12 (г.Махачкала);

– договор аренды (с правом выкупа) филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО СМК «Жилье» от 01.10.2023 г. №ВР -171043;

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Каспэнергосервис» от 30.08.2024 г. № 157311_ВЭ (Сулакский Гидрокаскад, Каспийская ТЭЦ);

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» от 28.08.2024 г. № 23/08 (Стекольный завод);

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «ЭНКОМ» от 23.08.2024 г. № 143600/ДЭФ (подстанция Роббинс).

При проведении экспертизы специалисты отдела руководствовались следующими нормативно-правовыми актами Российской Федерации:

– Конституцией Российской Федерации, Гражданским, Налоговым кодексами Российской Федерации;

– Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в действующей редакции);

– Федеральным законом «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» от 29.07.1998 № 135-ФЗ (в действующей редакции);

– Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в действующей редакции);

– постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике" (далее по тексту – Основы ценообразования) (в действующей редакции);

– Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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» (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденные приказом ФСТ России от 6.08.2004 №20-э/2 (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям утвержденные приказом ФАС России от 27.05.2022 N 412/22 (далее Методические указания) (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой прибыли, утвержденные приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 №98-э (далее Методические указания) (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256 (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденные приказом ФСТ России от 26.10.2010. №254-э/1 (в действующей редакции);

– Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8.10.2017 и № 976 «Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных

сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов» (в действующей редакции);

– правилами принятия Федеральной антимонопольной службой решений об определении (установлении) цен (тарифов) и (или) их предельных уровней в сфере деятельности субъектов естественных монополий и иных регулируемых организаций, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.09.2015 № 941 (в действующей редакции);

– Прочими законами и подзаконными актами, методическими разработками в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию.

При проведении экспертизы во внимание принимались все обосновывающие материалы и расчеты, представленные филиала «Дагэнерго».

В соответствии с требованиями Основ ценообразования проведены:

1) оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) на 2025 г.;

2) оценка финансового состояния организации за предшествующий период, осуществляющей регулируемую деятельность;

3) анализ основных технико-экономических показателей за предшествующий и расчетный периоды регулирования;

4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;

5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;

7) анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней;

8) анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. N 184 "Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям".

- выполнен расчет тарифа (платы) за услуги по передаче электрической энергии (мощности) по филиалу «Дагэнерго».

Цель экспертизы - выработка рекомендаций по объему экономически обоснованных расходов и предложений по установлению единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями.

Методология работы – экспертиза проводилась методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного

периода 2022-2026 гг., с учетом анализа технико-экономических показателей за 2023 г. и параметров, установленных в прогнозе социально - экономического развития Российской Федерации на 2022 - 2026 гг.

Результат экспертизы - экспертная оценка экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки для расчетов тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2024 г. и плановый период 2022-2026 гг., обеспечение компенсации расходов на услуги по передаче электрической энергии и получение необходимой прибыли.

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 26.06.2020 г., на налоговом учете состоит в инспекции ФНС по Советскому району г. Махачкалы с 24.03.2020 г. за № 0572.

Реквизиты филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»:
ИИН – 2632082033, КПП – 057243001,
почтовый адрес – 367000, РФ, Республика Дагестан, г. Махачкала,
ул.Дахадаева, д.73а,

тел. – 8(8722) 51-87-42, 66-32-59 сайт – <http://www.rossetisk.ru>

Основными целями деятельности филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» являются: удовлетворение потребностей граждан, предприятий, учреждений и организаций в услугах, работах, товарах, реализация социальных и экономических интересов членов трудового коллектива и получение прибыли.

Общество осуществляет следующие виды деятельности, определённые постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»:

- передача (распределение) электрической энергии;
- перепродажа электроэнергии и мощности;
- технологическое присоединение к электрическим сетям;
- оперативно - диспетчерское управление;
- другие виды деятельности, не запрещенные законодательством РФ.

В 2025 году на эксплуатации Филиала находится следующее электротехническое оборудование:

- ПС – 110кВ – 91 ед.;
- ПС – 35 кВ – 122 ед.;
- ТП–10/0,4 кВ – 15 370 ед.
- ВЛ – 41 217,21 км;
- КЛ – 1 110,02 км.

Объем условных единиц составил 141 356,26 у.е., в том числе:

ВН – 19 048,33 у.е.; CH1 – 15 555,51 у.е.; CH2 – 72 256,41 у.е.; НН – 35 505,00 у.е.

Включены 1 305,03 у.е.:

– 1 223,63 по договору аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Каспэнергосервис» от 30.08.2024 г. № 157311_ВЭ (Сулакский Гидрокаскад, Каспийская ТЭЦ);

– 81,404 по договору безвозмездного пользования имуществом, составляющим имущество государственной казны Российской Федерации филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (ссудополучатель) с Территориальным управлением Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Республике Дагестан (ТУ Росимущества в Республике Дагестан) (ссудодатель) от 08.09.2023 г. №05-5/12 (г.Махачкала) с приложениями к договору.

I.Учет доходов и расходов по видам деятельности.

Приказами ПАО «Россети Северный Кавказ» от 29.12.2023 г. №652 «Об учетной политике ПАО «Россети Северный Кавказ» для целей бухгалтерского учета на 2024 год» определен следующий порядок ведения раздельного учета доходов и расходов по видам деятельности и в соответствии со статьей 8 Федерального закона от 06.12.2011 № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете», стандартом МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки», а также Налоговым кодексом Российской Федерации.

Доходы:

Доходы в зависимости от их характера от их характера, условия получения и направлений деятельности подразделяются;

– доходы от обычных видов деятельности – виды деятельности, признаваемые основными для целей бухгалтерского учета в настоящей Учетной политике,

– прочие доходы – доходы отличные от доходов от обычных видов деятельности, в том числе поступления, возникшие как последствия чрезвычайных обстоятельств хозяйственной деятельности (стихийного бедствия, пожара, аварии, национализации и т.п.).

Доходами от обычных видов деятельности признается выручка от продажи продукции (работ, услуг) полученная по основным видам деятельности Общества.

К основным видам деятельности Общества для целей отражения в отчетности доходов и расходов относятся:

- передача электрической энергии;
- перепродажа электроэнергии и мощности;
- технологическое присоединение к электрической сети и т.п.

В бухгалтерском учете доходы по обычным видам деятельности отражаются на счете 90 «Продажи».

По отдельным видам деятельности в аналитическом учете доходов обеспечивается учет по дополнительным аналитическим признакам, открываемым в развитии вида деятельности, а именно:

- по передаче электрической энергии - по уровням (классам) напряжения;
- по технологическому присоединению к электрической сети - по уровням присоединяемой мощности.

Доходы от услуг по передаче электроэнергии признаются в бухгалтерском учете в месяце оказания услуги на основании Актов об

оказанных услугах по передаче электрической энергии в редакции Общества вне зависимости от наличия подписи со стороны контрагента (подписания акта об оказании УПЭЭМ со стороны контрагента с разногласиями по объему и (или) стоимости оказанных УПЭЭМ), при наличии документов, подтверждающих его направление контрагенту заказным письмом (опись вложений и квитанция об отправке) и нарочным способом (отметка о получении), либо иным способом, обеспечивающим получение уведомления о доставке.

Доходы от услуг по передаче электроэнергии включают все доходы от передачи энергии, потребляемой субъектами рынка в регионе обслуживания определенной Обществом, в том числе по без учетному потреблению.

Доходы от услуг по передаче электроэнергии классифицируются по категориям потребителей и по уровню напряжения, на котором подключен потребитель: высокое напряжение (ВН), среднее напряжение (СН1 и СН2), низкое напряжение (НН).

Затраты.

В составе затрат на производство учитываются затраты по обычным видам деятельности.

При этом затраты в зависимости от характера затрат и их отношения к процессу производства учитываются в составе затрат:

- основного производства-производства, продукции (работ, услуг) которого явилось целью создания данного общества
- вспомогательных производств - производств, которые являются вспомогательными (подсобными) для основного производства Общества;
- общепроизводственных затрат - затрат по обслуживанию основных и вспомогательных производств Общества;
- общехозяйственных затрат - затрат для нужд управления, не связанных непосредственно с производственным процессом;
- обслуживающего производства - затратах, связанных с выпусктом продукции, выполнением работ и оказанием услуг обслуживающими производствами и хозяйствами Общества.

В составе затрат на основное производство учитываются прямые производственные затраты. Затраты основного производства формируют фактическую себестоимость выполненных работ, оказанных услуг, завершенной производством продукции и стоимость незавершенного производства. Для учета затрат на основное производство применяется счет 20 «Основное производство». На счете 20 «Основное производство» отражаются прямые расходы в разрезе номенклатурных групп, связанные непосредственно с оказанием услуг по передаче электрической энергии, по технологическому присоединению, по предоставлению имущества в аренду, по прочим услугам промышленного характера.

В составе затрат вспомогательного производства учитываются затраты производств, осуществляющих транспортное обслуживание и т.п.

В частности, к вспомогательным производствам могут относиться следующие подразделения: ремонтные мастерские, службы механизации и транспорта, собственные котельные и др.

Учет затрат вспомогательного производства ведется на счете 23 «Вспомогательные производства». Аналитический учет по счету ведется по номенклатурным группам и статьям затрат.

На счете 23 «Вспомогательные производства» собираются косвенные расходы в разрезе номенклатурных групп, связанные с процессами, являющимися вспомогательными по отношению к основным технологическим процессам по передаче электроэнергии, по технологическому присоединению, по предоставлению имущества в аренду, по прочим услугам промышленного. К вспомогательным производствам относятся ремонтные мастерские, службы механизации и транспорта.

Ежемесячно расходы со счета 23 «Вспомогательные производства» списываются на счет 20 «Основное производство» в разрезе статей расходов и номенклатурных групп.

Расходы по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» на счетах 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» отражаются в разрезе договоров по технологическому присоединению.

В составе общепроизводственных затрат (ОПР) учитываются затраты по управлению и обслуживанию подразделений основного производства.

Общепроизводственные затраты включают, в том числе, затраты на содержание исполнительного аппарата Общества.

Общепроизводственные расходы признаются в полной сумме осуществленных затрат.

Учет общепроизводственных затрат ведется на счете 25 «Общепроизводственные расходы». Информация об общепроизводственных расходах формируется по подразделениям и статьям расходов.

Затраты, связанные с содержанием Отделов технологического присоединения, отражаются на счете 25 по подразделению «Технологическое присоединение». Распределение данных расходов производится пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» по каждому договору.

Остальные затраты отражаются на счете 25 по подразделению «Основное» и распределяются на счет 20 «Основное производство» по всем видам деятельности, кроме номенклатурной группы «Технологическое присоединение», пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство», по всем видам деятельности, кроме Фонда оплаты труда по номенклатурной группе «Технологическое присоединение».

В составе общехозяйственных расходов (ОХР) учитываются затраты, связанные с обслуживанием и управлением деятельностью Общества в целом.

Общехозяйственные расходы признаются в полной сумме осуществленных затрат.

Учет общехозяйственных затрат ведется на счете 26 «Общехозяйственные расходы» в разрезе подразделений и статей затрат.

Затраты по счету 26 «Общехозяйственные расходы» по подразделению «Управленческие расходы» формируются по следующим статьям:

- Услуги по выполнению функций исполнительного органа;
- Выплаты членам Совета директоров;
- Выплаты членам Ревизионной комиссии;

В конце месяца Управленческие расходы распределяются по видам деятельности пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство».

ПРИНЦИП РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ АППАРАТА УПРАВЛЕНИЯ ПАО «РОССЕТИ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» (на примере 2022 года)

Общество / Филиал		2022 год					
		НВВПС* (тыс. руб.)	НВВПСО (%)	НВВПСФ (%)	НВВП** (тыс. руб.)	НВВП (%)	НВВС*** (тыс. руб.)
Филиалы ПАО «Россети Северный Кавказ»:		23 852 487,74		100,00%	20 577 204,18		3 275 283,56
НВВП	филиал «Каббалкэнерго»	2 918 172,17	10,79%	12,23%	2 918 172,17	12,55%	
НВВС		659 975,46	2,44%	2,77%		659 975,46	17,42%
НВВП	филиал «Карачаево-Черкесскэнерго»	1 531 657,16	5,66%	6,42%	1 531 657,16	6,59%	
НВВС		290 301,57	1,07%	1,22%		290 301,57	7,66%
НВВП	филиал «Севкавказэнерго»	2 578 265,65	9,54%	10,81%	2 578,265,65	11,09%	
НВВС		536 720,57	1,99%	2,25%		536 720,57	14,17%
НВВП	филиал «Ставропольэнерго»	6 530 991,56	24,16%	27,38%	6 530 991,56	28,09%	
НВВП	филиал «Ингушэнерго»	1 921 131,90	7,11%	8,05%	1 921 131,90	8,26%	
НВВС		294 675,88	1,09%	1,24%		294 675,88	7,78%
НВВП	филиал «Дагэнерго»	5 096 985,74	18,85%	21,37%	5 096 985,74	21,92%	
НВВС		1 493 610,07	5,52%	6,26%		1 493 610,07	39,43%
Управляемые общества ПАО «Россети Северный Кавказ»:		3 185 005,28			2 672 760,84		512 244,44
НВВП	АО «Чеченэнерго»	2 672 760,84	9,89%		2 672 760,84	11,50%	
НВВС		512 244,44	1,89%			512 244,44	13,52%
ВСЕГО:		27 037 493,01	100,00%		23 249 965,02	100,00%	3 787 527,99
	в т.ч. ВСЕГО НВВП	23 249 965,02	85,99%		23 249 965,02	100,00%	
	в т.ч. НВВП филиалов	20 577 204,18	76,11%		20 577 204,18	88,50%	

	в т.ч. НВВП управляемых обществ	2 672 760,84	9,89%		2 672 760,84	11,50%	
	в т.ч. ВСЕГО НВВС	3 787 527,99	14,01%			3 787 527,99	100,00%
	в т.ч. НВВС филиалов	3 275 283,56	12,11%			3 275 283,56	86,48%
	в т.ч. НВВС управляемых обществ	512 244,44	1,89%			512 244,44	13,52%

* - необходимая валовая выручка по передаче и перепродаже электроэнергии

** - необходимая валовая выручка по передаче электроэнергии

*** - необходимая валовая выручка по перепродаже электроэнергии

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ В СООТВЕТСТВИИ С УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКОЙ

Показатель	Состав затрат	Учет затрат
Затраты на основное производство	<ul style="list-style-type: none"> • прямые производственные затраты (в том числе прямые распределяемые затраты), • оценочные обязательства, связанные с выполнением работ, оказанием услуг, готовой продукции по конкретному виду деятельности, заказу, либо иному объекту калькулирования, • затраты вспомогательного производства по обеспечению производственного процесса основного производства, • общепроизводственные затраты, относимых на основное производство посредством распределения, • часть общехозяйственных затрат, относимых на основное производство посредством распределения. 	<p>Для учета затрат на основное производство применяется счет 20 «Основное производство».</p> <p>На счете 20 «Основное производство» отражаются прямые расходы в разрезе номенклатурных групп, связанные непосредственно с оказанием услуг по передаче электрической энергии, перепродаже электроэнергии, технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, по прочим услугам промышленного характера.</p> <p>Затраты, не связанные с оказанием услуг по технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, прочим услугам промышленного характера отражаются на счете 20 «Основное производство» по номенклатурным группам «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих функции гарантировавшего поставщика.</p> <p>В конце месяца расходы, связанные с оказанием дополнительных (нетарифных) услуг, отражаются по номенклатурной группе «Дополнительные (нетарифные) услуги» на счете 20 «Основное производство» путем отнесения расходов с номенклатурных групп «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих функции гарантировавшего поставщика в соответствии с п.3.20.7.</p> <p>Оставшиеся затраты по номенклатурной группе «Перепродажа электроэнергии» подразделения (филиала) Общества, осуществляющего функции гарантировавшего поставщика, уменьшаются на долю затрат, относящихся к услугам по передаче электроэнергии по прямым договорам. Распределение указанной доли затрат производится пропорционально физическим объемам электроэнергии, проданной потребителям, и переданной в рамках договоров на оказание услуг по</p>

		передаче электроэнергии до закрытия счетов 23 «Вспомогательное производство», 25 «Общепроизводственные затраты» и 26 «Общехозяйственные расходы».
Затраты на вспомогательное производство	<ul style="list-style-type: none"> затраты производств, осуществляющих транспортное обслуживание и т.п. <p>В частности, к вспомогательным производствам могут относиться следующие подразделения: ремонтные мастерские, службы механизации и транспорта, собственные котельные и др.</p>	<p>Учет затрат вспомогательного производства ведется на счете 23 «Вспомогательные производства». Аналитический учет по счету ведется по номенклатурным группам и статьям затрат.</p> <p>На счете 23 «Вспомогательные производства» собираются расходы, связанные с процессами, являющимися вспомогательными по отношению к основным технологическим процессам по передаче электроэнергии, перепродаже электроэнергии, технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, прочим услугам промышленного характера.</p> <p>Затраты вспомогательного производства, связанные непосредственно с оказанием услуг по технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, прочим услугам промышленного характера отражаются на счете 23 «Вспомогательное производство» в разрезе соответствующих номенклатурных групп.</p> <p>Затраты, не связанные с оказанием услуг по технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, прочим услугам промышленного характера отражаются на счете 23 «Вспомогательное производство» по номенклатурным группам «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих функции гарантировавшего поставщика.</p> <p>В конце месяца расходы, связанные с оказанием дополнительных (нетарифных) услуг, отражаются по номенклатурной группе «Дополнительные (нетарифные) услуги» на счете 23 «Вспомогательное производство», путем отнесения расходов с номенклатурных групп «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих энергосбытовую деятельность в соответствии с п.3.20.8 Учетной политики.</p> <p>Оставшиеся затраты по номенклатурной группе «Перепродажа электроэнергии» подразделения (филиала) Общества, осуществляющего функции гарантировавшего поставщика, уменьшаются на долю затрат подразделения (филиала) относящихся к услугам по передаче электроэнергии по прямым договорам. Распределение указанной доли затрат производится пропорционально физическим объемам электроэнергии, проданной потребителям, и переданной в рамках договоров на оказание услуг по передаче электроэнергии.</p>
Общепроизводственные затраты	<ul style="list-style-type: none"> затраты по управлению и обслуживанию подразделений основного производства. <p>Общепроизводственные затраты включают, в том числе, затраты на содержание аппарата управления филиалов Общества.</p>	<p>Учет общепроизводственных затрат ведется на счете 25 «Общепроизводственные расходы». Информация об общепроизводственных расходах формируется в разрезе статей расходов.</p> <p>В филиалах Общества информация об общепроизводственных расходах по счету 25 формируется в разрезе подразделений и статей расходов.</p>

		<p>Затраты, связанные с содержанием Подразделений технологического присоединения, отражаются на счете 25 по подразделению «Технологическое присоединение». Распределение данных расходов производится пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» по каждому договору.</p> <p>Общепроизводственные затраты, не связанные с оказанием услуг по технологическому присоединению, распределяются следующим образом.</p> <p>Часть общепроизводственных затрат, отраженных на счете 25, распределяется на счет 20 «Основное производство» номенклатурная группа «Дополнительные (нетарифные) услуги» в соответствии с п. 3.20.9.</p> <p>Остальные затраты распределяются на счет 20 «Основное производство» по всем видам деятельности, кроме номенклатурных групп «Технологическое присоединение» и «Дополнительные (нетарифные) услуги», пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство».</p>
Общехозяйственные затраты	<ul style="list-style-type: none"> • затраты, связанные с обслуживанием и управлением деятельностью Общества в целом. 	<p>Учет общехозяйственных затрат ведется на счете 26 «Общехозяйственные расходы» в разрезе подразделений и статей затрат.</p> <p>Затраты по счету 26 «Общехозяйственные расходы» по подразделению «Управленческие расходы» формируются по статьям в соответствии с п. 3.20.10.</p> <p>В конце месяца Управленческие расходы распределяются в филиалы пропорционально необходимой валовой выручке по передаче и перепродаже электроэнергии филиалов (НВВПСФ).</p> <p>В филиале затраты по счету 26 по подразделению «Управленческие расходы» списываются в дебет счета 90.08 «Управленческие расходы» и отражаются в Отчете о финансовых результатах по строке «Управленческие расходы».</p> <p>Затраты по оплате труда, резервам под отпуска и страховым взносам первого заместителя генерального директора – главного инженера, заместителя генерального директора по реализации и развитию услуг и подразделений (Департамент учета электроэнергии и энергосбережения; Департамент реализации услуг и взаимодействия с клиентами; Департамент технического перевооружения и реконструкции, обслуживания и ремонта объектов электросетевого хозяйства; Департамент производственной безопасности и производственного контроля; Департамент технологического развития и инноваций; Отдел перспективного развития; Служба оперативно-технологического и ситуационного управления) отражаются на счете 26 по подразделению «Передача электроэнергии».</p> <p>В конце месяца данные затраты распределяются на счет 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Услуги ЕИО» и на счет 26 «Общехозяйственные расходы» филиалов по номенклатурной группе «Передача электроэнергии» пропорционально необходимой валовой выручке по передаче электроэнергии (НВВП).</p> <p>Затраты по оплате труда, резервам под отпуска и страховым взносам заместителя генерального директора по взаимодействию с субъектами рынка электроэнергии и Департамента по взаимодействию с субъектами рынка электроэнергии, отражаются на счете 26 по подразделению «Перепродажа электроэнергии».</p> <p>В конце месяца данные затраты распределяются на счет 20 «Основное</p>

производство» по номенклатурной группе «Услуги ЕИО» и на счет 26 «Общехозяйственные расходы» филиалов пропорционально необходимой валовой выручке по перепродаже электроэнергии (НВВС).

Затраты, связанные с содержанием Департамента перспективного развития и технологического присоединения потребителей, отражаются на счете 26 по подразделению «Технологическое присоединение» за исключением расходов на содержание Отдела перспективного развития. В конце месяца данные затраты распределяются в филиалы пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» с учетом затрат по вспомогательному производству и общепроизводственных расходов.

В филиале распределение расходов по счету 26 по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» производится пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» по каждому договору с учетом затрат по вспомогательному производству и общепроизводственных расходов. При отсутствии Фонда оплаты труда затраты отражаются на сводной номенклатурной группе «Технологическое присоединение».

Затраты на вознаграждение персонала за выполнение ключевых показателей по оказанию дополнительных (нетарифных) платных услуг отражаются по подразделению «Дополнительные (нетарифные) услуги». В конце месяца данные затраты распределяются в филиалы пропорционально выручке по номенклатурной группе «Дополнительные (нетарифные) услуги».

Остальные затраты отражаются на счете 26 по подразделению «Аппарат управления».

В конце месяца затраты по подразделению «Аппарат управления» распределяются на счет 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Услуги ЕИО» и на счет 26 «Общехозяйственные расходы» филиалов пропорционально общей необходимой валовой выручке по передаче и перепродаже электроэнергии филиалов НВВПСО).

Информацию о НВВПСО, НВВПСФ, НВВП, НВВС ежегодно предоставляет Департамент тарифообразования до 25 января текущего года. При изменении условий хозяйствования НВВПС, НВВП, НВВС может корректироваться. Данные об изменении НВВПС, НВВП, НВВС предоставляются Департаментом тарифообразования.

В филиале затраты по счету 26 по подразделению «Аппарат управления» распределяются на счет 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Дополнительные (нетарифные) услуги» в соответствии с п.3.20.10.

Остальные затраты, отраженные в филиале по счету 26, по подразделению «Аппарат управления» распределяются на счет 20 «Основное производство» по всем видам деятельности, кроме номенклатурных групп «Технологическое присоединение» и «Дополнительные (нетарифные) услуги» пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство».

Затраты обслуживающих производств и хозяйств	<ul style="list-style-type: none"> • затраты состоящих на балансе Общества обслуживающих производств и хозяйств, деятельность которых не связана с выполнением работ, оказанием услуг и производством продукции, явившихся целью создания Общества: <p>- жилищно-коммунального хозяйства (эксплуатация жилых домов, общежитий, прачечных, бань и т.п.);</p> <p>- столовых и буфетов;</p> <p>- общежитий;</p> <p>- детских дошкольных учреждений (садов, яслей);</p> <p>- домов отдыха, санаториев и других учреждений оздоровительного и культурно-просветительского назначения.</p>	<p>В составе затрат обслуживающих производств и хозяйств отражаются прямые расходы, связанные непосредственно с выпуском продукции, выполнением работ и оказанием услуг, а также расходы вспомогательных производств. Учет этих затрат ведется счете 29 «Обслуживающие производства и хозяйства» по каждому обслуживающему производству и хозяйству, по отдельным статьям затрат этих производств и хозяйств.</p>
Коммерческие расходы	<ul style="list-style-type: none"> • затраты, связанные с реализацией коммерческих процессов и административно-управленческих процессов по управлению коммерческими подразделениями (выполнение функций гарантировавшего поставщика). <p>К коммерческим расходам относятся: коммерческие расходы, связанные с энергосбытовой деятельностью (выполнением функций гарантировавшего поставщика, в том числе расходы на рекламу и представительские расходы)</p>	<p>Коммерческие расходы списываются в дебет счета 90 «Продажи» без распределения по видам реализованной продукции полностью в конце отчетного периода.</p>
Прочие расходы		<p>Прочие расходы, связанные с оказанием услуг технологического присоединения, отражаются по подразделению «Технологическое присоединение».</p>

	<p>Прочие расходы, связанные со сдачей имущества в аренду, отражаются по подразделению «Сдача в аренду имущества». Прочие расходы, связанные с оказанием дополнительных (нетарифных) услуг, отражаются по подразделению «Дополнительные (нетарифные) услуги».</p> <p>Прочие расходы, связанные с прочими видами деятельности, отражаются по подразделению «Прочие виды деятельности».</p> <p>Прочие расходы, не связанные с вышеуказанными видами деятельности, отражаются по подразделению «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих функции гарантировавшего поставщика.</p>
	<p>Прочие расходы, формируются в Аппарате управления по подразделению «Аппарат управления» и распределяются через счет 79-02 «Расчеты по текущим операциям» в филиалы Общества пропорционально НВВПСФ, кроме следующих видов расходов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - расходы, связанные с содержанием имущества, переданного в безвозмездное пользование; - списание дебиторской задолженности; - создание резервов; - расходы, напрямую связанные с выполнением функций ЕИО. <p>Прочие расходы от выбытия ценных бумаг в счет погашения обязательств перед контрагентами распределяются через счет 79-02 «Расчеты по текущим операциям» в филиалы Общества пропорционально размеру погашаемой задолженности. Сведения о размере погашаемой задолженности предоставляет курирующая профильная служба в течение 5-ти рабочих дней с даты передачи векселей.</p>
	<p>Проценты к уплате, сформированные в Аппарате управления, распределяются через счет 79-02 «Проценты по кредитам» в филиалы Общества пропорционально долгосрочной и краткосрочной задолженности по заемным средствам филиалов, кроме задолженности по процентам по долговым обязательствам.</p> <p>В филиалах прочие расходы из Аппарата управления отражаются по подразделениям «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих энергосбытовую деятельность.</p>
Проценты, причитающиеся к оплате заемодавцу (кредитору)	<p>Проценты к уплате по кредитам и займам распределяются по филиалам в зависимости от объема привлеченных заемных средств.</p> <p>Сумма привлеченных заемных средств распределяется по филиалам Общества.</p> <p>Информацию о распределении заемных средств, и их погашении в разрезе филиалов, о сумме распределяемых процентов к уплате предоставляет Департамент экономики ежемесячно, до 15 числа месяца, следующего за отчетным.</p>

		<p>Начисленные в установленном порядке проценты подлежат отражению в составе прочих расходов за исключением процентов по заемным средствам, привлекаемым для приобретения (создания) инвестиционных активов (капитализируемые проценты).</p> <p>Проценты к уплате, относящиеся к Аппарату управления и не подлежащие капитализации, распределяются в филиалы пропорционально остаткам по счетам 66, 67 на конец отчетного месяца.</p> <p>Проценты за пользование заемными средствами включаются в стоимость инвестиционного актива или в состав прочих расходов равномерно (ежемесячно) в течение срока пользования заемными средствами независимо от момента фактической выплаты процентов.</p> <p>В зависимости от срока погашения, задолженность в виде процентов по заемным обязательствам отражается на счете 66 «Расчеты по краткосрочным кредитам и займам» или 67 «Расчеты по долгосрочным кредитам и займам» (обособленно).</p>
Резерв по сомнительным долгам	<p>Общество создает резерв по сомнительным долгам по любой дебиторской задолженности, признаваемой Обществом сомнительной. При этом сомнительной признается дебиторская задолженность организации, которая не погашена или с высокой степенью вероятности не будет погашена в сроки, установленные договором, и не обеспечена соответствующими гарантиями.</p> <p>Величина резерва определяется отдельно по каждому сомнительному долгу в зависимости от финансового состояния (платежеспособности) должника и оценки вероятности погашения долга полностью или частично.</p>	<p>Резерв по сомнительным долгам учитывается на счете 63 «Резерв по сомнительным долгам».</p> <p>Информация по резерву сомнительных долгов раскрывается в отчете о финансовых результатах в составе прочих расходов (начисление резерва) и прочих доходов (восстановление резерва).</p> <p>Порядок формирования резерва по сомнительным долгам утверждается в соответствии с утвержденной в Обществе Методикой по оценке величины резерва по сомнительным долгам.</p> <p>Величина резерва по сомнительным долгам определяется отдельно по каждому сомнительному долгу контрагента в разрезе актов, платежных поручений и иной первичной документации в зависимости от финансового состояния (платежеспособности) должника и оценки вероятности погашения долга полностью или частично.</p>

		<p>Суммы созданных резервов по сомнительным долгам относятся на прочие расходы и отражаются по дебету счета 91 «Прочие доходы и расходы» и кредиту счета 63 «Резервы по сомнительным долгам» на последнее число соответствующего отчетного периода.</p> <p>Формирование резерва по сомнительным долгам проводится ежеквартально на последнее число соответствующего отчетного квартала (31 марта, 30 июня, 30 сентября, 31 декабря).</p> <p>Руководитель регионального предприятия проводит анализ взыскаемости дебиторской задолженности и необходимости создания резерва по сомнительным долгам.</p> <p>Результаты проведенной оценки направляются на рассмотрение и согласование профильным заместителям генерального директора, начальнику Управления по работе с дебиторской задолженностью по форме согласно Приложению 1 в срок до 9 числа месяца, следующего за отчетным кварталом.</p> <p>Заместители генерального директора по направлениям деятельности, начальник Управления по работе с дебиторской задолженностью согласовывают и представляют секретарю Комиссии Отчет согласно Приложению 1 к Методике в срок до 12 числа месяца, следующего за отчетным кварталом.</p> <p>Комиссия в срок до 20 числа месяца, следующего за отчетным кварталом, проводит заседание, в результате которого принимает решение о начислении/неначислении резерва по сомнительным долгам и представляет в бухгалтерскую службу Общества Отчет согласно Приложению 1 к Методике.</p>
Текущий налог на прибыль	Текущим налогом на прибыль признается налог на прибыль для целей налогообложения, определяемый в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.	Общество использует способ определения величины текущего налога на прибыль на основе данных, сформированных в бухгалтерском учете. При этом величина текущего налога на прибыль должна соответствовать сумме исчисленного налога на прибыль, отраженного в налоговой декларации по налогу на прибыль.
Налог на имущество		<p>В соответствии с Приказом Минфина РФ от 31.10.2000 №94н в качестве источника начисления налога на имущество и с учетом использования налогооблагаемого имущества в деятельности Общества определены следующие счета:</p> <ul style="list-style-type: none"> - по имуществу, используемому в деятельности по передаче электрической энергии, – счета 25 «Общепроизводственные расходы», 23 «Вспомогательные производства», 20 «Основное производство», счет 26 «Общехозяйственные расходы»; - по имуществу, используемому в деятельности по перепродаже электрической энергии, – счет 44 «Расходы на продажу».

II. Анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» за 2022 гг.

Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2022 год.

В приложении №1 приведен анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2022 год (далее - филиал «Дагэнерго»).

Анализ технико-экономических показателей филиала «Дагэнерго» выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы

№ 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа и расшифровки расходов и доходов в табл. №№1.6, 1.3 в соотв. с приказ Минэнерго РФ №585 от 13.12.11 г. «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов в сфере услуг по передаче электрической энергии»

Организация несёт ответственность за достоверность представленных материалов.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан установленным постановлениями Республиканской службы по тарифам РД от 27.12.2021 г. № 136.

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго».

По договорам аренды на эксплуатации у филиала «Дагэнерго» находится следующее электротехническое оборудование:

- ✓ на конец 2022 года:
 - ПС – 110кВ – 87 ед.;
 - ПС – 35 кВ – 122 ед.;
 - ТП–10/0,4 кВ – 8 193 ед.
 - ВЛ – 35 705,11 км;
 - КЛ – 908,88 км.

Объем условных единиц составил 116 206,98 у.е., в том числе:

ВН – 18 139,29 у.е.; СН1 – 15 487,23 у.е.; СН2 – 55 881,98 у.е.; НН – 26 698,49 у.е.

Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным, интегральных актов, актов об оказании услуг по передаче электрической энергии (по единым (котловым) тарифам и по взаиморасчетам), по актам компенсации потерь и отчета Форма № 46-ЭЭ показал следующее:

1) поступление электроэнергии в сеть составило 8 190,08 млн.кВтч., что на 1 294,91 млн.кВтч. выше принятого по расчету, увеличение составляет 118,78 %, при плане 6 895,18 млн.кВтч.

2) фактический полезный отпуск электрической энергии составил 4 831,69 млн.кВтч., снижение относительно планового полезного отпуска электрической энергии составило 846,65 млн.кВтч. (83,76 %), в том числе:

- фактический полезный отпуск электрической энергии по конечным потребителям составил 4 169,30 млн.кВтч., снижение планового относительно планового полезного отпуска электрической энергии составило 617,31 млн.кВтч. (87,10 %), в том числе:

Категории потребителей	План млн.кВтч	Факт млн.кВтч	Разница млн.кВтч. (Факт-План)	%
ВСЕГО полезный отпуск конечным потребителям	4 786,61	4 169,30	-617,31	87,10
итого прочие потребители - ВН	284,92	325,16	40,24	114,12
итого прочие потребители - СН1	34,05	94,11	60,06	276,40
итого прочие потребители - СН2	396,91	691,14	294,23	174,13
итого прочие потребители - НН	1 887,25	614,54	-1 272,72	32,56
Потребители, приравненные к населению	83,26	0,00	-83,26	0,00
население (город) - НН	735,88	872,72	136,83	118,59
население (село, эл.плиты) - НН	1 364,34	1 571,65	207,31	115,19

Эксперты отмечают существенное изменение фактической структуры полезного отпуска электрической энергии относительно плановой по категориям потребителей и по уровням напряжения.

При этом по Форме № 46-ЭЭ фактический полезный отпуск электрической энергии по конечным потребителям составил 4 625,20 млн.кВтч.

- фактический отпуск электрической энергии по Форме № 46-ЭЭ сетевым организациям составил 8 190,08 млн.кВтч., что на 1 294,91 млн.кВтч. выше принятого по расчету, увеличение составляет 118,78 %.

- фактические потери электроэнергии составили по Форме № 46-ЭЭ 3 541,82 млн.кВтч. (43,25%).

- фактические потери электроэнергии составили по отчетным данным (анализу) филиала «Дагэнерго» 3 358,40 млн.кВтч. (41,01 %), из них: сверхнормативные потери – 1 816,34 млн.кВтч. и нормативные потери – 1 542,05 млн.кВтч. или 18,83 % к отпуску в сеть, что не соответствует проценту принятых нормативных потерь утвержденных на 2022 год – 22,36%, Эксперты отмечают, что нормативные потери должны составить по факту 2022 года – 1 816,34 млн.кВтч., что соответствует проценту принятых нормативных потерь утвержденных на 2022 год – 22,36% и должны составлять:

$$8\ 190,08 \text{ млн.кВтч.} * 22,36\% = 1\ 831,64 \text{ млн.кВтч.}$$

Филиал «Дагэнерго» взяли за основу плановые нормативные потери и не анализируя, что поступление в сеть увеличилось по факту на 18,78 % и поэтому у них % нормативных потерь получился ниже, утвержденных, то есть: $1\ 542,05 * 100 / 8\ 190,08 = 18,83\%$

Эксперты отмечают, что данный подход не соответствует распределению нормативных потерь, а также и в денежном выражении.

Финансовые показатели

Выручка филиала «Дагэнерго» за 2022 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии по актам об оказании услуг по передаче электрической энергии составила в сумме 6 533 120,10 (78,44 %), что ниже расчетной на 1 795 836,34 тыс.руб., в том числе:

- от конечных потребителей – 5 895 888,86 тыс.руб. (75,93 %), ниже расчетной на 1 868 613,02 тыс.руб.

Снижение фактической выручки относительно плановой по конечным потребителям произошло, в том числе за счет изменения структуры полезного отпуска по категориям потребителей и по уровням напряжения.

- от сетевых организаций 637 231,24 тыс.руб. выше расчетной на 72 776,68 тыс.руб. или (112,89 %).

Всего расходы филиала «Дагэнерго» по регулируемому виду деятельности составили в сумме 12 961 854,00 тыс.руб. (187,55 %), в том числе:

- на покупку электрической энергии на компенсацию нормативных потерь – 3 262 268,47 тыс.руб., при этом следует отметить, что филиал «Дагэнерго» не правильно показывает процент факта на покупку нормативных потерь, искажает сумму и цену нормативных потерь;

- расходы на содержание в сумме 8 857 983,68 тыс.руб. (143,22 %), что на 2 673 276,61 тыс.руб. выше плановых, в том числе:

1) Экономически необоснованные доходы (экономия) средств

Расходы, предусмотренные при установлении тарифов на передачу электрической энергии, но неиспользованные в полном объеме, в том числе:

Вспомогательные материалы, из них:

- ремонтно-эксплуатационные нужды:
 - ✓ текущий ремонт – 7 333,75 тыс.руб.;
 - ✓ техобслуживание – 32 189,57 тыс.руб.;
 - ✓ ремонт автотранспорта (автозапчасти) – 10 066,53 тыс.руб.;
 - ✓ ГСМ – 17 570,65 тыс.руб.;
 - ✓ релейная защита и автомат (Рзи А) – 1 069,73 тыс.руб.

- капитальный ремонт бесхозных сетей не подконтрольные расходы – 41 192,36 тыс.руб. (не использовали в 2022 году);

- работы и услуги производственного характера, из них:
 - ✓ капремонт ОС – 115 562,66 тыс.руб.;
 - ✓ сертификация электроэнергии – 83,90 тыс.руб.
 - электроэнергия на хоз. нужды – 47 481,91 тыс.руб.;
 - затраты на оплату труда – 208 918,34 тыс.руб.;

Фактический фонд оплаты труда филиала «Дагэнерго» составил 1 752 711,97 тыс.руб. (плановый – 1 856 203,85 тыс.руб.), при численности – 3 647,98 чел. (плановая – 3 724,82 чел.) и среднемесячной заработной плате – 37 518,15 руб. (плановая – 41 527,82 руб.);

Отчётный период	Средняя численность, чел				Фонд начисленной зарплаты, тыс.руб.				Среднемесячная зарплата на 1 работника, руб			
	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.пр ав. характера	Всего	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.пр ав. характера	Всего	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.пр ав. характера	Всего
январь	3 630,80	3,90	0,00	3 634,70	136 857,70	298,20	33,50	137 189,40	37 693,54	76 461,54		37 744,35
февраль	3 650,40	2,90	0,00	3 653,30	141 019,20	224,70	34,50	141 278,40	38 631,16	77 482,76		38 671,45
март	3 645,10	3,60	0,00	3 648,70	134 579,90	214,10	34,50	134 828,50	36 920,77	59 472,22		36 952,48
<i>Итого I кв:</i>	3 642,10	3,47	0,00	3 645,57	137 485,60	245,67	34,17	137 765,43	37 748,99	70 865,38		37 789,85
апрель	3 645,30	4,80	0,00	3 650,10	127 155,80	176,20	34,50	127 366,50	34 882,12	36 708,33		34 893,98
май	3 638,20	4,20	0,00	3 642,40	138 921,40	225,30	34,50	139 181,20	38 184,10	53 642,86		38 211,40
июнь	3 636,40	4,20	0,00	3 640,60	139 062,70	206,30	34,50	139 303,50	38 241,86	49 119,05		38 263,89
<i>Итого II кв:</i>	3 639,97	4,40	0,00	3 644,37	135 046,63	202,60	34,50	135 283,73	37 101,06	0,00	0,00	37 123,09
<i>Итого: 6 мес.</i>	3 641,03	3,93	0,00	3 644,97	136 266,12	224,13	34,33	136 524,58	37 425,12	56 983,05	0,00	37 455,65
июль	3 626,60	4,10	0,00	3 630,70	128 375,00	173,40	30,10	128 578,50	35 398,17	42 292,68		35 414,25
август	3 622,90	4,10	0,00	3 627,00	137 024,20	181,00	28,20	137 233,40	37 821,69	44 146,34		37 836,61
сентябрь	3 618,10	4,10	0,00	3 622,20	126 948,20	197,20	23,50	127 168,90	35 086,98	48 097,56		35 108,19
<i>Итого III кв:</i>	3 622,53	4,10	0,00	3 626,63	130 782,47	183,87	27,27	130 993,60	36 102,49	44 845,53	0,00	36 119,68
<i>Итого: 9 мес</i>	3 634,87	3,99	0,00	3 638,86	134 438,23	210,71	31,98	134 680,92	36 985,74	54 158,15	0,00	37 010,73
октябрь	3 673,80	3,83	0,00	3 677,63	135 203,00	187,00	38,60	135 428,60	36 801,95	48 825,07		36 824,97
ноябрь	3 686,20	3,73	0,00	3 689,93	137 873,80	189,50	49,30	138 112,60	37 402,69	50 804,29		37 429,60
декабрь	3 702,00	3,53	0,00	3 705,53	159 366,00	193,40	49,30	159 608,70	43 048,62	54 787,54		43 073,11
<i>Итого IV кв:</i>	3 687,33	3,70	0,00	3 691,03	144 147,60	189,97	45,73	144 383,30	39 092,64	51 472,30	0,00	39 109,22
Всего:	3 647,98	3,92	0,00	3 651,90	136 865,58	205,53	35,42	137 106,52	37 518,15	52 485,64	0,00	0,00

- отчисления на социальные нужды

- 20 691,62 тыс.руб.

Налоги, в том числе:

✓ налог на имущество

- 85 945,65 тыс.руб.;

✓ земельный налог

- 1 452,87 тыс.руб.;

- услуги пожарной безопасности

- 9 337,04 тыс.руб.;

С 01.01.2022 вступили в силу новые федеральные стандарты бухгалтерского учета:

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 6/2020 «Основные средства», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 17 сентября 2020 г. N 204н (далее – ФСБУ 6/2020);

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 25/2018 «Бухгалтерский учет аренды», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 16 октября 2018 г. N 208н (далее – ФСБУ 25/2018);

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 26/2020 «Капитальные вложения», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 17 сентября 2020 г. N 204н (далее – ФСБУ 26/2020).

В соответствии с п. 38 ФСБУ 6/2020 и п. 17 ФСБУ 26/2020 организация обязана с 2022 года проверять основные средства и капитальные вложения на обесценение и учитывать изменение их балансовой стоимости вследствие

обесценения в порядке, предусмотренном Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 36 «Обесценение активов».

- амортизация – 320 814,70 тыс.руб. (со знаком «-») по – ФСБУ 6/2020;

При этом на основании разъяснительного письма ФАС России от 05.08.2022 №МШ/74227/22 «О новых стандартах бухгалтерского учета, подлежащих применению начиная с бухгалтерской (финансовой) отчетности за 2022 год»

- амортизация – 121 168,06 тыс.руб. (со знаком «+»), но при этом по комплексному анализу экономической обоснованностью расходов и руководствуясь, основами ценообразования эксперты произвели расчет факта, который составил – 65 634,03 тыс.руб. (со знаком «+»);

- услуги охраны	– 1 475,24 тыс.руб.;
- охрана труда и ТБ	– 2 563,77 тыс.руб.;
- сертификация электроэнергии	– 83,90 тыс.руб.;
- электроэнергия на хоз. нужды	– 47 481,91 тыс.руб.;
- расход на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности)	– 555 387,28 тыс.руб. подконтрольные расходы (не использовали в 2022 году);
- подписка на периодическую печать	– 19,15 тыс.руб.;
- шифровальная связь	– 112,56 тыс.руб.;
- специальная связь	– 58,30 тыс.руб.;
- медосмотр	– 2 182,25 тыс.руб.;

2) Экономически необоснованные расходы

Вспомогательные материалы, из них:

- ремонтно-эксплуатационные нужды, из них:

✓ капремонт ОС – 587 290,28 тыс.руб.

- расходные материалы для оргтехники – 3 258,77 тыс.руб.;

- работы и услуги производственного характера, из них:

✓ ремонт и обслуживание зданий и сооружений – 2 637,77 тыс.руб.;

✓ услуги по диагностике, ремонту, обслуживанию автотранспорта и спецтехники – 3 272,88 тыс.руб.;

Прочие:

✓ ремонт и обслуживание оргтехники – 582,55 тыс.руб.;

✓ техобслуживание и ремонт бытовой техники – 7,37 тыс.руб.;

✓ техобслуживание систем кондиционирования – 556,82 тыс.руб.;

✓ дезинфекция, дератизация – 35,95 тыс.руб.;

✓ услуги технического надзора – 4 320,17 тыс.руб.;

- средства НИОКР – 150,00 тыс.руб.;

- добровольные страховые платежи – 22 419,72 тыс.руб.;

Налоги, в том числе:

✓ транспортный налог – 620,07 тыс.руб. с учетом сбытового автотранспорта и иномарок;

✓ госпошлина: тех.осмотр., регистрация а/м – 165,31 тыс.руб.;

С 01.01.2022 вступили в силу новые федеральные стандарты бухгалтерского учета:

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 25/2018 «Бухгалтерский учет аренды», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 16 октября 2018 г. N 208н (далее – ФСБУ 25/2018);

В соответствии с п. 38 ФСБУ 6/2020 и п. 17 ФСБУ 26/2020 организация обязана с 2022 года проверять основные средства и капитальные вложения на обесценение и учитывать изменение их балансовой стоимости вследствие обесценения в порядке, предусмотренном Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 36 «Обесценение активов».

- расходы в составе арендной платы, в том числе:

✓ аренда прочего имущества – 76 898,34 тыс.руб.,

из них на аренду имущества:

• ООО «Избербашские городские электрические сети» – 1 805,59 тыс.руб.;

• АО «Ставропольэлектросеть» (Хасавюртовские горэлектросети) – 6 842,14 тыс.руб.;

• ОАО «Махачкалинские горсети» – 467,10 тыс.руб.;

• ООО «МГЭСК» – 42 944,45 тыс.руб.;

• КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) – 4 058,18 тыс.руб. (по 3 договорам);

• АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК») – 16 262,88 тыс.руб.;

• ОАО «Дагэнергосеть» – 4 518,0 тыс.руб.

✓ аренда земельных участков – 908,48 тыс.руб.;

✓ аренда транспорта – 1 464,65 тыс.руб.;

✓ аренда помещений – 11 720,55 тыс.руб.;

✓ прочая аренда – 2 335,17 тыс.руб.;

✓ аренда оптических волокон (услуги связи) операционные расходы – 38 286,62 тыс.руб.;

✓ аренда с Казенным предприятием РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД" (№290 от 17.10.2022) с 01.06.2022 г. – 3 343,45 тыс.руб.;

✓ аренда с Казенным предприятием РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД" (№291 от 17.10.2022) с 01.04.2022 г. – 918,23 тыс.руб.;

✓ ФСК РОССЕТИ - НОВГОРОДСКОЕ ПМЭС договор (лизинг) №105/2022 от 28.09.2022 – 1 050,0 тыс.руб.;

✓ ООО "Энергопрогресс" договор от 18.10.2022 №ВР-172069 – 255,38 тыс.руб.;

- услуги Call-центра – 3 131,52 тыс.руб.;

- командировочные расходы – 21 797,55 тыс.руб.;

- представительские расходы – 190,67 тыс.руб.;

- обучение и подготовка кадров – 15 686,24 тыс.руб.;

- услуги связи – 24 691,55 тыс.руб.;

- ТМЦ средств связи – 2 089,64 тыс.руб.;

- коммунальные услуги (теплоэнергия и прочие услуги) – 6 044,58 тыс.руб.;
- аудиторские услуги – 286,83 тыс.руб.;
- ТМЦ мебель и техника – 1 280,51 тыс.руб.;
- ТМЦ вода питьевая – 215,66 тыс.руб.;
- ТМЦ канцелярские расходы – 4 976,47 тыс.руб.;
- ТМЦ хозяйственные расходы – 1 213,79 тыс.руб.;
- ТМЦ бланки типографские – 151,48 тыс.руб.;
- прочие расходы на получение разрешений и лицензий – 221,90 тыс.руб.;
- расходы на приобретение нормативной и тех. литературы (в т.ч. РБП) – 264,40 тыс.руб.;
- обязательные страховые платежи – 26 741,16 тыс.руб.;
- лицензии на использование программного обеспечения (информационные услуги) др. – 14 041,99 тыс.руб.;
- услуги техосмотра (госпош. тех.осмотр., регистрация а/м) – 147,30 тыс.руб.;
- плата за исп.радиочаст.спектра – 171,44 тыс.руб.;
- госпошлина: тех.осмотр., регистрация а/м – 165,31 тыс.руб.;
- услуги по техосмотру, регистрации автотранспорта и спецтехники – 150,55 тыс.руб.;
- услуги мойки автотранспорта – 172,46 тыс.руб.;
- пропуски на въезд на территорию – 137,08 тыс.руб.;
- консультационные услуги – 22 747,27 тыс.руб.;
- нотариальные услуги – 3,87 тыс.руб.;
- услуги почты и почтовые услуги – 1 107,55 тыс.руб.;
- архивные услуги, переплет – 10 537,81 тыс.руб.;
- разъездные – 72,71 тыс.руб.;
- аттестация рабочих мест и проч. – 25,69 тыс.руб.;
- расходы на оформление имущественных прав – 2 122,00 тыс.руб.;
- услуги по организации совещаний, семинаров – 1 627,38 тыс.руб.;
- расходы на взносы за участие в конференциях – 252,03 тыс.руб.;
- услуги по установке и обслуживанию автотерминалов (ГЛОНАСС) – 2 197,25 тыс.руб.;
- расходы на содержание автотранспорта – 460,09 тыс.руб.;
- транспортные услуги – 5 271,18 тыс.руб.;
- затраты на вознаграждение членам СД, РК, Комитетов – 3 120,71 тыс.руб.;
- услуги по организации функционирования и развития сетевого комплекса (управленческие расходы) – 9 004,69 тыс.руб.;
- НП Совет рынка – 289,52 тыс.руб.;
- услуги СМИ – 2 880,37 тыс.руб.;
- расходы на публичное раскрытие информации – 192,33 тыс.руб.;
- больничные листы – 6 550,14 тыс.руб.;
- услуги PR – 1 995,85 тыс.руб.;
- услуги переводчиков (не в штате) – 21,45 тыс.руб.;

- расходы на природоохранные мероприятия (кроме налогов и сборов)	
- 28,87 тыс.руб.;	
- пособия по уходу за ребёнком до 3 лет	- 0,63 тыс.руб.;
- прочие работы и услуги	- 1 279,54 тыс.руб.;
-прочие другие расходы, относимые на себестоимость	- 866,26 тыс.руб.;
- прочие	- 46 443,37 тыс.руб.

3) Экономически обоснованные доходы

- оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети	- 103 253,24 тыс.руб.;
- амортизация	- 65 634,03 тыс.руб.;
- прочие налоги и сборы (транспортный налог)	- 0,93 тыс.руб.;
- аренда земельных участков	- 904,48 тыс.руб.

Убытки от деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии по итогам 2022 года составили 7 090 761,72 тыс.руб., которые в том числе связаны:

- 1) со снижением плановых объемов полезного отпуска электроэнергии конечным потребителям (из-за сверхнормативных потерь и перекидки объемов полезного отпуска) и соответственно недополучением расчетной выручки (1 795 836,34 тыс.руб.);
- 2) покупкой электроэнергии на компенсацию потерь, кроме нормативных (3 827 839,86 тыс.руб.);
- 3) расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии соответствия установленных в расчете тарифов объемов полезного отпуска электрической энергии потребителям фактическому объему, и недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

Расчет приведен в приложении № 2.

II. Анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2023 год.

Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2023 год.

В приложении №1 приведен анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2023 год (далее - филиал «Дагэнерго»).

Анализ технико-экономических показателей филиала «Дагэнерго» выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа и расшифровки расходов и доходов в табл. №№1.6 и 1.3 в соответствии с приказом Минэнерго РФ №585 от 13.12.11 г. «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов в сфере услуг по передаче электрической энергии»

Организация несёт ответственность за достоверность представленных материалов.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан установленным постановлением Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан от 31.01.2023 г. № 45-ОД-10/23.

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» (сбыт).

По договорам аренды на эксплуатации у филиала «Дагэнерго» находится следующее электротехническое оборудование:

- ✓ на начало 2023 года:
 - ПС – 110кВ – 87 ед.;
 - ПС – 35 кВ – 122 ед.;
 - ТП–10/0,4 кВ – 8 193 ед.
 - ВЛ – 35 705,11 км;
 - КЛ – 908,88 км.

Объем условных единиц составил 116 206,98 у.е., в том числе:

ВН – 18 139,29 у.е.; CH1 – 15 487,23 у.е.; CH2 – 55 881,98 у.е.; НН – 26 698,49 у.е.

У филиала «Дагэнерго» находится следующее электротехническое оборудование на эксплуатации – по договорам аренды, собственные сети и бесхозные сети:

- ✓ на конец 2023 года:
 - ПС – 110кВ – 87 ед.;
 - ПС – 35 кВ – 122 ед.;
 - ТП–10/0,4 кВ – 15 155 ед.
 - ВЛ – 40 046,57 км;
 - КЛ – 1 109,08 км.

Объем условных единиц составил 141 060,22 у.е., в том числе:

ВН – 18 139,29 у.е.; CH1 – 15 487,23 у.е.; CH2 – 71 934,80 у.е.; НН – 35 498,90 у.е.

Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным, интегральных актов, актов об оказании услуг по передаче электрической энергии (по единым (котловым) тарифам и по взаиморасчетам), по актам компенсации потерь и отчета Форма № 46-ЭЭ показал следующее:

1) поступление электроэнергии в сеть составило 8 327,92 млн.кВтч., что на 355,66 млн.кВтч. ниже принятого по расчету, уменьшение составляет 95,90 %, при плане 8 683,58 млн.кВтч.

2) фактический полезный отпуск электрической энергии составил 4 447,38 млн.кВтч., снижение относительно планового полезного отпуска электрической энергии составило 2 294,76 млн.кВтч. (65,96 %), из них:

- фактический полезный отпуск электрической энергии по конечным потребителям составил 4 015,53 млн.кВтч., снижение планового относительно планового полезного отпуска электрической энергии составило 2 298,99 млн.кВтч. (63,59 %), в том числе:

Категории потребителей	План млн.кВтч	Факт млн.кВтч	Разница млн.кВтч. (Факт-План)	%
ВСЕГО полезный отпуск конечным потребителям	6 314,52	4 015,53	-2 298,99	63,59
итого прочие потребители - ВН	641,93	270,10	40,24	42,08
итого прочие потребители - СН1	62,13	37,27	60,06	59,99
итого прочие потребители - СН2	717,28	464,08	294,23	64,70
итого прочие потребители - НН	2 296,98	670,89	-1 272,72	29,21
Потребители, приравненные к населению	125,42	63,06	-83,26	50,28
население (город) - НН	887,82	872,68	136,83	98,29
население (село, эл.плиты) - НН	1 582,95	1 614,29	207,31	101,98

Эксперты отмечают существенное изменение фактической структуры полезного отпуска электрической энергии относительно плановой по категориям потребителей и по уровням напряжения.

При этом по Форме № 46-ЭЭ фактический полезный отпуск электрической энергии по конечным потребителям составил 4 625,20 млн.кВтч.

- фактический отпуск электрической энергии по Форме № 46-ЭЭ сетевым организациям составил 8 327,92 млн.кВтч., что на 355,66 млн.кВтч. ниже принятого по расчету, уменьшение составляет 95,9 %.

- фактические потери электроэнергии составили по Форме № 46-ЭЭ 3 880,53 млн.кВтч. (46,60 %).

- фактические потери электроэнергии составили по отчетным данным (анализу) филиала «Дагэнерго» 3 880,53 млн.кВтч. (46,60 %), из них: сверхнормативные потери – 1 939,10, млн.кВтч. и нормативные потери – 1 941,43 млн.кВтч. или 23,31%? к отпуску в сеть, что не соответствует проценту принятых нормативных потерь утвержденных на 2023 год – 22,36%. Эксперты отмечают, что нормативные потери должны составить по факту 2023 года – 1 862,12 млн.кВтч., что соответствует проценту принятых нормативных потерь утвержденных на 2023 год – 22,36% и должны составлять:

$$8\ 327,92 \text{ млн.кВтч.} * 22,36\% = 1\ 862,12 \text{ млн.кВтч.}$$

Филиал «Дагэнерго» взяли за основу плановые нормативные потери и не анализируя, что поступление в сеть увеличилось по факту на 18,78 % и поэтому у них % нормативных потерь получился ниже, утвержденных, то есть: $1\ 941,43 * 100 / 8\ 327,92 = 23,21\%$?

Эксперты отмечают, что данный подход не соответствует распределению нормативных потерь, а также и в денежном выражении.

Финансовые показатели

Выручка филиала «Дагэнерго» за 2023 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии по актам об оказании услуг по передаче электрической энергии составила в сумме 6 499 252,22 (49,58 %), что ниже расчетной на 6 608 127,03 тыс.руб., в том числе:

- от конечных потребителей – 6 288 969,89 тыс.руб. (49,12 %), ниже расчетной на 6 514 683,76 тыс.руб.

Снижение фактической выручки относительно плановой по конечным потребителям произошло, в том числе за счет изменения структуры полезного отпуска по категориям потребителей и по уровням напряжения.

- от сетевых организаций 13 959,34 тыс.руб. выше расчетной на 6 133,94 тыс.руб. или (178,399 %).

Всего расходы филиала «Дагэнерго» по регулируемому виду деятельности составили в сумме 20 302 986,24 тыс.руб. (159,90 %), в том числе:

- на покупку электрической энергии на компенсацию нормативных потерь – 5 164 058,32 тыс.руб., при этом следует отметить, что филиал «Дагэнерго» не правильно показывает процент факта на покупку нормативных потерь, искажает сумму и цену нормативных потерь;

- сверхнормативные потери – 4 449 965,12 тыс.руб;

- расходы на содержание в сумме 10 675 003,47 тыс.руб. (131,43 %), что на 2 552 829,26 тыс.руб. выше плановых, в том числе:

1) Экономически необоснованные доходы (экономия) средств

Расходы, предусмотренные при установлении тарифов на передачу электрической энергии, но неиспользованные в полном объеме, в том числе:

Вспомогательные материалы, из них:

- ремонтно-эксплуатационные нужды:
 - ✓ ремонт автотранспорта (автозапчасти) – 8 044,40 тыс.руб.;
 - ✓ ГСМ – 8 127,11 тыс.руб.;
 - ✓ Пополнение аварийного запаса – 31 092,00 тыс.руб.;
 - ✓ релейная защита и автомат (Рзи А) – 1 110,14 тыс.руб.
- работы и услуги производственного характера, из них:
 - ✓ сертификация электроэнергии – 87,07 тыс.руб.;
 - ✓ услуги по испытанию и поверке приборов – 216,30 тыс.руб.
 - электроэнергия на хоз. нужды – 53 455,83 тыс.руб.;
 - Налоги: земельный налог – 2 875,58 тыс.руб.;
 - Прочие услуги по ТБ и ОТ – 2 603,24 тыс.руб.;
 - страхование ответств.при экспл.опасных произв.об-тов (ОСОПО) – 3,35 тыс.руб.;

С 01.01.2022 вступили в силу новые федеральные стандарты бухгалтерского учета:

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 6/2020 «Основные средства», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 17 сентября 2020 г. N 204н (далее – ФСБУ 6/2020);

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 25/2018 «Бухгалтерский учет аренды», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 16 октября 2018 г. N 208н (далее – ФСБУ 25/2018);

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 26/2020 «Капитальные вложения», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 17 сентября 2020 г. N 204н (далее – ФСБУ 26/2020).

В соответствии с п. 38 ФСБУ 6/2020 и п. 17 ФСБУ 26/2020 организация обязана с 2022 года проверять основные средства и капитальные вложения на обесценение и учитывать изменение их балансовой стоимости вследствие обесценения в порядке, предусмотренном Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 36 «Обесценение активов».

- амортизация – 264 529,43 тыс.руб. (со знаком «-») по – ФСБУ 6/2020;

При этом на основании разъяснительного письма ФАС России от 05.08.2022 №МШ/74227/22 «О новых стандартах бухгалтерского учета, подлежащих применению начиная с бухгалтерской (финансовой) отчетности за 2022 год»

- амортизация – 116 837,47 тыс.руб. (со знаком «+»), но при этом по комплексному анализу экономической обоснованностью расходов и руководствуясь, основами ценообразования эксперты произвели расчет факта, который составил – 59 782,59 тыс.руб. (со знаком «+»);

- услуги охраны – 9 451,06 тыс.руб.;
- нотариальные услуги – 8,09 тыс.руб.;

- расход на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности) – 576 369,94 тыс.руб. подконтрольные расходы (не использовали в 2023 году);

- госпошлина: тех.осмотр., регистрация а/м – 2,77 тыс.руб.;
- шифровальная связь – 116,81 тыс.руб.;

- специальная связь – 60,50 тыс.руб.;
- медосмотр – 2 480,89 тыс.руб..

2) Экономически необоснованные расходы

Вспомогательные материалы, из них:

- расходные материалы для оргтехники – 1 998,58 тыс.руб.;
- ТМЦ оргтехники – 13 902,02 тыс.руб.;
- ТМЦ средства связи – 239,83 тыс.руб.;
- другие прочие материальные расходы – 2 751,55 тыс.руб.;
- работы и услуги производственного характера, из них:
 - ✓ капремонт ОС – 229 412,28 тыс.руб.;
 - ✓ ремонт и обслуживание зданий и сооружений – 1 993,56 тыс.руб.;
 - ✓ услуги по диагностике, ремонту, обслуживанию автотранспорта и спецтехники – 794,53 тыс.руб.;
- Прочие:
 - ✓ ремонт и обслуживание оргтехники – 923,5 тыс.руб.;
 - ✓ ремонт и обслуживание транспорта – 4 586,68 тыс.руб.;
 - ✓ прочие услуги производственного характера – 11 474,17 тыс.руб.;
 - затраты на оплату труда – 157 819,03 тыс.руб.;

Фактический фонд оплаты труда филиала «Дагэнерго» составил 2 193 560,21 тыс.руб. (плановый – 2 035 741,17 тыс.руб.), при численности – 3 742,18 чел. (плановая – 3 724,82 чел.) и среднемесячной заработной плате – 48 847,65 руб. (плановая – 45 544,45 руб.);

Средняя численность и фонд оплаты труда за 2023 г. по филиал ПАО "Россети Северный Кавказ- "Дагэнерго" по форме П-4

Отчётный период	Средняя численность, чел				Фонд начисленной зарплаты, тыс.руб.				Среднемесячная зарплата на 1 работника, руб			
	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.прав. характера	Всего	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.прав. характера	Всего	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.прав. характера	Всего
январь	3 702,00	3,70	0,00	3 705,70	157 294,60	260,60	49,30	157 604,50	42 489,09	70 432,43		42 530,29
февраль	3 701,60	3,60	0,00	3 705,20	156 945,20	166,30	49,30	157 160,80	42 399,29	46 194,44		42 416,28
март	3 697,50	3,60	0,00	3 701,10	159 946,00	226,80	42,80	160 215,60	43 257,88	63 000,00		43 288,64
Итого Iкв:	3 700,37	3,63	0,00	3 704,00	158 061,93	217,90	47,13	158 326,97	42 715,21	59 972,48		42 744,86
апрель	3 700,00	3,20	0,00	3 703,20	191 168,40	414,10	19,30	191 601,80	51 667,14	129 406,25		51 739,52
май	3 747,10	3,40	0,00	3 750,50	189 356,50	501,10	0,00	189 857,60	50 534,15	147 382,35		50 621,94
июнь	3 786,60	3,70	0,00	3 790,30	181 657,20	717,40	0,00	182 374,60	47 973,70	193 891,89		48 116,14
Итого II кв:	3 744,57	3,43	0,00	3 748,00	187 394,03	544,20	6,43	187 944,67	50 044,25	0,00	0,00	50 159,20
Итого:6 мес.	3 722,47	3,53	0,00	3 726,00	172 727,98	381,05	26,78	173 135,82	46 401,49	107 844,34	0,00	46 466,94
июль	3 771,52	4,10	0,00	3 775,62	192 507,20	492,00	0,00	192 999,20	51 042,34	120 000,00		51 117,22
август	3 764,10	4,00	0,00	3 768,10	162 921,40	488,80	0,00	163 410,20	43 282,96	122 200,00		43 366,74
сентябрь	3 748,70	3,90	0,00	3 752,60	165 886,00	474,10	0,00	166 360,10	44 251,61	121 564,10		44 331,96
Итого III кв:	3 761,44	4,00	0,00	3 765,44	173 771,53	484,97	0,00	174 256,50	46 198,14	121 254,70	0,00	46 271,97
Итого:9 мес	3 735,46	3,69	0,00	3 739,15	173 075,83	415,69	17,86	173 509,38	46 333,23	112 674,61	0,00	46 392,08
октябрь	3 747,70	4,40	0,00	3 752,10	175 849,50	1 521,70	0,00	177 371,20	46 921,98	345 840,91		47 272,51
ноябрь	3 760,60	3,70	0,00	3 764,30	168 434,50	628,40	0,00	169 062,90	44 789,26	169 837,84		44 912,17

декабрь	3 778,70	3,90	0,00	3 782,60	197 838,20	199,40	0,00	198 037,60	52 356,15	51 128,21		52 354,89
<i>Итого IV кв:</i>	3 762,33	4,00	0,00	3 766,33	180 707,40	783,17	0,00	181 490,57	48 030,67	188 935,65	0,00	48 179,86
Всего:	3 742,18	3,77	0,00	3 745,94	174 983,73	507,56	13,39	175 504,68	46 759,88	134 750,00	0,00	0,00

- охрана труда и ТБ – 4 022,07 тыс.руб.;
- подписка на периодическую печать – 30,50 тыс.руб.;
- добровольные страховые платежи – 34 310,68 тыс.руб.;

Налоги, в том числе:

- ✓ транспортный налог – 411,83 тыс.руб. с учетом бытового автотранспорта и иномарок;
- ✓ госпошлина: тех.осмотр., регистрация а/м – 614,89 тыс.руб.;

С 01.01.2022 вступили в силу новые федеральные стандарты бухгалтерского учета:

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 25/2018 «Бухгалтерский учет аренды», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 16 октября 2018 г. N 208н (далее – ФСБУ 25/2018);

В соответствии с п. 38 ФСБУ 6/2020 и п. 17 ФСБУ 26/2020 организация обязана с 2022 года проверять основные средства и капитальные вложения на обесценение и учитывать изменение их балансовой стоимости вследствие обесценения в порядке, предусмотренном Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 36 «Обесценение активов».

- расходы в составе арендной платы, в том числе:

Аренда прочего имущества:

- ООО «Избербашские городские электрические сети» – 2 627,72 тыс.руб. (не представлены налог. декларация по трансп. зем. и не расчета арендной платы и амортизационной ведомости);
- АО «Ставропольэлектросеть» (Хасавюртовские горэлектросети) – 7 006,16 тыс.руб.;
- ОАО «Махачкалинские горсети» – 6 823,03 тыс.руб.;
- ООО «МГЭСК» – 20 614,87 тыс.руб.;
- КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) – 3 075,61 тыс.руб. (по 3 договорам);
- АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК») – 33 087,54 тыс.руб.;
- ОАО «Дагэнергосеть» – 4 518,0 тыс.руб.
(нет расчета арендной платы и прав собственности)
- ✓ аренда транспорта – 309,15 тыс.руб.;
- ✓ аренда помещений – 16 592,94 тыс.руб.;
- ✓ прочая аренда – 39 233,15 тыс.руб.;
- ✓ ФСК РОССЕТИ - НОВГОРОДСКОЕ ПМЭС договор (лизинг) №105/2022 от 28.09.2022 – 1 050,0 тыс.руб.;
- ✓ ФСК РОССЕТИ ПАО-ФИЛИАЛ ХАБАРОВСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ МЭС договор (не представлен) – 1 707,29 тыс.руб.;

✓ ООО "Энергопрогресс" договор не представлен – 964,38 тыс.руб.;	
✓ ООО "Энергопрогресс" договор не представлен – 964,38 тыс.руб.;	
✓ ООО "Энергопрогресс" договор не представлен – 1 250,00 тыс.руб.;	
✓ ООО "СМК-Жилье"- строительно-монтажная компания – 300,00 тыс.руб. (не представлена амортиз. ведомость, не представлена налоговая декларация по налогу на имущество);	
- услуги Call-центра	– 4 715,26 тыс.руб.;
- командировочные расходы	– 33 184,02 тыс.руб.;
- представительские расходы	– 79,64 тыс.руб.;
- обучение и подготовка кадров	– 15 586,38 тыс.руб.;
- услуги связи	– 25 411,14 тыс.руб. в том числе:
✓ услуги стационарной связи	– 3 259,73 тыс.руб.;
✓ услуги мобильной связи	– 1 816,50 тыс.руб.;
✓ услуги доступа в Интернет	– 21 232,21 тыс.руб.;
✓ технологическая связь (передача данных) – 3 259,73 тыс.руб.;	
- коммунальные услуги (теплоэнергия и прочие услуги) – 10 947,99 тыс.руб.;	
- аудиторские услуги	– 412,65 тыс.руб.;
- консультационные услуги	– 42 409,76 тыс.руб.;
- юридические услуги	– 13 080,76 тыс.руб.;
- информационные услуги	– 4 044,03 тыс.руб.;
- прочие информационные услуги	– 150,70 тыс.руб.;
- тех.обслуживание, сопровождение и поддержка ИС – 25 374,60 тыс.руб.;	
- ТМЦ мебель и техника	– 1 867,19 тыс.руб.;
- ТМЦ канцелярские расходы	– 7 228,49 тыс.руб.;
- ТМЦ хозяйственные расходы	– 2 366,95 тыс.руб.;
- ТМЦ бланки типографские	– 52,98 тыс.руб.;
- прочие расходы на получение разрешений и лицензий – 168,39 тыс.руб.;	
- расходы на приобретение нормативной и тех. литературы (в т.ч. РБП) – 169,03 тыс.руб.;	
- подписка на периодическую печать	– 30,50 тыс.руб.;
- оформление имущественных прав	– 77 179,63 тыс.руб.;
- обязательные страховые платежи	– 34 310,68 тыс.руб., из них;
✓ страхование ответств.владельцев а-м (ОСАГО) – 35,68 тыс.руб.	
- услуги по техосмотру, регистрации автотранспорта и спецтехники – 230,23 тыс.руб.;	
- услуги мойки автотранспорта	– 199,06 тыс.руб.;
- пропуски на въезд на территорию	– 188,37 тыс.руб.;
- услуги рекламы	– 1 506,67 тыс.руб.;
- транспортные услуги	– 12 956,38 тыс.руб.;
- обслуживание ККМ	– 2,92 тыс.руб.;

- услуги почтово-телеграфной связи – 731,88 тыс.руб.;
- архивные услуги, переплет – 184,07 тыс.руб.;
- разъездные – 36 748,00 тыс.руб.;
- аттестация рабочих мест и проч. – 10,40 тыс.руб.;
- расходы на провед. смотров-конкурсов профмастерства – 718,93 тыс.руб.;
- расходы на оформление имущественных прав – 80 820,94 тыс.руб.;
- услуги по организации совещаний, семинаров – 1 864,88 тыс.руб.;
- расходы на взносы за участие в конференциях – 528,21 тыс.руб.;
- услуги по установке и обслуживанию автотерминалов (ГЛОНАСС) – 3 641,31 тыс.руб.;
- затраты на вознаграждение членам СД, РК, Комитетов – 8 460,34 тыс.руб.;
- услуги по организации функционирования и развития сетевого комплекса (управленческие расходы) – 1 535,60 тыс.руб.;
- НП Совет рынка – 397,85 тыс.руб.;
- услуги СМИ – 3 491,62 тыс.руб.;
- расходы на публичное раскрытие информации – 128,70 тыс.руб.;
- больничные листы – 8 148,89 тыс.руб.;
- услуги переводчиков (не в штате) – 25,92 тыс.руб.;
- расходы на природоохранные мероприятия (кроме налогов и сборов) – 181,87 тыс.руб.;
- прочие другие расходы, относимые на себестоимость – 11 601,32 тыс.руб.;
- средства НИОКР – 208,41 тыс.руб.;
- прочие подконтрольные расходы из прибыли – 67 514,59 тыс.руб.;
- прочие не подконтрольные расходы из прибыли – 4 160 498,72 тыс.руб.

3) Экономически обоснованные доходы (не подконтрольные расходы)

- оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети – 8 415,54 тыс.руб.;

- отчисления на социальные нужды – 53 097,04 тыс.руб.;
- амортизация – 59 782,59 тыс.руб.;
- аренда КЭС МУП Каспэнерго – 601,20 тыс.руб.;
- аренда земельных участков – 66,77 тыс.руб.;

Налоги, в том числе:

- ✓ налог на имущество – 387,66 тыс.руб.;
- ✓ транспортный налог – 1 024,24 тыс.руб.

Убытки от деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии по итогам 2023 года составили 9 732 126,84 тыс.руб., которые в том числе связаны:

- 4) со снижением плановых объемов полезного отпуска электроэнергии конечным потребителям (из-за сверхнормативных потерь и перекидки объемов полезного отпуска) и соответственно недополучением расчетной выручки (6 608 127,03 тыс.руб.);
- 5) покупкой электроэнергии на компенсацию потерь, кроме нормативных (5 000 613,83 тыс.руб.);
- 6) расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии соответствия установленных в расчете тарифов объемов полезного отпуска электрической энергии потребителям фактическому объему, и недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

Расчет приведен в приложении № 2.

III. Расчет необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» на 2025 г.

Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, осуществляется в соответствии с методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, рассчитываемые с применением Методических указаний утвержденных приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 года №98-э (далее - долгосрочные тарифы), устанавливаются на долгосрочный период регулирования (на срок не менее чем пять лет), отдельно на каждый финансовый год в течение этого периода. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, утвержденные на долгосрочный период регулирования, ежегодно корректируются в порядке, предусмотренном Методическими указаниями.

Долгосрочные тарифы определяются на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые в течение долгосрочного периода регулирования не меняются:

1) базовый уровень подконтрольных расходов на 2023 г. в размере 3 820 350,31 тыс. руб. в соответствии ППРФ от 14.11.2022 г. №2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 год и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»);

2) индекс эффективности подконтрольных расходов в размере 3% от уровня подконтрольных расходов текущего года долгосрочного периода регулирования;

3) коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый Методическими указаниями - 0,75;

4) максимальная возможная корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая с учетом достижения установленного уровня надежности и качества услуг, определяемая Методическими указаниями;

5) уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;

(пп. 5 в ред. [Приказа](#) ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

6) уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с [Основами](#) ценообразования.

Перед началом каждого года долгосрочного периода регулирования определяются планируемые значения параметров расчета тарифов:

1) индекс потребительских цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (далее - индекс потребительских цен).

В отсутствие одобренного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год долгосрочного периода регулирования в целях определения подконтрольных расходов применяются значения параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, соответствующие последнему году периода, на который был одобрен указанный прогноз;

2) размер активов, определяемый регулирующими органами;

3) величина неподконтрольных расходов;

4) величина мощности, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии потребителям услуг в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 52 (часть II), ст. 5525; 2007, N 14, ст. 1687; N 31, ст. 4100; 2009, N 25, ст. 3073; N 41, ст. 4771; 2010, N 12, ст. 1333; N 21, ст. 2607; N 25, ст. 3175; N 40, ст. 5086; 2011, N 10, ст. 1406; 2012, N 4, ст. 504);

5) величина полезного отпуска электрической энергии потребителям услуг территориальной сетевой организации;

6) цена (тариф) покупки потерь электрической энергии, учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, с использованием которых услуги по передаче электрической энергии оказываются регулируемыми организациями.

8. На основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования.

При этом при применении метода долгосрочной индексации темп роста одноставочного единого (котлового) тарифа в соответствующем субъекте Российской Федерации на каждый год 1-го долгосрочного периода регулирования не превышает темпа, установленного прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год.

9. В течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной расчетный период регулирования. По решению регулирующего органа такая корректировка может осуществляться с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов по итогам истекшего периода текущего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, а также изменение плановых показателей на следующие периоды.

Регулирующими органами ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной финансовый год, с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, корректировки планируемых значений параметров расчета тарифов, а также с учетом:

(абзац введен Приказом ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

величины распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, в том числе относящихся к предыдущему долгосрочному периоду регулирования;

(абзац введен Приказом ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования.

(абзац введен Приказом ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

Для целей настоящих Методических указаний объемы финансирования инвестиционной программы и объемы фактического исполнения инвестиционной программы учитываются без налога на добавленную стоимость.

(абзац введен Приказом ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

10. Результаты деятельности регулируемой организации учитываются при определении ежегодной корректировки необходимой валовой выручки в порядке, определенном пунктом 11 настоящих Методических указаний.

(п. 10 в ред. Приказа ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

Расчет приведен в таблицах № П.1.15, № П.1.16, № П.1.17, № П.1.21 и приложениях № 3, 4.

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей на базовый (первый) и i -й год долгосрочного периода регулирования без учета расчетной предпринимательской прибыли сетевой организации (HVB_i^{cod} тыс.руб)) определяется по формулам:

где:

i - номер расчетного года периода регулирования, $i = 2, 3\dots$;
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

PR_i - подконтрольные расходы, определяемые в соответствии с пунктом 11(1) Методических указаний и учтенные в году i долгосрочного периода регулирования. В случае пересмотра на год i базового уровня подконтрольных расходов по основаниям, установленным в абзаце тринадцатом пункта 7, абзаце двадцатом пункта 12 Основ ценообразования, пункте 8 Правил регулирования, а также на основании поручений, содержащихся в актах Президента Российской Федерации, поручений и указаний Президента Российской Федерации, поручений, содержащихся в актах Правительства Российской Федерации и (или) протоколах заседаний Правительства Российской Федерации, поручений Председателя Правительства Российской Федерации, в качестве PR_i принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей HVB_i^{cod} (тыс.руб.) на 2025 год долгосрочного периода регулирования определяется по следующей формуле:

$$HVB_i^{cod} = PR_i + HP_i + B_i + Y_i + d_i + \Delta EP_i + HVB_{i-2}^{cod} \times KHK_i,$$

где:

i (2025 год) - номер расчетного года периода регулирования, $i = 2, 3\dots$;
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23) ($i = 3$ долгосрочного периода)

Правительства Российской Федерации, в качестве PR_i принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

Подконтрольные расходы PR_{2023} утвержденные Министерством энергетики и тарифов на 2023 г. в размере 3 820 350,31 тыс.руб. в соответствии ППРФ от 14.11.2022 г. №2053 «Об особенностях индексации регулируемых

цен (тарифов с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 год и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»);

Подконтрольные расходы, учтенные на год i долгосрочного периода регулирования, а также корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяются по формулам: (9.3), (9.4), (9.5) – указанные ниже

$$ПР_i = ПР_1 \times \prod_j^i K_{индj}$$

$$K_{индj} = (1 - X_j) \times (1 - I_j) \times (1 - ИКА_j)$$

$$ИКА_j^w = K_{эл} \times \frac{ye_j - ye_{j-1}}{ye_{j-1}}$$

где:

j - номер расчетного года долгосрочного периода регулирования, начиная с года, следующего за годом установления (пересмотра) базового уровня подконтрольных расходов;

$ПР_{i-1}$ ($ПР_{2024}$) - подконтрольные расходы, учтенные соответственно в году i долгосрочного периода регулирования, (тыс. руб.).

$ПР_{i-1}$ ($ПР_{2024}$) – подконтрольные расходы на 2024 г. в размере 4 609 761,90 тыс. руб.;

$ПР_1$ - уровень подконтрольных расходов на первый (базовый) год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень подконтрольных расходов). В случае пересмотра базового уровня подконтрольных расходов по основаниям, установленным в [абзаце тридцатом пункта 7, абзаце двадцатом пункта 12](#) Основ ценообразования, пункте 8 Правил регулирования, а также на основании поручений, содержащихся в актах Президента Российской Федерации, поручений и указаний Президента Российской Федерации, поручений, содержащихся в актах Правительства Российской Федерации и (или) протоколах заседаний Правительства Российской Федерации, поручений Председателя Правительства Российской Федерации, в качестве $ПР_1$ принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);

$K_{индj}$ - коэффициент индексации на год j ;

X_j - индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный регулирующими органами в соответствии с [пунктом 38](#) Основ ценообразования;

I_j - прогнозное годовое значение индекса потребительских цен, а при наличии известных фактических значений используется фактическое годовое значение индекса потребительских цен.;

$ИКА_j$ - индекс изменения количества активов, рассчитанный в процентах на год j ;

$K_{эл}$ - коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемых организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, равный 0,75;

ye_j, ye_{j-1} - среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, определяемое без учета месяца ввода в эксплуатацию, планируемых к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, а при наличии известных фактических значений используется фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования, который определяется с учетом фактического объема активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой.

Среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц определяется как частное от деления суммы, полученной в результате сложения количества условных единиц на первое число каждого месяца регулируемого периода (финансового года) и последнее число регулируемого периода, на количество месяцев в году, увеличенное на единицу.

$I_i (I_{2025})$ – индекс потребительских цен, определенный на i -й год (на 2024 год) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации составил **1,058**;

$K_{эл}$ – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемых организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, равный **0,75**;

$ye_i, ye_{i-1} (ye_{2025}, ye_{2024})$ – количество условных единиц соответственно в i -том (2025 году) и $i-1$ -ом году (2024 году) долгосрочного периода регулирования:

$$ye_{2025} = 142\ 365,2556;$$

$$ye_{2024} = 141\ 060,224;$$

$X_i (X_{2024})$ – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в размере 3 % от уровня подконтрольных расходов текущего года долгосрочного периода регулирования на 2024 год;

Соответственно коэффициент индексации подконтрольных расходов на 2024 год составит **1,0334**:

$$K_{\text{инд 25}} = I_{24} \times \left(1 + K_{\text{эл}} \times \frac{ye_{24} - ye_{23}}{ye_{23}}\right) \times (1 - X_{24});$$

$$K_{\text{инд 25г.}} = 1,072 \times \left(1 + 0,75 \times \frac{142\ 365,256 - 141\ 060,224}{141\ 060,224}\right) \times (1 - 0,03) = 1,0334$$

$$K_{\text{инд 25г.}} \approx 1,0334$$

1. Учитывая вышеизложенное, подконтрольные расходы составят:

$$\text{ПР}_{2024} = 4\ 609\ 761,90 \text{ тыс. руб} \times 1,0334 = 4\ 763\ 639,92 \text{ тыс. руб}$$

НР_i (НР₂₀₂₄) – неподконтрольные расходы на 2024 г. долгосрочного периода регулирования, определяемые методом экономически обоснованных расходов;

ΔПР_i - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, определяемая в соответствии с пунктом 11(1) Методических указаний. Не рассчитывается для случаев, если год i-2 является первым годом долгосрочного периода регулирования или годом пересмотра базового уровня подконтрольных расходов;
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

B_i (B₂₀₂₃) – расходы i-го года (2023г.) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2021г.) долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс.руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования;

У_i - планируемые на период регулирования, соответствующий году i, расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальнымложениям, определяемые до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливается до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2020, N 11, ст.1550)

$\Delta\mathcal{EP}_1$, $\Delta\mathcal{EP}_i$, d_1 , d_i - соответственно экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования, и доля $\Delta\mathcal{EP}_1$, $\Delta\mathcal{EP}_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1; (в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

$\Delta\mathcal{EP}_i$ - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятия по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2)-34(3) Основ ценообразования;

KHK_i - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i , определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26 декабря 2010 г. N 254-э/1 (зарегистрирован Министром России 13 ноября 2010 г., регистрационный N 18951).

2. НЕПОДКОНТРОЛЬНЫЕ РАСХОДЫ

HP_i (HP_{2024}) – неподконтрольные расходы на 2025 г. долгосрочного периода регулирования, определяемые методом экономически обоснованных расходов;

Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС»

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2025 г. в сумме 1 932 443,00 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены: пояснительная записка, расчет стоимости услуг по передаче электрической энергии оказываемых ПАО «ФСК ЕЭС» на 2024 г., представлен договор оказания услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети от 25.05.2020 г. №1644/ПП.

Стоимость расходов по статье затрат «Услуги ПАО «ФСК–Россети» на 2024г.

Наименование	Факт 2023	Ожидаемый 2024	План 2025	Прирост 2025/2024, %
--------------	-----------	----------------	-----------	----------------------

Стоимость услуг по передаче электроэнергии по ЕНЭС, тыс.руб. без НДС	1 530 382	1 700 375	1 932 443	13,65%
--	-----------	-----------	-----------	--------

Основные принципы формирования:

1. Заявленная мощность. Расчет мощности произведен исходя из прогнозных значений заявленной мощности на 2025-2029 гг., сформированных в соответствии с согласованными с ФАС России показателями СПБ на 2025 год и проектом сценарных условий на 2025-2029 гг. На 2025 год заявленная мощность планируется 609,344 МВт.
2. Ставка тарифа на услуги по передаче э/э на содержание объектов электросетевого хозяйства на 1 полугодие 2025 года применена в размере 111 103,12 руб./МВт*мес (на уровне 2 полугодия 2024 г.), на 2 полугодие 2025 года – 126 657,56 руб./МВт*мес. (с учётом индексации, предусмотренной на основании Прогноза показателей инфляции, в соответствии с опубликованным 30.09.2024 на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития РФ на 2025 год и плановый период 2026 и 2027 годов (14,0 % с 01.07.2025)). Стоимость содержания объектов электросетевого хозяйства в 2025 году составит 869 268 тыс. руб. без НДС.
3. Объем сальдо-перетока на 2025 год применен в размере 7 134 241 МВт.ч, в соответствии с плановыми фактическими показателями за 8 месяцев 2024 г., показателями бизнес-плана на 2024-2028 гг. и учетом динамики относительно плановой величины сальдо-перетока за 2024 год.
4. Уровень технологических потерь планируется в размере 4,60 % - в пределах прогнозных значений нормативов потерь по субъектам присутствия «Федеральной сетевой компании-«Россети».
5. Планирование тарифа на технологические потери электроэнергии осуществлялось исходя из следующего:
 - в 2023 году рост цены на технологические потери составил 24,90% к фактической средней цене за 2022 год. Фактическая ставка на технологические потери электрической энергии в 2023 году составила 3 085,70 руб./МВт.ч.;
 - в 2024 году ожидаемое снижение цены на технологические потери составило 0,80% к средней цене за 2023 год на основании и в пределах фактических данных за 8 месяцев 2024 года. Ставка тарифа на технологические потери электрической энергии в 2024 году составит 3 062,06 руб./МВт.ч;
 - в 2025 году прогнозируемый рост цены на технологические потери составит 5,80 % к средней цене за 2024 год. Применен тариф с учетом роста в соответствии с Прогнозом показателей инфляции в соответствии с опубликованным 30.09.2024 на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития РФ на 2025 год и плановый период 2026 и 2027 годов. Ставка на технологические потери электрической энергии в 2025 году составит 3 239,66 руб./МВт.ч.

Стоимость технологических потерь электроэнергии в 2025 году составит 1 063 174 тыс.руб.

Динамика ставки тарифа на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии ЕНС

Наименование	Факт 2023	Ожидаемый 2024	План 2025	Прирост 2025/2025, %
Ставка тарифа на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии в ЕНЭС, руб./МВт·ч	3 085,70	3 062,06	3 239,66	5,8 %

Эксперты предлагают учесть расходы на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» в размере **1 922 243,59 тыс.руб.** исходя из следующих параметров:

- заявленная мощность на 2025 год планируется 604,344 МВт;
- ставка тарифа на услуги по передаче э/э на содержание объектов электросетевого хозяйства на основании приказа ФАС России от 31.10.2024 года №816/24 на 1 полугодие 2025 года – 111 103,12 руб./МВт*мес. и на 2 полугодие 2025 – 126 657,56 руб./МВт*мес.;
- ставки тарифа на оплату нормативных потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электросети (ЕНЭС) на 1 полугодие 2025 года применена в размере 3 251,23 руб./МВт*ч (из факта за 9 мес. 2024 г. – средняя цена) на 2025 год и на 2 полугодие 2025 года применена в размере 3 625,12 руб./МВт*ч на 2024 год (из факта за 9 мес. 2024 г. и индексация тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ЕНЭС с 01.07.2024 в размере 111,5% согласно Прогнозируемым изменениям цен (тарифов) на продукцию (услуги) компаний инфраструктурного сектора на 2025–2026 гг. – 11,5%)

Таблица №2.9
Расчет стоимости услуг ПАО "ФСК ЕЭС"
для филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»

Показатели	Заявленная мощность, МВт	Потери ФСК, млн.кВтч.	Ставка на содержание, руб./МВт*мес	Ставка на потери, руб./МВтч.	Стоимость, тыс.руб.		
					Содержание	Потери	итого
на 1 полугодие 2024 г.							
с учетом нерегулируемой цены на потери	604,344	161,760	111 103,12	3 251,23	406 200,12	525 918,94	932 119,059
на 2 полугодие 2024 г.							
с учетом нерегулируемой цены на потери	604,344	145,390	126 657,56	3 625,12	463 068,15	527 056,38	990 124,53

Итого: 869 268,26 1 052 975 ,33 1 922 243,69

Плата за аренду имущества

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2025 г. в размере 138 417,48 тыс.руб.

При этом расшифровку по данной статье представили в сумме 138 568,06 тыс.руб., в том числе:

- аренда электросетевого оборудования в сумме 135 451,71 тыс.руб.;
- аренда земельных участков в сумме 6 977,01 тыс.руб.;
- аренда зданий и сооружений в сумме 19 465,87 тыс.руб.;
- аренда спецтехники в сумме 4 694,17 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены: пояснительная записка, договора аренды и субаренды, дополнительные соглашения о замене стороны арендатора с АО «ДСК» на филиал «Дагэнерго» и письма арендодателей о согласии о передаче электросетевого оборудования в субаренду ПАО «Россети Северного Кавказа»-«Дагэнерго», договора по аренде земельных участков, договора аренды зданий и сооружений и договора по аренде спецтехники.

2.2.1 По аренде электросетевого оборудования:

- договор аренды имущества с ООО «Избербашские городские электрические сети» от 01.07.2015 г., № 03/ЮР (субдоговор с АО «ДСК» от 24.06.2020 №111/2020) в сумме 2 627,72 тыс.руб. (без НДС). Срок действия договора аренды установлен с 01.07.2015 г. по 31.05.2016 г. с пролонгацией;
- договор аренды имущества с АО «Ставропольэлектросеть» от 31.08.2015 г. № 19/ЮР (субдоговор с АО «ДСК» от 24.06.2020 №108/2020) в сумме 14 534,91 тыс.руб. Срок действия договора аренды (11 мес.) установлен с 01.09.2015 г. по 31.07.2016 г. с пролонгацией;
- договор аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №80/ДАЭ в сумме 5 949,28 тыс.руб. Срок действия договора аренды до 01.01.2026 г.;
- договор аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №22/2020 в сумме 72,72 тыс.руб. Срок действия договора аренды (11 мес.) установлен с 01.01.2021 г. по 30.11.2021 г. с пролонгацией;
- договор аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №21/2020 в сумме 426,84 тыс.руб. Срок действия договора аренды (11 мес.) установлен с 01.01.2021 г. по 30.11.2021 г. с пролонгацией;
- договор аренды с АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК») от 01.01.2019 г. №99-33-2019 с АО «ДСК» и соглашение от 28 декабря 2020 г. № 240/2020 о замене стороны по договору аренды 01.01.2019 г. № 99-33-2019 по которому ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго» приняты обязанности АО «ДСК», данное Соглашение зарегистрировано 15.02. 2021 года Управлением федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Дагестан на сумму 66 673,57 тыс.руб. со сроком действия по 31.12.2023г.
- договор аренды с ОАО «Дагэнергосеть» от 01.01.2018г. №01 в сумме 4 518,00 тыс.руб. представлен, но не представлены документы подтверждающие права собственности Арендодателя и нет расчета арендной платы;
- договор аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (подстанции: Уйташ 1 и Уйташ 2) от 17.10.2022 г. №290 в

сумме 5 731,63 тыс.руб. Срок действия договора аренды с 01.06.2022 г. до 01.06.2027 г.;

– договор аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (подстанция Новый Ирганай) от 17.10.2022 г. №291 в сумме 1 224,31 тыс.руб. Срок действия договора аренды с 01.04.2022 г. до 01.04.2027 г.;

– договор аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с МУП КЭС «Каспэнерго» от 04.04.2023 г. б/н (г.Каспийск);

– договор аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Стекольный завод) от 28.08.2024 г. №28/08 в сумме 1 431,62 тыс.руб. Срок действия договора аренды с 01.08.2024 г. до 31.12.2025 г. (пролонгация);

– договор аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «ЭНКОМ» (ПС «Роббинс») от 23.08.2024 г. №143600/ДЭФ в сумме 1 029,50 тыс.руб. Срок действия договора аренды с 01.08.2024 г. до 31.12.2025 г. (пролонгация);

– договор аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Каспийэнергосервис» от 30.08.2024 г. №157311/ДЭ в сумме 20 619,17 тыс.руб. (Сулакский Гидрокаскад, Каспийская ТЭЦ). Срок действия договора аренды 11 мес. (пролонгация);

– договор аренды (с правом выкупа) филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО СМК «Жилье» от 01.10.2023 г. №ВР -171043.

2.2.2 По аренде земельных участков

– договора аренды земельных участков на сумму 2 183,209 тыс. руб., также согласно пояснительной записке планируется заключение договоров в 2025 г. на сумму 6 977,01 тыс.руб. с актуализированной кадастровой стоимостью земельного участка (руб.) в соответствии с Приказом Министерства по земельным и имущественным отношениям РД от 27.11.2019 № 500.

2.2.3 По аренде зданий и сооружений

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2025 г. в размере 19 465,87 тыс.руб.

Но по договорам аренды зданий и сооружений в г. Пятигорск на сумму 16 213,61 тыс.руб., ПАО «Россети Северный Кавказ» договорам с ООО «ЦУА», из них:

– договор аренды от 01.10.2012 № ДГ13-117 со сроком действия по 30.09.2022 в сумме 12 594,27 тыс.руб.;

– договор аренды от 08.10.2013 № 766/2013. по 30.08.2014 (пролонгация) в сумме 173,65 тыс.руб.;

Доля затрат, относимых на Филиал составляет 26,92% от общих расходов ПАО «Россети Северный Кавказ» по вышеуказанным договорам (далее – Договоры Исполнительного аппарата). Расчет доли распределения расходов произведен в соответствии с учетной политикой ПАО «Россети Северный Кавказ».

2.2.4 По аренде спецтехники

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2024 г. в размере 4 659,40 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены пояснительная записка, договора аренды на основании Протоколов закупочных комиссий и акты к договорам:

– договор с ООО «ДОРСТРОЙТЕХ» № 148704 от 06.04.2021 на оказание услуг по аренде спецтехники со сроком действия с 16.02.2021 в сумме 1 000,0 тыс.руб. договор заключен позже, а срок действия раньше;

– договор с ООО «ДОРСТРОЙТЕХ» № 133/ДАЭ от 01.11.2021 на оказание услуг по аренде спецтехники по 30.08.2014 (пролонгация) в сумме 173,65 тыс.руб.;

По предписанию ФАС России от 03.10.2023 №СП/80471/23 и на основании письма Минэнерго от 09.06.2023 №45-05.6-3113/23 и ответа филиала ПАО "Россети Северный Кавказ" "-Дагэнерго" от 20.06.2023 №МР8/ДЭФ/01-00/3548 эксперты предлагают принять затраты на 2025 г. в сумме **37 770,75 тыс.руб.**, в том числе:

– по договору аренды имущества с АО «Ставропольэлектросеть» от 31.08.2015 г. № 19/ЮР (субдоговор с АО «ДСК» от 24.06.2020 №108/2020) на сумму 14 534,91 тыс.руб. Срок действия договора аренды (11 мес.) установлен с 01.09.2015 г. по 31.07.2016 г. (с пролонгацией) и Соглашение о замене стороны от 13.11.2020 (договор аренды 19/ЮР от 31.08.2015), эксперты предлагают принять расходы в размере **70,89 тыс.руб.**

– по договору аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №80/ДАЭ и доп соглашение №1 от 28.07.2021г. в сумме 4 759,43 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. по 01.01.2026 г., эксперты предлагают принять расходы в размере **1 457,05 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.1

дата договора	№ дого-вора	Организация	Наименование затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма,в тыс.руб., на 2024год	Минэнерго сумма,в тыс.руб., на 2024 год	Примечания
16.11.2020 на 11 мес. с пролон- гацией доп соглаш	80/ДАЭ доп соглаш №1	КПРД «Управляющая компания инфраструктур- ными объектами по РД» (Оружба)	Всего	4 759,43	1 457,047	аренда имущества ПС
			амортизация	3 060,61	0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	1 698,82	1 457,047	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– по договору аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №22/2020 и

доп соглашение №1 от 28.07.2021г. в сумме 72,72 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. по 01.01.2026 г., эксперты предлагают принять расходы в размере **42,14 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.2

дата договора	№ договора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2024год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Примечания РСТ Дагестана, см. приложения № 4
16.11.2020 на 11 мес. с пролонгацией	22/2020 доп соглаш	КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба)	Всего	72,72	42,14	аренда имущества ВЛ-110кВт
			амортизация	29,54	0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	43,18	42,14	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– по договору аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 №21/2020 и доп соглашение №1 от 28.07.2021г. в сумме 426,85 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. по 01.01.2026 г., эксперты предлагают принять расходы в размере **376,21 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.3

дата договора	№ договора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2024год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Примечания
16.11.2020 на 11 мес. с пролонгацией	22/2020 доп соглаш №1	КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба)	Всего	426,85	376,21	аренда имущества ВЛ-10кВт
			амортизация		0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	426,85	376,21	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– по договору аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (ПС Новый Ирганай) от 17.10.2022 №291 в сумме 1 224,31 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. с пролонгацией, эксперты предлагают принять расходы в размере **1 149,26 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных

средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.4

дата договора	№ договора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Примечания РСТ Дагестана, см. приложения № 4
17.10.2022 на 11 мес. с пролонгацией	291	ООО "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"(ПС Новый Ирганай)	Всего	1 224,31	1 149,26	аренда имущества ПС Новый Ирганай
			амортизация	0,00	0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	1 224,31	1 149,26	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– по договору аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (ПС Уйташ 1, 2) от 17.10.2022 №290 в сумме 5 731,63 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. с пролонгацией, эксперты предлагают принять расходы в размере **5 477,42 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.5

дата договора	№ договора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2023 год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2023 год	Примечания РСТ Дагестана, см. приложения № 4
17.10.2022 на 11 мес. с пролонгацией	290	ООО "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"(ПС Уйташ 1,2)	Всего	5 731,63	5 477,42	аренда имущества ПС Уйташ 1, 2
			амортизация	0,00	0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	5 731,63	5 477,42	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– договор аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019 с Акционерным обществом «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК»), соглашение о замене стороны от 28.12.2020г. №240/2020 заключенному АО «ДВЭУК-ЕНЭС» – правопреемником АО «ДВЭУК», дополнительное соглашение №1 от 18.04.2023 г. к договору аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019, где указано, что Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания-«Россети» (ПАО «Россети»), является правопреемником Акционерного общества «Дальневосточная энергетическая управляющая компания ЕНЭС» и дополнительное соглашение №2 от 24.07.2023 г. к договору аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019

Эксперты предлагают учесть расходы в сумме **24 062,78 тыс.руб.**

Таблица №2.6

дата договора	№ дого-вора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2023год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2023 год	Примечания РСТ Дагестана, см. приложения № 4
19.05.2018г на 11 мес. по 31.12.2023г. субаренда 24.06.2020	99-33-2019 №109/2020 и доп соглаш	АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК») АО «ДСК»	Всего	66 673,57	24 062,78	
			амортизация	56 824,39	21 649,47	рассчитана по максимальному сроку использования
			налог на имущество	9 628,28	2 199,07	движимое имущество не облагается налогом с 01.01.2019г. По НК ч.2 ст.134 и ст.135
			земельный налог	214,24	214,24	По расчету
			норма прибыли 1%	6,67	0,00	согласно пп.5 п.28 Основ ценообразования.

– по договору аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с МУП КЭС «Каспэнерго» от 04.04.2023 г. б/н (г.Каспийск) эксперты предлагают принять расходы в размере **550,86 тыс.руб.:** по налогу на имущество и земельному налогу (налоговая декларация по земельному налогу). Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются)

– по договору аренды (с правом выкупа) филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО СМК «Жилье» от 01.10.2023 г. №ВР-171043 эксперты предлагают **не учитывать** расходы, в связи с не представлением расчета арендной платы.

Эксперты предлагают **не учитывать** расходы по аренде имущества ОАО «Дагэнергосеть» по договору аренды от 01.01.2018г. №01 в сумме 4 518,00 тыс.руб. и Соглашение о замене стороны от 20.11.2020 (договор аренды №01 от 01.01.2018), в связи с не представлением документов подтверждающих право собственности Арендодателя и расчета арендной платы.

– по договору аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Каспийэнергосервис» от 30.08.2024 г. № 157311_ВЭ (Сулакский Гидрокаскад, Каспийская ТЭЦ). Срок действия договора аренды 11 мес. (пролонгация). Эксперты предлагают принять расходы в размере **2 489,89 тыс.руб.:** по амортизации и налогу на имущество). Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются)

– по договору аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» Стекольный завод) от 28.08.2024 г. №28/08. Срок действия договора аренды установлен с 01.08.2024 г. до 31.12.2025 г., без пролонгации. Эксперты предлагают **не учитывать** расходы, в связи с тем, что он не представлена выписка из ЕГРН

удостоверяющая регистрацию договора аренды, актуальная на дату обращения (срок действия договора 17 мес.).

– по договору аренды (с правом выкупа) филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО СМК «Жилье» от 01.10.2023 г. №ВР-171043 эксперты предлагают **не учитывать** расходы, в связи с непредставлением расчета арендной платы.

– по договору аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «ЭНКОМ» (ПС «Роббинс») от 23.08.2024 г. №143600/ДЭФ. Срок действия договора аренды с 01.08.2024 г. до 31.12.2025 г. (пролонгация), в связи с тем, что не представлена выписка из ЕГРН удостоверяющая регистрацию договора аренды, актуальная на дату обращения (срок действия договора 17 мес.)

❖ *По аренде земельных участков в сумме.*

Эксперты предлагают принять расходы в сумме **2 089,15 тыс.руб.**, по представленным договорам аренды земельных участков.

❖ *По аренде зданий и сооружений*

Эксперты предлагают не учитывать расходы по аренде зданий и сооружений на 2025 год, так как договора аренды представлены по г. Пятигорск.

❖ *По аренде спецтехники*

Эксперты предлагают не учитывать расходы по аренде спецтехники, в связи с не предоставлением договоров аренды на 2025 год.

2.3 Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы).

Расходы заявлены по данной статье филиалом «Дагэнерго» на 2025 год в сумме 4 732,00 тыс.руб., в том числе:

Налог на имущество в сумме 2 328,00 тыс.руб.

Транспортный налог в сумме 2 404,00 тыс.руб.

2.3.1. Налог на имущество

В качестве обоснования представлены пояснительная записка, перечень деклараций по налогу на имущество, налоговая декларация и расчет налога на имущество.

Эксперты предлагают учесть налог на имущество, по предложению филиала «Дагэнерго» в размере **2 419,66 тыс.руб.**

2.3.2. Транспортный налог.

В качестве обоснования представлены пояснительная записка, расчеты, налоговые декларации по транспортному налогу, перечень деклараций по транспортному налогу.

Эксперты предлагают учесть затраты по транспортному налогу в размере **1 650,66 тыс.руб.** в соответствии с налоговыми декларациями и с исключением машин по сбыту.

ИТОГО: 2 419,66 тыс.руб. + 1 650,66 тыс.руб. = **4 070,32 тыс.руб.**

Отчисления на социальные нужды (прил.№1)

Расходы заявлены по данной статье филиалом «Дагэнерго» на 2025 год в сумме 760 025,00 тыс.руб.

Эксперты предлагают принять отчисления на социальные нужды и на страхование от несчастных случаев в размере 30,4478% факт 2023 года от затрат на оплату труда на 2025 год в сумме **772 883,88 тыс.руб.**

$$2\ 538\ 389,71 \text{ тыс.руб.} \times 0,304478 = 772\ 883,88 \text{ тыс.руб.}$$

обратился в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с уточненным предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг.,

Амортизация основных средств

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2025 г. в сумме 819 457,14 тыс.руб.

В качестве обоснований представлены ведомость амортизации ОС за 2023 г., а также расчет амортизации на 2025 г.

Филиал АО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» повторно письмом от 21.10.2024 г. №МР8/ДЭФ/01-00/8202 представили новый расчет на 2025 г. расходов по статье «Амортизация основных средств», в качестве обоснований представлены ведомость амортизации ОС за 2020 г., а также откорректированный расчет амортизации на 2022 г. и 2023 г. и предлагают учесть расходы в сумме 819 457,14 тыс.руб. на 2025 г.

Эксперты скорректировали расчет в соответствии с требованиями п. 27 Основ ценообразования на 2025 год. (При расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»).

Эксперты предлагают учесть амортизационные отчисления на 2025 год в размере **603 452,59 тыс.руб.**, с учетом ввода и выбытием производственных фондов.

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление
основных производственных фондов *
филиала ПАО "Россети Северный Кавказ"- "Дагэнерго" на 2025год
(тыс. руб.)**

№ п/п	Показатели	Базовый период регулирования Минэнерго на 2024 г.	Базовый период регулирования Минэнерго на 2025 г.
1	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования	11 609 082,00	12 463 665,24
2	Ввод основных производственных фондов	3 034 018,41	2390754,35
3	Выбытие основных производственных фондов	2 179 435,23	0,0
4	Балансовая стоимость основных производственных фондов на конец периода	12 463 665,24	14 854 419,59

	регулирования		
5	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов	12 036 373,65	13 659 042,41
6	Средняя норма амортизации	4,19	4,42
7	Сумма амортизационных отчислений	504 516,82	603 452,59

ИТОГО: Неподконтрольные расходы в размере 3 330 266,11 тыс. руб. без расчетной предпринимательской прибыли

Расчетная предпринимательская прибыль

$$HBB_i^{cod\ pnn} = HBB_i^{cod} + PПП_i, \quad (9.2),$$

где:

РПП₁, РПП_i - расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации соответственно в базовом и в i-ом году долгосрочного периода регулирования, включаемая в необходимую валовую выручку сетевой организации, в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования (тыс. руб.).

Расходы заявлены по данной статье филиалом «Дагэнерго» на 2025 год материалах от 21.10.2024 г. №МР8/ДЭФ/01-00/8202 в сумме 878 143,19 тыс.руб.

Филиал	Необходимая валовая выручка сетевой организации с учетом расходов на оплату потерь за вычетом расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями	Расчетная предпринимательская прибыль в размере 5%
Дагэнерго	27 364 439,63	1 368 221,98

Эксперты предлагают принять по данной статье на 2025 г. в сумме 941 156,01 тыс.руб.

Филиал	Необходимая валовая выручка сетевой организации с учетом расходов на оплату потерь за вычетом расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями	Расчетная предпринимательская прибыль в размере 5%
Дагэнерго	18 831 079,57	941 553,98

3.Выпадающие доходы за исключением выпадающих доходов, учтенных по п.87 Основ ценообразования

B_i (B₂₀₂₅) – расходы i-го года (2025 г.) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2023г.) долгосрочного периода

регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс.руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования, , определяется по формуле:

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \times (1 + I_{i-1}) \times (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}$$

где:

$B_i^{\text{инд}}$ – расходы i -го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.).

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i -ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на $(i-1)$ -й год;

I_{i-1} (I_{2024}) – индекс потребительских цен, определенный на i -й-1 год (на 2024 год) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации составил **1,08**;

I_i (I_{2025}) – индекс потребительских цен, определенный на i -й год (на 2025 год) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации составил **1,058**;

$B_i^{\text{распред}}$ - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования.

3.1. Расчет недополученного дохода, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком "минус")

Указанные расходы определяются следующим образом:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta \text{ПР}_i + \Delta \text{НР}_i + \Delta Y_i + \Delta \text{НВВ}_i + \text{ПО}_i$$

где:

ΔPR_i - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов;

ΔNP_i - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

ΔY_i - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. № 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения, рассчитываемая по следующей формуле:

$$\Delta Y_i = Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2},$$

Y_{i-2} , $Y_{i-2}^{\text{факт}}$ – плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

$\Delta HVB_i^{\text{сод}}$ - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

ПО - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.

3.1.1. Корректировка подконтрольных расходов 2025 года (по факту 2022 года)

ΔPR_i – корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется следующим образом:

$$\Delta \text{ПР}_i = \text{ПР}_{i-3}^{\text{уст}} \times (1 - X_i) \times (1 + \text{ИПЦ}_{i-2}^\phi) \times (1 + K_{\phi} \times \text{ИКА}_{i-2}^\phi) - \text{ПР}_{i-2}^{\text{уст}};$$

$\Delta \text{ПР}_i$ – корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется следующим образом:

$$\Delta \text{ПР}_i = \text{ПР}_{i-3} \times (K_{\phi}^{\text{уст}} - K_{\phi}^{\text{факт}})$$

$$K_{\phi}^{\text{уст}} = (1 - X_{i-2}) \times (1 + I_{i-2}^\phi) \times (1 + \text{ИКА}_{i-2}^\phi)$$

$$\text{ИКА}_{i-2}^\phi = \frac{УЕ_{i-2}^\phi - УЕ_{i-3}^\phi}{УЕ_{i-3}^\phi};$$

ПР_{i-2} – подконтрольные расходы за 2022 г. – 3 130 912,38 тыс. руб.;

X_{i-2} – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах – 3 %;

I_{i-2}^ϕ – фактические значения индекса потребительских цен в году $i-2$ – 5,9 %;

$УЕ_{i-2}^\phi$ – фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации в 2023 г. долгосрочного периода регулирования – 141 060,22;

$УЕ_{i-3}^\phi$ – фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации в 2022 г. долгосрочного периода регулирования – 116 206,98;

$$\Delta \text{ПР}_{25} = 3 130 912,38 \times (1,192 - 1,03778) = 482 850,50 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta \text{ПР}_{25} = 482 850,50 \text{ тыс. руб.}$$

С учетом индексации (2024 г. – 8% предполагаемая оценка факта; 2025 г. – 5,82 %) корректировка подконтрольных расходов сетевой организации за 2022 г., которая должна быть учтена в 2025 году **551 724,29 тыс. руб.**

3.2. Корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на ($i-1$)-й год.

Анализ исполнения инвестиционной программы филиала ПАО «Россети

Северный Кавказ»-«Дагэнерго» за 2022-2023 гг.

за 2022 год

По представленному разъяснению филиала ПАО:

Основные параметры инвестиционной программы филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго» по итогам 2022 года выполнены.

Выполнение капитальных вложений за 2022 год составило 317,00 млн. руб. (без НДС) при плане 256,65 млн. руб. (без НДС), или 123,56 %.

Профинансирано за 2022 год 889,53 млн. руб. (с НДС), без НДС 741,275 млн.руб., при плане 525,23 млн. руб. (с НДС), без НДС 437,69 млн.руб. или 169,36 %.

Введено на основные фонды за 2022 год 245,71 млн. руб. (без НДС) при плане 128,94 млн. руб. (без НДС), или 190,57 %; линий электропередачи, общей протяженностью 65,16 км при плане 7,45 км, или 874,56 %; трансформаторной мощности всего в объеме 1,87 МВА при плане 16,25 МВА, или 11,51 %.

В связи с тем, что инвестиционная программа на 2022 год регулируемой организацией не была заявлена для включения в тариф, ИПР не участвовала в формировании НВВ сетевой организации и регулятором корректировка ранее не проводилась.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний № 98-Э экспертами проведен анализ экономически обоснованного объема собственных средств на реализацию ИП по источникам финансирования, учтенным в тарифе на 2022 год филиалом «Дагэнерго» за счет амортизации и в соответствии представленной формой филиалом «Дагэнерго»: Республика Дагестан.NET. INV.2022.

Экспертами проведена оценка полной стоимости инвестиционного проекта на предмет не превышения укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики (далее – УНЦ). По результатам оценки эксперты отмечают, что по некоторым мероприятиям была запланирована разработка ПСД без проведения СМР, соответственно УНЦ по данным мероприятиям учитывали только разработку ПСД. По факту, данные мероприятия проведены с учетом разработки ПСД и выполнения СМР в пределах УНЦ. При анализе эксперты исключили затраты, не относящиеся к ИП, а именно:

Расходы на реализацию ИП признанные Минэнерго РД экономически не обоснованными						
Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Финансирование капитальных вложений 2022 года, тыс. рублей (без НДС)		исключены суммы, в тыс.руб.	Причины отклонений Минэнерго		
	факт					
	средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам)					
	Общая сумма ЭОР по расчету Минэнерго РД	снижение от плана				
Республика Дагестан	14 040,60	-7 128,13				
Всего исключено:			162 674,42			
Технологическое присоединение	625,00	0,00	32 475,91	превышение от		

энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно, всего				плана
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью от 15 до 150 кВт включительно, всего	13 415,60	-880,42		снижение от плана
Реконструкция ВЛ 110кВ Касумкент-Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) инв№31001008	0,00	0,00	146,58	нет в плане
Техническое перевооружения ВЛ 10кВ Ф№3 от ПС 110/35/10 кВ "Магарамкент" - 2 км	0,00	-1 200,41		снижение от плана
Техническое перевооружение ВЛ 0,4 кВ филиала ПАО "МРСК Северного Кавказа"- "Дагэнерго" в рамках проведения Учений по обработке взаимодействий ДЗО ПАО "Россети" при ликвидации аварийных ситуаций в электросетевом комплексе ПАО "МРСК Северного Кавказа"	0,00	0,00	16 547,95	нет в плане
Создание комплекса сбора данных учета электроэнергии на территории Республики Дагестан в рамках Учений по обработке взаимодействий ДЗО ПАО "Россети"	0,00	0,00	19 152,45	нет в плане
Строительство и реконструкция сети 10-0,4 кВ в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Ахтынских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	27 034,83	нет в плане
Строительство и реконструкция сети 10-0,4 кВ в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Кайтагских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	5 252,18	нет в плане
Строительство 1БКТП 6/0,4-630кВА "Школа механизации" РД г.Махачкала, пр А.Султана	0,00	0,00	627,23	нет в плане
Строительство 2БКТП 6/0,4-2x1000 кВА «Анановская» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Гаруна Курбанова.	0,00	0,00	1 849,23	нет в плане
Строительство 2БКТП 6/0,4-2x1000 кВА «Роддом» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Батырая.	0,00	0,00	1 473,27	нет в плане
Проведение предпроектного обследования и разработка проекта на строительство и реконструкцию сети 10-0,4 кВ в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» на территории Центральные РЭС, Сергокалинские РЭС, Буйнакские РЭС, Карабудахкентские РЭС, Буйнакские ГЭС, Дахадаевские РЭС, Магарамкентские РЭС, Кайтагские РЭС, Каякентские РЭС, Ахтынские РЭС, Касумкентские РЭС, Дербентские РЭС, Дербентские ГЭС, Табасаранские РЭС, Хунзахские РЭС, Гумбетовские РЭС, Кумухские РЭС, Унцукульские РЭС, Гергебильские РЭС, Шамильские РЭС, Акушинские РЭС, Гунибские РЭС, Цумадинские РЭС, Левашинские РЭС, Тляратинские РЭС, Ботлихские РЭС, Кизилюртовские РЭС, Бабаюртовские РЭС, Северные РЭС, Хасавюртовские РЭС, Южно-Сухокумские РЭС,	0,00	0,00	-1 045,25	нет в плане

Ногайские РЭС, Тарумовские РЭС, Кизлярские РЭС, Кизлярские ГЭС				
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ «Курах» с организацией схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191)	0,00	-2 280,63		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ Дылым-Тлох с отп. на Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой существующих металлических опор 35 кВ на 110 кВ, заменой дефектных провода, изоляторов, грозотроса на участке протяженностью - 1 км (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	1 738,15	нет в плане
Приобретение транспортных средств в рамках проведения учений по отработке взаимодействий ДЗО ПАО -77 шт	0,00	0,00	21 100,85	нет в плане
Приобретение автогидроподъемников в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» 27 шт	0,00	0,00	38 152,87	нет в плане
Приобретение автопогрузчиков для складских хозяйств - 2 шт	0,00	-2 766,67		снижение от плана
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№5/160 с.Аликент Касумкентский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	187,52	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№1-2/160 с.Магарамкент Магарамкентский РЭС замена КТП и ТМ-100/10 на ТМГ-250/10.	0,00	0,00	642,18	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№6-18 с.Ахты Ахтынский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10 .	0,00	0,00	653,97	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№2-12 с.Хлют Ахтынский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	658,61	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№2-8 с.Ругуж Табасаранский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	646,26	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№2-12 с.Хучни Табасаранский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	644,81	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№4-25 с.Хелетури Ботлихский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	657,08	нет в плане
Модернизация АТС в ПУ ЦЭС	0,00	0,00	296,31	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№2-2 с.Ботлих Ботлихский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	255,21	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№6/160 с.Гельхен Касумкентский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	654,35	нет в плане

Расчет корректировки по методике 98-э:

$B_i^{\text{корр ИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год.

$B_i^{\text{корр ИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода регулирования ПАО, осуществляемая в связи с изменением инвестиционной программы на 2021 год:

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 HP_{i-2} * \left(\frac{IP_{i-2}^{\text{факт}}}{IP_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

HP_{i-2} – 0,00 тыс.руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2022 году;

$IP_{i-2}^{\text{заяв}}$ – 21 168 тыс.руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы ПАО на 2022 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утверждённой в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

$IP_{i-2}^{\text{факт}}$ – 14 040,60 тыс.руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы ПАО за 2022 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования по расчетам экспертов;

$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$ – отчётные данные не представлены.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 21 168,73 * \left(\frac{14 040,60}{21 168,73} - 1 \right) - 0,00 = -7 128,13 \text{ тыс. руб.}$$

Выпадающие расходы по ИП за 2022 г. составят в сумме 8 625,44 тыс. руб. (со знаком «-») с учетом ИПЦ:

С учетом ИПЦ: 2024 г -5,9 %, 2024 г - 8,0%, 2025 г. - 5,8%,

-21 130,65 тыс.руб. x 1,059 x 1,08 x 1,058 = - 8 625,44 тыс.руб.

Итого выпадающие расходы за 2022 год по исполнению **инвестиционной программы** составят в сумме **8 625,44 тыс. руб.** со знаком «-» и будут учтены в тарифе на 2025 год, сглаживанием.

за 2023 год

По представленному разъяснению филиала ПАО:

Основные параметры инвестиционной программы филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго» по итогам 2023 года выполнены.

Выполнение капитальных вложений за 2023 год составило 741,92 млн. руб. (без НДС) при плане 578,80 млн. руб. (без НДС), или 128 %.

Основной причиной перевыполнения плановых показателей является выполнение работ, запланированных в 2024 году, с опережением графика. Наиболее значимые из них:

- Строительство двух КЛ 6кВ от ПС 110/6 кВ Дербент-Западная до границы ЗУ (дворца спорта) ориентировочной протяженностью 1,8 км и строительство двух ВЛ 6 кВ от границы ЗУ (дворца спорта) до границы ЗУ заявителя Очистных сооружений для технологического присоединения энергопринимающих устройств очистных сооружений.

- Реконструкция ПС 110/6 кВ Дербент-Западная с заменого силового трансформатора Т-1 6,3МВА на 16МВА с устройством АРН, расширение I и II СШ РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Дербент-Западная с установкой дополнительных линейных ячеек с вакуумным выключателем для технологического присоединения энергопринимающих устройств очистных сооружений.

При плане 2023 года 782,90 млн. руб. (с НДС), 652,42 млн.руб. без НДС профинансирано по факту 1 389,66 млн. руб. (с НДС), 1 158,05 млн.руб. без НДС, или 178 %, в том числе:

- текущая амортизация, учтенная в ценах (тарифах) в сумме 620,09 млн руб. без НДС;
- недоиспользованная амортизация прошлых лет в сумме 207,92 млн руб. без НДС;
- средства дополнительной эмиссии акций в сумме 93,62 млн руб. без НДС;
- прибыль от технологического присоединения в сумме 111,86 млн руб. без НДС;
- средства федерального бюджета 124,55 млн руб. без НДС.

Основной причиной перевыполнения плановых показателей по финансированию стало погашение просроченной КЗ 2018 г перед ДЗО ПАО «Россети» за мероприятия, реализованные в рамках проведения Учений по отработке взаимодействий ДЗО ПАО «Россети» при ликвидации аварийных ситуаций в электросетевом комплексе; приобретение ОТМ в связи с производственной необходимостью (в рамках ОЗП 2023/2024).

Введено на основные фонды за 2023 год 934,14 млн. руб. (без НДС) при плане 380,25 млн. руб. (без НДС), или 246 %; линий электропередачи, общей протяженностью 16,06 км при плане 11,14 км, или 144 %; трансформаторной мощности всего в объеме 30,66 МВА при плане 14,66 МВА или 209 %.

Увеличение плановых показателей по факту ввода основных фондов в 2023 г связано с реализацией мероприятий в рамках Программы снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Ахтынских РЭС и Кайтагских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго», приобретением ОТМ в связи с производственной необходимостью (в рамках ОЗП 2023/2024).

В связи с тем, что инвестиционная программа на 2023 год регулируемой организацией не была заявлена для включения в тариф, ИПР не участвовала в формировании НВВ сетевой организации и регулятором корректировка ранее не проводилась.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний № 98-э экспертами проведен анализ экономически обоснованного объема собственных средств на реализацию ИП по источникам финансирования, учтенным в тарифе на 2022 год «Дагэнерго» за счет амортизации и в соответствии представленной формой: Республика Дагестан.NET. INV.2023

Экспертами проведена оценка полной стоимости инвестиционного проекта на предмет не превышения укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики (далее – УНЦ). По результатам оценки эксперты отмечают, что по некоторым мероприятиям была запланирована разработка ПСД без проведения СМР, соответственно УНЦ по данным мероприятиям учитывали только разработку ПСД. По факту, данные мероприятия проведены с учетом разработки ПСД и выполнения СМР в пределах УНЦ. При анализе эксперты исключили затраты, не относящиеся к ИП, а именно:

Расходы на реализацию ИП признанные Минэнерго РД экономически не обоснованными				
Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Финансирование капитальных вложений 2023 года, тыс. рублей (без НДС)	исключены суммы, в тыс.руб.	Причины отклонений Минэнерго	
	факт			
	средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам)			
	Общая сумма ЭОР по расчету Минэнерго РД	снижение от плана		
Республика Дагестан	56 300,80	-95 498,22		
Всего исключено:			460 444,54	
Реконструкция ПС 110/10 кВ Восточная с установкой двух линейных ячеек ЗРУ на I и II С.Ш. для технологического присоединения энергопринимающих устройств ледового дворца с двумя катками на 3500 мест (договор №309/2020/ДЭ/МАХАГЭС от 28.12.2020)	228,23	0,00	0,00	исполнение плана
Реконструкция ПС 110/6 кВ Дербент-Западная с заменой силового трансформатора Т-1 6,3МВА на 16МВА с устройством АРН, расширение I и II СШ РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Дербент-Западная с установкой дополнительных линейных ячеек с вакуумным выключателем для технологического присоединения энергопринимающих устройств очистных сооружений (договор №16688/2019/ДГ/ДЕРБГЭС от 29.06.2020)	1 821,42	-55 597,98		снижение от плана
Реконструкция ПС 110кВ Южно-Сухокумск с установкой двух дополнительных линейных ячеек на I и II СШ ЗРУ-6кВс вакуумным выключателем (инв №05000101)	0,00	0,00	171,35	нет в плане
Создание систем учета электроэнергии в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Ахтынских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	7 775,57	нет в плане

Создание систем учета электроэнергии в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Кайтагских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	2 774,34	нет в плане
Создание комплекса сбора данных учета электроэнергии на территории Республики Дагестан в рамках Учений по обработке взаимодействий ДЗО ПАО "Россети"	0,00	0,00	141 475,19	нет в плане
Модернизация ССПИ на ПС 110 кВ Чиркей ГПП и ПС 110 кВ Миатлы	0,00	0,00	317,15	нет в плане
Организация ССПИ на ПС 110 кВ Тлох и организации двух цифровых каналов связи для передачи телеметрич	0,00	0,00	684,48	нет в плане
Техническое перевооружение ВЛ 0,4 кВ филиала ПАО "МРСК Северного Кавказа"- "Дагэнерго" в рамках проведения Учений по обработке взаимодействий ДЗО ПАО "Россети" при ликвидации аварийных ситуаций в электросетевом комплексе ПАО "МРСК Северного Кавказа"	0,00	0,00	168 991,57	нет в плане
Строительство и реконструкция сети 10-0,4 кВ в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Кайтагских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	7 431,73	нет в плане
Строительство 1БКТП 10/0,4-1000кВА "Шуринская" РД г.Махачкала, ул. Краснодарская	0,00	0,00	960,54	нет в плане
Строительство 1БКТП 10/0,4-630 кВА «пос. Степной» Республика Дагестан г. Махачкала, п. Степной.	220,11	0,00	1 798,77	превышение от плана
Строительство 1БКТП 10/0,4-630 кВА Республика Дагестан г. Махачкала, п. Семендер ул. Альбурикентская.	1 695,45	0,00	794,12	превышение от плана
Строительство 1БКТП 10/0,4-630 кВА Республика Дагестан г. Махачкала, п. Сулак ул. Проектная	1 826,06	-191,86		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000 кВА «8-е марта» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Коркмасова	2 673,93	-2 177,21		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000 кВА «Альбурикент» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Мурсалова.	1 762,48	-2 814,76		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000 кВА «Привокзальная» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Коминтерна	2 106,67	-2 221,00		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000 кВА «Рыбник» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Абубакарова/ул. Астемирова	1 030,58	-3 344,31		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000кВА "Горянка" (Казначейство), Республика Дагестан, г.Махачкала, ул.Ярагского	13 535,05	0,00	639,91	превышение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1250 кВА «Рыбный техникум», Республика Дагестан, г.Махачкала, ул.Батырая 132 – ул.Юсупова 32	2 767,72	-2 441,86		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-630 кВА «Карабудагова» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Карабудагова/ул. Астемирова.	2 170,80	-2 222,60		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-630 кВА «Лезгинцева» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Лезгинцева/ул. Танкаева.	9 502,21	-1 895,20		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-630кВА "Школа механизации" РД г.Махачкала, пр А.Султана	10 264,51	-1 860,37		снижение от плана
Строительство 2БКТП 6/0,4-2x1000 кВА «Анановская» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Гаруна Курбанова.	3 638,50	-4 605,36		снижение от плана
Строительство 2БКТП 6/0,4-2x1000 кВА «Роддом» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Батырая.	1 057,08	-6 828,43		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ Дылым-Тлох с отп. на Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой существующих металлических опор 35 кВ	0,00	0,00	86,00	нет в плане

на 110 кВ, заменой дефектных провода, изоляторов, грозотроса на участке протяженностью - 1 км (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)				
Приобретение лабораторно-испытательного оборудования, приборов и малой механизации для нужд филиала Дагэнерго	0,00	0,00	75 448,40	нет в плане
Приобретение оборудования, требующего монтажа	0,00	0,00	35 488,33	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Гуниб с заменой Т-2 10 МВА на 25МВА, фундамента (усиление сваями) маслоприёмника и маслосборника Т-2, заменой выключателя ВПБУЗ-10-20/1600 на элегазовый, заменой ошиновки 10кВ и трансформаторов тока 10кВ 2500, заменой панелей защит трансформатора, монтажом ШОТ с АБ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	216,73	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ ЗФС с заменой Т-2 31,5 МВА на 40МВА, заменой выключателя МГГ-10-29/2000 на элегазовый, заменой трансформаторов тока 6 кВ 4000А, заменой панелей защит трансформатора, заменой масляного выключателя ВМК-35 (В-35-Т2) на вакуумный выключатель с панелями защит, управления и РЗА, заменой масляного выключателя ВМК-35(СВ-35) на вакуумный с панелями автоматики, управления и РЗА, заменой разрядника РВС-110 (Т2) на ограничитель перенапряжения (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	2 378,14	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой ячейки выключателя ВЛ 110 кВ Л-143, Л-105 выключателя типа МКП -110 кВ на элегазовый баковый с панелями автоматики управления и РЗА	0,00	-4 570,96		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкций ПС 110кВ Буйнакск 1 с заменой Т-1 25 МВА на 40 МВА, реконструкцией фундаментов с усилением, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой выключателя масляного ВМПЭ-10-1600-20 на вакуумный, заменой трансформаторов тока 10 кВ 4000/5, заменой масляного выключателя ввода 35 кВ на вакуумный выключатель (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	216,09	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110кВ Шамхал с заменой силового трансформатора Т-2 16 МВА на 40 МВА, оборудования ячейки трансформатора, РЗА и ПА (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	217,53	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110кВ Махачкала с заменой Т-1 25 МВА на 40МВА, усиливанием фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой масляного выключателя ВМПЭ-10-3150-31,5 на вакуумный, заменой трансформаторов тока 10 кВ 3000/5 А, заменой масляного выключателя ввода 35 кВ на вакуумный выключатель, заменой панелей защит трансформатора (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	217,53	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ	0,00	0,00	435,21	нет в плане

Ярыксу с заменой Т-1 мощностью 25 МВА на 63 МВА, оборудования ячейки трансформатора, РЗА, ПА, монтажом АОПО (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)				
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Акташ с заменой Т-2 16 МВА на 40МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника, заменой выключателя масляного ВК-10-20/1000 У2 на вакуумный, заменой трансформаторов тока 10 кВ 3000/5 А, заменой масляного выключателя ввода 35 кВ на вакуумный выключатель, монтажом АОПО (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	6 704,72	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110кВ Кочубей с заменой ячейки выключателя ВЛ 110 кВ Л-88, Л-141 выключателя типа ММО -110 кВ на элегазовый баковый выключатель с заменой панелей защит, ошиновкой и прокладкой новых силовых и контрольных кабелей	0,00	-1 893,50		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Львовская с заменой аккумуляторной батареи СК-6 1992 года (108 элементов)	0,00	-600,18		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой Т-2 5,6 МВА на 16 МВА, заменой панелей защит трансформатора, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-2, заменой масляного выключателя ВК-10-1600-20 на вакуумный, заменой ошиновки 6 кВ и трансформаторов тока 10 кВ 2000/5 (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	141,79	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35кВ Крайновка с заменой Т-1 2,5 МВА на 4 МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	78,37	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35кВ Аксай с заменой Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА, реконструкцией фундамента, маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	78,41	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Первомайская с заменой Т-1 2,5 МВА и Т-2 1,8 МВА на 6,3 МВА, оборудования ячейки трансформатора, РЗА и ПА (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	76,36	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35кВ Костек с заменой Т-2 2,5 МВА на 6,3 МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-2, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	78,18	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ	0,00	0,00	76,19	нет в плане

Джимикент 35/10 кВ с заменой Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)				
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Бежта с заменой Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	70,45	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух (ВЛ-110-195) с заменой существующих металлических опор 35 кВ на 110 кВ, заменой дефектных провода, изоляторов, грозотроса на участке протяженностью - 13 км (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	523,20	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Гидатль от ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух (ВЛ-110-195) с заменой существующих металлических опор 35 кВ на 110 кВ, заменой дефектных провода, изоляторов, грозотроса на участке протяженностью - 3,1 км (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	38,62	нет в плане
Разработка ПСД для техперевооружения ПС 110 кВ Левапши с выполнением автоматической частотной разгрузки	0,00	-211,70		снижение от плана
Разработка ПСД для техперевооружения ПС 110 кВ Сергокала с выполнением автоматической частотной разгрузки и заменой АКБ выпрямительных устройств и шкафа оперативного постоянного тока	0,00	-211,60		снижение от плана
Разработка ПСД для техперевооружения ПС 110 кВ Цудахар с выполнением автоматической частотной разгрузки	0,00	-189,92		снижение от плана
Разработка ПСД для техперевооружения ПС 110 кВ Восточная с заменой защит ШДЭ-2801 на ШЭ-2607-085 (8шт)	0,00	-1 619,41		снижение от плана
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ПС 110/35/10 кВ Анцух в рамках Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан	0,00	0,00	49,19	нет в плане
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ПС 110/35/10 кВ Ботлих в рамках Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан	0,00	0,00	30,77	нет в плане
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ВЛ 10 кВ Ф-2 от ПС 110 Бабаюрт в рамках Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан	0,00	0,00	20,41	нет в плане
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Чиркей ГПП (ВЛ-110-164) в рамках Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан	0,00	0,00	67,93	нет в плане
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ВЛ 110 кВ Миатлы – Чиркей ГПП (ВЛ-110-138) в рамках Программы	0,00	0,00	55,44	нет в плане

модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан				
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ Касумкент - Курех с отпайкой на ПС Капир (ВЛ- 110-191)	0,00	0,00	3 835,83	нет в плане

Общая сумма ЭОР по расчету Минэнерго РД за вычетом экономически необоснованных расходов составила:

$$516\ 715,44 \text{ тыс. руб.} - 460\ 444,54 \text{ тыс. руб.} = 56\ 300,80 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет корректировки по методике 98-э:

$B_i^{\text{корр ИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на ($i-1$)-й год.

$B_i^{\text{корр ИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода регулирования ПАО, осуществляемая в связи с изменением инвестиционной программы на 2023 год:

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 \text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}}{\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

$\text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}}$ – 0,00 тыс.руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2021 году;

$\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}$ – 151 799,02 тыс.руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы ПАО на 2023 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утверждённой в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

$\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}$ – 56 300,80 тыс.руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы ПАО за 2023 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году ($i-2$) долгосрочного периода регулирования по расчетам экспертов;

$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$ – отчётные данные не представлены.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 151\ 799,02 * \left(\frac{56\ 300,80}{151\ 799,02} - 1 \right) - 0 = -95\ 498,22 \text{ тыс. руб.}$$

Выпадающие расходы по ИП за 2023 г. составят в сумме 109 120,08 тыс. руб. (со знаком «-») с учетом ИПЦ:

С учетом ИПЦ: 2024 г - 8,0%, 2025 г. - 5,8%,

$$-95\ 498,22 \text{ тыс.руб.} \times 1,08 \times 1,058 = 109\ 120,08 \text{ тыс.руб.}$$

Итого выпадающие расходы за 2023 год по исполнению **инвестиционной программы** составят в сумме **109 120,08 тыс. руб.** со знаком «-» и будут учтены в тарифе на 2025 год, сглаживанием.

Итого выпадающие расходы за 2022-2023 годы по исполнению **инвестиционной программы** составят в сумме **117 745,52 тыс. руб.** со знаком «-» и будут учтены в тарифе на 2025 год, сглаживанием.

$$B_{2022-2023}^{\text{коррИП}} = -8\,625,44 - 109\,150,08 = -117\,745,52 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.2. Корректировка неподконтрольных расходов

ΔHP_i – корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра $i = 2025$ г., $i - 2 = 2023$ г.:

$$\Delta HP_i = HP_{i-2}^{\text{расх. факт}} - HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$$

$HP_{i-2}^{\text{расх. факт}}$ – фактическая величина неподконтрольных расходов,
 $HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$ – плановая величина неподконтрольных расходов.

$$\Delta HP_{25} = -632\,487,43 \text{ тыс. руб.}$$

Анализ фактических расходов за 2023 год Минэнерго проведен по представленной филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» бухгалтерской и статистической отчетности.

$$122\,600,20 \text{ тыс.руб.} - 755\,087,63 \text{ тыс.руб.} = -632\,487,43 \text{ тыс.руб.}$$

С учетом индексации – 722 705,44 тыс.руб. (со знаком «минус»),
 $-632\,487,43 \text{ тыс.руб.} \times 1,08 \times 1,058 = -722\,705,44 \text{ тыс.руб.}$

ИЗБЫТОК (+), ВЫПАДАЮЩИЕ (+)						
№	Статья затрат	План	Факт экспертов	Факт ПАО	Разница, избыток	Разница, выпадающие
		2022г.	2022г.	2022г.		
1	Амортизация	447 461,94	507 244,53	564 299,41		59 782,59
2	Налог на имущество	2 032,00		2 419,66		387,66
3	Земельный налог	2 875,58		0,00	-2 875,58	
4	транспортный налог	1 321,23	1 570,62	2 345,47	-1,18	294,40
5	Прочие налоги и сборы	0,00	1 570,62	2 345,47		294,40

6	Услуги ПАО "ФСК ЕЭС" по передаче ээ	1 202 418,47		1 305 669,72		103 251,25
7	Аренда электросетевого оборудования ООО "ИГЭС"	822,122		2 627,72	-2 627,72	
8	Аренда электросетевого оборудования ОАО "Ставропольэлектросеть"	7 528,75		14 534,91	-7 006,16	
8	Аренда электросетевого оборудования ООО "МГЭСК"	26 970,80		6 355,93	- 20 614,87	
9	Аренда электросетевого оборудования ОАО "Махачкалинские горсети"	7 458,63		635,59	-6 823,04	
10	Казенное предприятие РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"	1 698,82		4 759,43	-3 060,61	
12	Казенное предприятие РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"	341,48		341,48	0,00	
13	Казенное предприятие РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"	43,18		58,17	-14,99	
14	АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК»)	33 586,03		66 673,58	-33 087,54	
15	КЭС МУП Каспэнерго	0,00	601,120	7 134,77	0,00	601,20
16	Аренда земельных участков	2 116,44	2 183,21	2 183,21		66,77
17	Оформл. имущ. прав 4 578,24 т.р. работы по установлению публичных сервитутов 48 852,93 т.р.	53 431,17		0,00	-53 341,17	
18	Прочая аренда	0,00		39 233,15		0,00
19	Отчисления на социальные нужды	614 793,83		667 890,87		53 097,04
20	ПРОЧИЕ в смете затрат неподконтрольные (расчет предпринимательской прибыли)	625 544,76 (596 484,1+ +29 060,66 по предписанию)		0,00	-625 544,76	
	ВСЕГО				-755 087,63	122 600,20

Всего корректировка операционных (подконтрольных) расходов (2022 год) и неподконтрольных расходов (2023 год) с учетом ИПЦ составит:
 $551\ 724,29 \text{ тыс.руб.} - 722\ 705,44 \text{ тыс.руб.} = -170\ 981,15 \text{ тыс.руб.}$

1.1.3. Корректировка плановых и фактических расходов по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям

предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ "Об электроэнергетике" (в подконтрольных расходах)

y_{23} - корректировка плановых и фактических расходов по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности) относится к подконтрольным расходам, но при этом следует отметить, что за 2023 год организация не установила ни одного счетчика.

$$\Delta y_{25} = y_{23}^{\text{факт}} - y_{23},$$

$$y_{23} = \textcolor{red}{576\ 369,94 \text{ тыс.руб.}}, \quad y_{23}^{\text{факт}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

Снять данную сумму не представляется возможным, с связи с тем, что данные затраты являются операционными (подконтрольными) расходами.

3.1.4. Корректировка необходимой валовой выручки

Необходимая валовая выручка сетевой компании на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 г. составляет **13 107 379,25 тыс.руб.**, которая формируется как сумма планового НВВ на содержание электрических сетей (8 122 174,20 тыс.руб.) и оплату технологического расхода потерь (4 985 205,05 тыс.руб.).

$$8\ 122\ 174,20 + 4\ 985\ 205,05 = 13\ 107\ 379,25 \text{ тыс.руб.}$$

Из анализа представлена таблица за 2023 год:

Категории потребителей	План млн.кВтч	Факт млн.кВтч	Разница млн.кВтч. (Факт-План)	%
Поступление эл.энергии в сеть, млн.кВт.ч	8 683,58	8 327,92	-355,66	95,90
ВСЕГО: Полезный отпуск эл.энергии, млн.кВт.ч	6 742,15	4 447,38	-2 294,76	65,96
ВСЕГО полезный отпуск конечным потребителям	6 314,52	4 015,53	-2 298,99	63,59
итого прочие потребители - ВН	641,93	270,10	40,24	42,08
итого прочие потребители - СН1	62,13	37,27	60,06	59,99
итого прочие потребители - СН2	717,28	464,08	294,23	64,70
итого прочие потребители - НН	2 296,98	670,89	-1 272,72	29,21
Потребители, приравненные к населению	125,42	63,06	-83,26	50,28

население (город) - НН	887,82	872,68	136,83	98,29
население (село, эл.плиты) - НН	1 582,95	1 614,29	207,31	101,98
Потери электроэнергии-всего в т.ч.	1941,43	3 880,53		
нормативные	1941,43	1941,43	0,00	100,00
сверхнормативные	0,00	1939,10	1939,10	
% потерь	22,36	46,60		
ВЫРУЧКА	План тыс.руб.	Факт тыс.руб.	Разница тыс.руб. (Факт-План)	%
Выручка, в том числе от:	13 107 379,25	6 499 252,22	-6 608 127,03	49,58
Конечных потребителей по уровням напряжения:	12 803 653,65	6 288 969,89	-6 514 683,76	49,12
ВН	1 243 688,58	508 115,39	-735 573,19	40,86
СН1	158 191,59	94 904,74	-63 286,85	59,99
СН2	2 328 319,18	1 476 967,37	-851 351,81	63,43
НН	6 875 147,15	2 003 855,76	-4 871 291,38	29,15
<i>Население и приравн., в том числе:</i>	2 198 307,15	2 205 126,62	6 819,47	100,31
население (город). - НН	1 217 265,50	1 196 504,23	-20 761,26	98,29
население (село, эл.плиты)- НН	909 018,57	927 021,63	18 003,06	101,98
потребители, приравненные к населению	72 023,08	81 600,75	9 577,67	113,30
<i>Сетевых организаций</i>	285 227,45	210 282,33	-74 945,12	73,72
Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	4 985 205,05	9 614 023,44	4 628 818,39	192,85
нормативные	4 985 205,05	5 164 058,32	178 853,27	103,59
сверхнормативные		4 449 965,12	4 449 965,12	0,00

При рассмотрении данной таблицы возникает вопрос: почему у филиала ПАО при выполнении плана 2023 г. по объемам потребления электроэнергии на всех уровнях недобор объемов, а также выручки по котловым тарифам на передачу электроэнергии. Фактический процент потерь составил 46,6 %, при плане 22,36%.

Фактическим объемом выручки за услуги по передаче эл. энергии (с учетом фактически недополученной выручки по независящим от сетевой организации причинам) составляет **10 949 217,34 тыс. руб.**

$$6\ 499\ 252,22 + 4\ 449\ 965,12 = 10\ 949\ 217,34 \text{ тыс.руб.}$$

Разница НВВ сетевой компании на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) и фактическим объемом выручки за услуги по передаче эл. энергии с учетом сверхнормативных потерь составляет:

$$(8\ 122\ 174,20 + 4\ 985\ 205,05) - (6\ 499\ 252,22 + 4\ 449\ 965,12) = 2\ 158\ 161,91 \text{ тыс. руб.}$$

С учетом индексации (2024 г. – 8% предполагаемая оценка факта; 2025 г. – 5,82%) корректировка НВВ сетевой организации на 2023 г. составит **2 466 002,12 тыс. руб.**, которая должна быть учтена в 2025 году.

$$2\ 158\ 161,91 * 1,08 * 1,058 = 2\ 466\ 002,12 \text{ тыс.руб.}$$

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности осуществляется по формуле:

$$\Delta \text{НВВ}_i^{\text{сод}} = \text{НВВ}_{i-2}^{\text{сод}} - \text{НВВ}_{i-2}^{\Phi}$$

где:

$\text{НВВ}_{i-2}^{\text{сод}}$ - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на год $i-2$;

НВВ_{i-2}^{Φ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год $i-2$ (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год $i-2$ тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Регуляторный долг по корректировке необходимой валовой выручки регулируемой организации на 2025 год составил 1 348 715,47 тыс.руб. без ИПЦ по результату 2024 г., с учетом ИПЦ на 2025 г. 5,8% составляет 1 426 940,97 тыс.руб.:

$$1\ 348\ 715,47 \text{ (2024 г.)} * 1,058 = 1\ 426\ 940,97 \text{ тыс.руб. (2025 г.)}$$

Всего:

$$1\ 426\ 940,97 \text{ (2025 г.)} + 2\ 466\ 002,12 \text{ (2025 г.)} = 3\ 892\ 943,09 \text{ тыс.руб.}$$

С учетом индексации НВВ за 2024-2025 гг. составляет 3 892 943,09 тыс.руб. тыс.руб. и учтено НВВ на 2025 год 3 892 943,09 тыс. руб.

Следует также отметить, что расчет фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг для филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» в лице ПАО «Россети Северный Кавказ» за 2023 показывает неудовлетворительную работу ПАО.

$K_{обi}$ ($K_{об2023}$) на 2023 год принимается равным -0,6, так как плановые значения за 2023 год не достигнуты: $KHK_i = (KHK_{2023}) = -0,6 \times 2 \% = -1,2 \%$

$$8\ 122\ 174,20 \times (-1,2\%) = -97\ 466,09 \text{ тыс.руб. на 2025 год.}$$

3.1.5. Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую

энергию на компенсацию покупки нормативных потерь, рассчитанной в соответствии с Методическими указаниями по формуле:

$$\text{ПО}_i = \min\{\Pi_{i-2}^\Phi; N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}}\} \times \mathcal{ЦП}_{i-2}^\Phi - \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.пл}} \times \mathcal{ЦП}_{i-2} \times N_{i-2}$$

$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}}$ и $\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.пл}}$ – фактический и плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2)-том году долгосрочного периода регулирования;

N_{i-2} – уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год i-2, в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;

$\mathcal{ЦП}_{i-2}$ – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям;

$\mathcal{ЦП}_{i-2}^\Phi$ – средневзвешенная фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2;

Π_{i-2}^Φ – величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2

Указанные расходы определяются, в том числе с учетом проведения соответствующих контрольных мероприятий.

$$\text{ПО}_{25\text{г.}} = \min\{\Pi_{i-2}^\Phi; N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}}\} \times \mathcal{ЦП}_{i-2}^\Phi - \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.пл}} \times \mathcal{ЦП}_{i-2} \times N_{i-2}$$

$$\Pi_{23}^\Phi = 3\ 880,53 \text{ млн. кВтч.}$$

$$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}} = 8\ 327,92 \text{ млн.кВтч.}$$

$$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.план}} = 8\ 683,58 \text{ млн.кВтч.}$$

$$N_{23} = 22,36\%$$

$$\mathcal{ЦП}_{23}^\Phi = 2\ 477,50 \text{ руб. / кВтч.}$$

$$\mathcal{ЦП}_{23} = 2\ 567,80 \text{ руб. / кВтч.}$$

$$N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}} = 22,36 \% \times 8\ 327,92 = 1\ 862,12 \text{ млн. кВтч.}$$

$$N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}} \times 2\ 111,16 = (1\ 862,12 \times 2\ 477,50) = 4\ 613\ 409,61 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.пл}} \times \mathcal{ЦП}_{i-2} \times N_{i-2} = 8\ 683,58 \times 2\ 567,80 \times 22,36\% = 4\ 985\ 205,05 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПО}_{23\text{г.}} = 4\ 613\ 409,61 - 4\ 985\ 205,05 = - 371\ 795,44 \text{ тыс. руб.}$$

С учетом индексации на 2025 год (2024-8% и 2025-5,8%):

$$\text{ПО}_{23\text{г.}} = - 371\ 795,44 \times 1,08 \times 1,058 = - 424\ 828,34 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПО}_{25\text{г.}} = - 424\ 828,34 \text{ тыс. руб.}$$

Регуляторный долг по необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь за 2024 год составил 738 136,61 тыс.руб. без ИПЦ по результату 2024 г., с учетом ИПЦ на 2025 г. 5,8% составляет 780 948,53 тыс.руб.

$$738\ 136,61 * 1,058 = 780\ 948,53 \text{ тыс.руб. (2025 г.)}$$

С учетом индексации по корректировке необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь на 2025 год составляет 435 269,57 тыс.руб. тыс.руб., регуляторный долг будет учтен в последующих периодах и составляет **345 678,96** тыс. руб.

$$780\ 948,53 - 435\ 269,57 \text{ (2022)} = 345\ 678,96 \text{ тыс.руб.}$$

$$-424\ 828,34 + 435\ 269,57 = 10\ 441,23 \text{ тыс. руб.}$$

Итого недополученный доход, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученный избыток (со знаком "минус"):

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta \text{ПР}_i + \Delta \text{НР}_i + \Delta Y_i + \Delta \text{НВВ}_i + \text{ПО}_i$$

С учетом ИПЦ:

$$B_i^{\text{инд}} = 551\ 724,29 - 722\ 705,44 + 3\ 892\ 943,09 + 10\ 441,23 = 3\ 732\ 403,18 \text{ тыс. руб.}$$

3.3. Корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов

$B_i^{\text{распред}}$ – не определяется для территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, за исключением результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования.

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \times (1 + I_{i-1}) \times (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}$$

с учетом к ИПЦ:

$$B_{25} = (3\ 732\ 403,18 - 117\ 745,52) = 3\ 614\ 657,66 \text{ тыс. руб.}$$

4. Расчет показателей уровня надежности и качества КНК по филиалу «Дагэнерго» за 2025 год

Расчет фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг для филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» в лице ПАО «Россети Северный Кавказ» за 2023 год долгосрочного периода 2022-2026 гг.

$$KHK_i = KHK_{(2024)} = K_{обi} \times \Pi_{корi},$$

Где $\Pi_{корi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый начиная с 2013 года **2 %**, согласно Методическим указаниям по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденные приказом ФСТ России от 26.10.2010 г. №254-э/1.

Фактические данные по расчету уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг) представлены по формам 1.1, 1.3, 1.9, 3.1, 3.2, 3.3, 4.1, 4.2 в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.10.2016 г №1256.

$K_{об} = \alpha_1 \times K_{над1} + \alpha_2 \times K_{над2} + \beta_1 \times K_{кач1} + \beta_2 \times K_{кач3}$ (22),
где α и β - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг: $\alpha_1 = 0,3; \alpha_2 = 0,3; \beta_1 = 0,3; \beta_2 = 0,1$.

В соответствии с приложением к приказу Минэнерго Дагестана от 28.10.2022 г. № 45-ОД-208/22 плановый показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки на 2023 год, час:

$$\Pi_{saidi}^{пл 2023} = 8,7896;$$

плановый показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки на 2023 год:

$$\Pi_{saifi}^{пл 2023} = 1,7969 \text{ (форма 4.1)},$$

плановый показатель уровня качества осуществляющего технологического присоединения к сети на 2023 год:

$$\Pi_{mnp}^{nл 2023} = 1,0 \text{ (формы 3.1, 3.2).}$$

а) Расчет показателя уровня надежности $K_{над1}$

Плановые данные: $\Pi_{saidi}^{nл 2023} = 8,7896;$,

Фактические данные за 2023 год: $\Pi_{saidi} = 38,4649$ (форма 1.3),

б) Расчет показателя уровня надежности $K_{над2}$

Плановые данные: $\Pi_{saifi}^{nл 2023} = 1,7969,$

Фактические данные за 2023 год: $\Pi_{saifi} = 12,7181$ (форма 1.3),

в) Расчет показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети ($K_{кач1}$)

Плановые данные: $\Pi_{mnp}^{nл 2023} = 1,000;$

Фактические данные за 2023 год: $\Pi_{тпр} = 1,000$, т. е:

$$\Pi_{тпр} = 0,5 \times \Pi_{заяв_тпр} + 0,5 \times \Pi_{нс_тпр}$$

$\Pi_{заяв_тпр} = 1,0$ (форма 3.1)

$\Pi_{нс_тпр} = 1,0$; (форма 3.2)

$$\Pi_{тпр} = 0,5 \times 1,0 + 0,5 \times 1,0 = 1$$

г) Расчет показателя показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций ($K_{кач3}$)

Показатель считается достигнутым ($K_{кач3} = 0$) в случае исполнения сетевыми организациями требований приказа Минэнерго России N 186, в том числе исполнения сетевыми организациями требований по своевременному, полному и достоверному раскрытию информации в соответствии с Приложением 1 и 7 приказа Минэнерго России N 186.

В соответствии с п.4.1 и п. 4.2 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго России от 29.10.2016 г. №1256, произведен расчет достижения планового значения показателя надежности и качества услуг относительно факта.

Плановое значение за 2022 год показателей надежности и показателя качества услуг технологического присоединения к сети считается достигнутым ПАО «Дагэнерго» по результатам расчетного периода регулирования, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования соответствует плановому значению этого показателя с коэффициентом $(1 + K_m)$, $(1 - K1_m)$, $(1 + K)$,

$$\begin{aligned} \Pi_{t.saidi}^{nл} \times (1 - K1_m) &< \Pi_{t.saidi} \leq \Pi_{t.saidi}^{nл} \times (1 + Km); \\ \Pi_{t.saifi}^{nл} \times (1 - K1_m) &< \Pi_{t.saifi} \leq \Pi_{t.saifi}^{nл} \times (1 + Km); \end{aligned}$$

$$\Pi_{mnp}^{n\pi} \times (1 - K) < \Pi_{mnp} \leq \Pi_{mnp}^{n\pi} \times (1 + K);$$

где $\Pi_{t.saidi}$, $\Pi_{t.saifi}$ – фактические значения соответствующих показателей за соответствующий расчетный период регулирования,

где K_m , $K1_m$ - коэффициенты допустимого отклонения фактических значений показателей надежности от плановых для m -й группы территориальных сетевых организаций, установленные приказом Минэнерго России от 18.10.2017г. № 976 – 0,35,

K - коэффициент допустимого отклонения равный на 2023 год – 0,35:

$K_{над1} = -1$, так как плановое значение показателя считается не достигнутым:

$$8,7896 \times (1-0,35) < 38,4649 \leq 8,7896 \times (1+0,35);$$

$$5,71324 < 38,4649 \leq 11,86596.$$

11,86596 ≤ 38,4649 не достигнуто

$K_{над2} = -1$, так как плановое значение показателя считается не достигнутым:

$$1,7969 \times (1-0,35) < 12,7181 \leq 1,7969 \times (1+0,35);$$

$$1,16799 < 12,7181 \leq 2,42582.$$

2,42582 ≤ 12,7181 не достигнуто

$K_{кач1} = 0$, так как плановое значение показателя считается достигнутым:

$$1,0 \times (1-0,35) < 1,0 \leq 1,0 \times (1+0,35);$$

$$0,65 < 1,0 \leq 1,35$$

$K_{кач3} = 0$.

$\Pi_{корi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый начиная с 2013 года **2 %**.

$K_{обi}$ ($K_{об2023}$) на 2023 год принимается равным -0,6, так как плановые значения за 2023 год не достигнуты:

$$K_{обi} (K_{об2021}) = (0,3 \times -1) + (0,3 \times -1) + (0,3 \times 0) + (0,1 \times 0);$$

$$КНК_i = (КНК_{2022}) = -0,6 \times 2 \% = -1,2 \%$$

$$8\ 122\ 174,20 \times (-1,2\%) = -97\ 466,09 \text{ тыс.руб.}$$

5. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г. с учётом КНК без расчетной предпринимательской прибыли:

$$HBB_i^{cod} = PR_i + HP_i + B_i + Y_i + d_i + \Delta EP_i + HBB_{i-2}^{cod} \times KHK_i,$$

$$HBB_{2025}^{cod} = 4\ 763\ 639,92 + 3\ 330\ 266,11 + 3\ 614\ 657,66 + 0,00 + 0,00 - 97\ 466,09 = 11\ 621\ 252,61 \text{ тыс. руб.}$$

HBB^{сод}₂₀₂₅ = 11 621 252,61 тыс. руб.

6. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г. с учётом КНК и с расчетной предпринимательской прибылью:

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых филиалом «Дагэнерго» для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на период регулирования 2024 год, определена экспертами в сумме **12 562 806,59 тыс.руб.**, в том числе:

- себестоимость – 8 093 906,03 тыс.руб., в том числе:
 - ❖ операционные расходы – 4 763 639,92 тыс.руб.;
 - ❖ неподконтрольные расходы – 4 281 975,10 тыс.руб., в том числе:
 - расчетная предпринимательская прибыль – 941 553,98 тыс.руб.
 - ❖ Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования – 3 614 657,66 тыс.руб.;
 - ❖ Показатель уровня надежности и качества (КНК) – 97 466,09 тыс.руб. (со знаком «-»).

Расчет долгосрочных параметров регулирования на период 2022-2026 годов приведен в приложении № 1.

Показатели	Единица измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Итого НВВ на содержание сетей + расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	5 602 509,64	8 122 174,20	9 304 117,87	12 660 272,68	9 465 620,16
Итого НВВ на содержание сетей 2025, с учетом корректировки КНК= -1,2%	тыс.руб.	5 602 509,64	8 122 174,20	9 236 887,75	12 562 806,59	9 465 620,16

7. Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год.

$$HBB_i^{\text{пот}} = \Pi_i \times \Pi_i^{\text{пл}} + (1 - d_i) \times \Delta \Pi_i,$$

где:

Π_i - прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i , учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям,

принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяемая в соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования;

$P_i^{пл}$ - объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на i -й год долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

$\Delta\mathcal{E}\Pi_i$ - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования;

$$\Delta\mathcal{E}\Pi_{2023} = 0,00 \text{ тыс.руб.}$$

d_i - доля $\Delta\mathcal{E}\Pi_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1. $d_i = 0$

Поступление электрической энергии в сеть – 9 033,461 млн. кВтч.

Полезный отпуск электрической энергии – 6 964,545 млн. кВтч.

Потери электроэнергии в сети – 2 019,66 млн. кВтч.

то же в % – 22,36 %

$$НВВ_{2025}^{\text{пот}} = \mathcal{E}_{2025}^{\text{пот}} * \mathcal{I}\Pi_{2025}$$

$$НВВ_{2025}^{\text{пот}} = 6 268 272,98 \text{ тыс.руб.}$$

Соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»:

1. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 15 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 30 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 150 МВА.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляет Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляет Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с приложением N 3 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА. (п. 1 в ред. Постановления Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 20 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 50 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляет Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляет Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с приложением N

3 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ трехфазных участков линий электропередачи.

(п. 2 в ред. Постановления Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владельцу объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

(п. 6 введен Постановлением Правительства РФ от 30.09.2016 N 989)

К моносетевым организациям относятся территориальные сетевые организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии преимущественно монопотребителю (за исключением управляющей организации, товарищества собственников жилья, жилищного, жилищно-строительного или иного специализированного потребительского кооператива, осуществляющих деятельность в целях оказания потребителям коммунальной услуги по электроснабжению) и (или) гарантирующему поставщику (энергосбытовой организации, энергоснабжающей организации), действующему в интересах таких потребителей, при условии соответствия одному из следующих критериев:

1. доля суммарной максимальной мощности энергопринимающих устройств, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании монопотребителю и технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации, за 10 календарных месяцев текущего

года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период и (или) на основании представленных сетевой организацией документов о величинах максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технологически присоединенных в установленном порядке к сетям такой сетевой организации) составляет не менее 80 процентов суммарной максимальной мощности всех энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства), технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации;

2. суммарный объем электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации в отношении монопотребителя без учета перетока иным потребителям, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период) составляет не менее 80 процентов суммарного объема электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации за указанный период.

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» не соответствует критериям отнесения территориальных сетевых организаций, к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя.

Рекомендации.

В целях обеспечения безубыточной деятельности организации, соблюдения норм действующего законодательства филиалу «Дагэнерго» рекомендуется:

1. В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» и приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13.12.2011 г. № 585 «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» вести обязательный раздельный учет доходов и расходов, связанных с оказанием услуг по передаче электроэнергии, предоставлять необходимую информацию по данным раздельного учета.

2. Не допускать экономически необоснованных расходов при осуществлении регулируемой деятельности.

3. Во исполнение Федерального закона Российской Федерации от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении» представить разработанную в соответствии с установленными требованиями программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

4. Обеспечить исполнение Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 г. № 24.

5. Соблюдать установленные РСТ Дагестана в соответствии с Методическими указаниями, утвержденными приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256, уровни надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

6. В соответствии с п.7 статьи 24 Федерального закона от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», приказа ФАС от 27 июля 2022 г. № 537/22 «О системе отчетности, представляемой в Федеральную антимонопольную службу организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике» и письма Минэнерго РД от 11.01.2024 г.№45-05.6-69/24 «О системе отчетности, представляемой организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования» своевременно представлять отчетные данные о регулируемой деятельности в Министерство энергетики и тарифов с 01.04.2024 г.

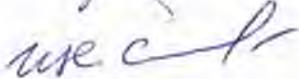
7. Соблюдать принятые параметры балансов электрической энергии и мощности и не допускать изменения объемов, принятых в расчетах тарифов на услуги по передаче электрической энергии более, чем на (+) или (-) 5%.

Начальник отдела РЭК



М. Магомедов

Консультант отдела РЭК



С. Щербакова

Расчет НВВ на основе долгосрочных параметров 2022-2026 гг.

филиал ПАО "Россети Северного Кавказа"- "Дагэнерго" на 2025 год

Расчет коэффициента индексации

		2021утв.	2022	2023	2024	2025	2026
инфляция	%	3,60%	4,30%	6,00%	7,20%	5,80%	4,00%
индекс эффективности операционных расходов (Xi)	%	1,00%		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
количество активов	у.е.	114 781,02	114 781,02	116 206,98	141 060,22	142 365,26	142 365,26
индекс изменения количества активов	%	1,47%		1,24%	21,39%	0,93%	0,00%
коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
итого коэффициент индексации		1,0380		1,03778024	1,2066333	1,0334	1,0088

Расчет операционных расходов

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021 утв.	2022 (базовый уровень)	2023	2024	2025	2026
1.1	Материальные затраты	тыс.руб.	65 420,51	96 926,12	100 588,01	121 372,84	125 424,38	126 528,11
1.1.1	Сыре, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	65 420,51	96 633,80	100 284,64	121 006,79	125 046,11	126 146,51
1.1.2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	0,00	292,32	303,37	366,05	378,27	381,60
1.2	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	1 351 958,52	1 856 203,85	2 035 741,17	2 456 393,09	2 538 389,71	2 560 727,54
1.3	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	531 208,52	1 101 174,70	1 604 519,16	1 936 066,24	2 000 693,89	2 018 299,99
1.3.1	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	483 897,58	474 145,54	953 800,69	1 150 887,67	1 189 305,34	1 199 771,23
1.3.2	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	31 758,43	37 026,41	38 425,28	46 365,22	47 912,93	48 334,56
1.3.2.1	УСЛУГИ СВЯЗИ	тыс.руб.	2 326,89	3 698,88	3 838,63	4 631,81	4 786,43	4 828,55
1.3.2.2	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	22 187,97	22 176,18	23 014,00	27 769,46	28 696,43	28 948,96
1.3.2.3	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	49,50	5 863,00	6 084,51	7 341,77	7 586,84	7 653,61
1.3.2.4	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0,00	740,93	768,92	927,81	958,78	967,22
1.3.2.5	Транспортные услуги	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3.2.6	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	7 194,07	4 547,42	4 719,22	5 694,37	5 884,45	5 936,24
1.3.3	Расходы на командировки и представительство	тыс.руб.	2 696,60	2 812,55	2 918,81	3 521,94	3 639,50	3 671,53
1.3.4	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	0,00	1 457,61	1 512,68	1 825,25	1 886,17	1 902,77
1.3.5	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	10 631,13	27 269,74	28 300,00	34 147,72	35 287,60	35 598,13
1.3.6	расходы на страхование	тыс.руб.	0,00	1 010,96	1 049,15	1 265,95	1 308,20	1 319,72
1.3.7	Другие прочие расходы	тыс.руб.	2 224,78	557 451,89	578 512,55	698 052,51	721 354,13	727 702,05
1.4	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	58 501,71	76 607,72	79 501,97	95 929,73	99 131,95	100 004,31
1.5	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	2 007 089,25	3 130 912,38	3 820 350,31	4 609 761,90	4 763 639,92	4 805 559,95

Расчет неподконтрольных расходов

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021утв.	2022	2023	2024	2025	2026
2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	1 096 940,62	1 202 418,47	1 521 966,24	1 837 445,73	1 922 243,59	1 939 159,33
2.2	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00			0,00
2.3	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00	0,00				
2.4	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	100 090,91	95 307,42	87 522,19	36 388,19	37 770,75	37 770,75
2.5	Налоги,всего, в том числе:	тыс.руб.	96 621,69	91 523,50	6 228,81	4 075,68	4 070,32	4 070,32
2.5.1	плата за землю	тыс.руб.	1 452,87	1 452,87	2 875,58	0,00	0,00	0,00
2.5.2	Налог на имущество	тыс.руб.	93 871,63	88 478,74	2 032,00	2 482,86	2 419,66	2 419,66
2.5.3	Прочие налоги и сборы	тыс.руб.	1 297,19	1 591,89	1 321,23	1 592,82	1 650,66	1 650,66
2.6	Обязательное социальное страхование (ЕСН)	тыс.руб.	410 995,39	560 573,56	614 793,83	756 634,45	772 883,88	788 772,24
2.7	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	0,00	41 192,36	53 431,17	200 376,00	0,00	0,00
2.8	величина расходов на выполнение предусмотренных пунктом 5 статьи 37	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.9	Налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.10	Выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.11	Амортизация ОС	тыс.руб.	424 192,33	480 581,94	447 461,94	504 516,82	603 452,59	603 452,59
2.12	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00			
2.13	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.			596 484,10	701 204,39	941 553,98	941 156,01
	Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)	тыс.руб.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс.руб.	2 128 840,94	2 471 597,26	3 327 888,29	4 040 641,270	4 281 975,10	4 314 381,24

Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021утв.	2022	2023	2024	2025	2026
3	Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	0,00	0,00	973 935,60	653 714,696	3 614 657,66	345 678,96

ИТОГО НВВ на содержание сетей

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021утв.	2022	2023	2024	2025	2026
4	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	4 135 930,19	5 602 509,64	8 122 174,20	9 304 117,87	12 660 272,68	9 465 620,16
5	КНК	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	-67 230,12	-97 466,09	0,00
6	Итого НВВ на содержание сетей, с учетом корректировки (КНК=-1,2% на 2025 год)	тыс.руб.	4 135 930,19	5 602 509,64	8 122 174,20	9 236 887,75	12 562 806,59	9 465 620,16

**Смета расходов на передачу электрической энергии
филиала ПАО "Россети Северного Кавказа"- "Дагэнерго" на 2025 год**

(тыс. руб.)

№ п/п	Наименование затрат	Период регулирования Минэнерго на 2023 г. долгср 2022-2026 гг	Период регулирования Минэнерго на 2024 г. долгср 2022-2026 гг и с изм по предпис и №2053	Период регулирован ия фил.Дагэнер го на 2025 г. до 1 мая	Период регулирования Минэнерго на 2025г. долгср 2022-2026 гг
1	2	4	6	5	6
1	Сырье, основные материалы				
2	Вспомогательные материалы	851 079,50	1 026 940,86		1 061 221,07
	из них на ремонт	751 589,38	906 892,78		937 165,68
3	Работы и услуги производственного характера	203 309,20	245 319,65		253 508,64
	из них на ремонт	202 211,30	243 994,89		252 139,66
4	Топливо на технологические цели				
5	Энергия	79 501,97	95 929,73		99 131,95
5.1	Энергия на технологические цели				
5.2	Энергия на хозяйственные нужды	79 501,97	95 929,73		99 131,95
6	Затраты на оплату труда	2 035 741,17	2 456 393,09		2 538 389,71
	из них на ремонт	0	0,00		0,00
7	Отчисления на социальные нужды	614 793,83	756 634,45		781 891,60
	из них на ремонт	0	0,00		0,00
8	Амортизация основных средств	447 461,94	504 516,82		603 452,59
9	Прочие затраты всего, в том числе:	2 916 350,98	3 564 668,57		3 708 019,46
9.1	Целевые средства на НИОКР	0,00	0,00		0,00
9.2	Средства на страхование	1 049,15	1 265,95		1 308,20
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (бросы)	0,00			
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети		1 521 966,24	1 837 445,73	1 922 243,59
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)	0,00	0,00		0,00
9.6	Водный налог (ГЭС)	0,00	0,00		0,00
9.7	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	6 228,81	4 075,68		4 070,32
9.7.1	Налог на землю	2 875,58	0,00		0,00
9.7.2	Налог на пользователей автодорог	2 032,00	2 482,86		2 419,66
9.7.3	Налог на имущество (в табл П1.21.3)	1 321,23	1 592,82		1 650,66
9.8	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего	1 387 106,77	1 721 881,21		1 780 397,35
	в т.ч. Из них:				
9.8.1	Арендная плата	87 522,19	36 388,19		37 770,75
9.8.2	Предпринимательская прибыль	596 484,10	701 204,39		941 553,98
10	Итого расходов	7 148 238,60	8 650 403,17		9 045 615,02
	из них на ремонт				
11	Расходы долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»)	973 935,60	653 714,70		3 614 657,66
11a	Корректировка подконтрольных расходов	0,00	0,00		551 724,29
11б	Корректировка неподконтрольных расходов	28 616,13	-57 246,42		-722 705,44
11в	Корректировка коммерческий учет	0,00	0,00		0,00
11г	Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	123 271,99			2 466 002,12
11д	Корректировка изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	286 192,14			-424 828,34
11e	Корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов	0,00	738 535,81		1 744 465,02
11ж	По досудебным решениям и предписанию	535 855,34	-27 574,69		0,00
13	Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	8 122 174,20	9 304 117,87		12 660 272,68
	в том числе:				
13.1	- электрическая энергия				
13.1.1	производство электроэнергии				
13.1.2	покупная электроэнергия				
13.1.3	передача электроэнергии				
13.2	- тепловая энергия				
13.2.1	производство теплоэнергии				
13.2.2	покупная теплоэнергия				
13.2.3	передача теплоэнергии				
13.3	- прочая продукция				

НВВ
КНК

8 122 174,20

9 304 117,87

12 660 272,68

-97 466,09

НВВ с учетом корректировки (КНК= 0%)

8 122 174,20

9 236 887,75

12 562 806,59

Таблица П1.16

Расчет расходов на оплату труда
филиала ПАО "Россети Северный Кавказ"- "Дагэнерго" на 2025 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Предложение Минэнерго на 2023 год	Предложение Минэнерго на 2024 год	Предложение Минэнерго на 2025 год
1	Численность				
	Численность ППП	чел.	3 724,82	4 192,63	4 221,72
2	Средняя оплата труда				
2.1	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.	10 256,500	10 643,993	11 410,361
2.2	Дефлятор по заработной плате		1,0378	1,0720	1,0263
2.3	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.	10 643,993	11 410,361	11 709,997
2.4	Средняя ступень оплаты		6,72	6,72	6,72
2.5	Тарифный коэффициент,	руб.	2,06	2,06	2,06
2.6	Среднемесячная тарифная ставка ППП	руб.	21 926,626	23 505,343	24 122,593
2.7	Выплаты, связанные с режимом работы, с условиями труда 1 работника				
2.7.1	процент выплаты	%	12,50	12,50	12,50
2.7.2	сумма выплат	руб.	2 740,828	2 938,168	3 015,324
2.8	Текущее премирование				
2.8.1	процент выплаты	%	42,000	42,000	42,000
2.8.2	сумма выплат	руб.	10 360,331	11 106,274	11 397,925
2.9	Вознаграждение за выслугу лет				
2.9.1	процент выплаты	%	12,50	12,50	12,50
2.9.2	сумма выплат	руб.	2 740,828	2 938,168	3 015,324
2.10	Выплаты по итогам года				
2.10.1	процент выплаты	%	33,00	33,00	33,00
2.10.2	сумма выплат	руб.	7 235,786	7 756,763	7 960,456
2.11	Выплаты по районному коэффициенту и северные надбавки				
2.11.1	процент выплаты	%	1,200	1,200	1,200
2.11.2	сумма выплат	руб.	540,053	578,937	594,139
2.12	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	45 544,452	48 823,652	50 105,762
3	Расчет средств на оплату труда ППП (включенного в себестоимость)		2 035 741,174	2 456 392,089	2 538 389,711
3.3	Итого средства на оплату труда ППП	тыс. руб.	2 035 741,17	2 456 392,09	2 538 389,71
4	Расчет средств на оплату труда непромышленного персонала (включенного в балансовую прибыль)				
4.1	Численность, принятая для расчета (базовый период - фактическая)	чел.			
4.2	Среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	45 544,45	48 823,65	50 105,76
4.3	Льготный проезд к месту	тыс. руб.			
4.4	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.			
4.5	Итого средства на оплату труда непромышленного персонала	тыс. руб.	2 035 741,17	2 456 392,09	2 538 389,71

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление
основных производственных фондов ***
филиала ПАО "Россети Северный Кавказ"- "Дагэнерго" на 2025 год
(тыс. руб.)

№ п/п	Показатели	Базовый период регулирования Минэнерго на 2024 г.	Базовый период регулирования Минэнерго на 2025 г.
1	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования	11 609 082,06	12 463 665,24
2	Ввод основных производственных фондов	3 034 018,41	2 390 754,35
3	Выбытие основных производственных фондов	2 179 435,23	0,00
4	производственных фондов на конец периода регулирования	12 463 665,24	14 854 419,59
5	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов	12 036 373,65	13 659 042,42
6	Средняя норма амортизации	4,19	4,42
7	Сумма амортизационных отчислений	504 516,82	603 452,59

Таблица П1.21.3

**Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов
на передачу электрической энергии на 2025 год**

№ п/п		Базовый период регулирования Минэнерго на 2023 г.	Период регулирования фил.Дагэнерго на 2025	Период регулирования Минэнерго на 2025 г. долгоср 2022- 2026 гг
1	2	3		4
	Прибыль на развитие производства		0,00	
	в том числе:			
	- капитальные вложения			
1	ВН			
	СН1			
	СН11			
	НН			
2	Прибыль на социальное развитие	0,00	34 238,02	0,00
	в том числе:			
	- капитальные вложения			
	Оплата труда работников произв. сферы из прибыли		14 672,57	
	Затраты социального характера		9 159,68	
	Взносы в РАЭЛ		700,00	
	Отчисления профсоюзу		6 890,60	
	Заработка плата профкома		399,68	
	Прочие льготы и компенсации согл. Колл.Дог		2 415,49	
	- капитальные вложения			
3	Прибыль на поощрение			
4	Дивиденды по акциям			0,00
5	Прибыль на прочие цели		107 110,71	
	- % за пользование кредитом			
	- услуги банка			0,00
	- другие (с расшифровкой)		107 110,71	
	Расходы на проведение ежегодного собр. акционеров		123,86	
	Расходы на ведение реестра акционеров		45,51	
	Судебные издержки		5 026,70	
	Расходы на провед. прочих культ-масс. мероприятий		292,43	
	Услуги по выплате дивидендов		40,10	
	Услуги рейтинговых агентств		80,30	
	Прочие расходы (Расходы на содержание БХО (безхозяйные энергообъекты))		99 671,33	
	Расходы по оценке стоимости имущества		628,75	
	Расходы на эмиссию и обслуживание ценных бумаг		879,16	
	Услуги PR в прочих расходах		188,73	

	Консультационные услуги (обслуживание опасных производственных объектов)»		133,84	0,00
6	Прибыль, облагаемая налогом			
7	Налоги, сборы, платежи - всего		7 318,04	
	в том числе:			
	- на прибыль		0,00	
	ВН		0,00	
	CH1		0,00	
	CH11		0,00	
	НН		0,00	
	- на имущество		0,00	
	ВН		0,00	
	CH1		0,00	
	CH11		0,00	
	НН		0,00	0,00
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		0,00	0,00
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		7 318,04	
	прочие налоги отражающиеся в операц. расходах			
8	Прибыль от товарной продукции		148 666,78	
	в том числе:			
	ВН		20 742,63	
	CH1		19 053,15	
	CH11		75 610,40	
	НН		33 260,60	

**Экспертное заключение
по расчету необходимой валовой выручки на долгосрочный период
регулирования 2022-2026 гг. на услуги по передаче электроэнергии
по распределительным сетям АО «Оборонэнерго»
в лице филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» на 2025 год.**

I.Основание экспертизы.

Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» письмом от 23.04.2024г. №СКФ/030/2280 обратился в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с заявлением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026гг. с приложением соответствующих материалов.

Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» письмом от 24.10.2024 г. №СКФ/030/5785 представило дополнительные материалы к предложениям об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 г. долгосрочного периода 2022-2026 гг.

В соответствии со ст.19.7.1 КоАП (ФЗ от 31.12.2005 г. №199-ФЗ) организация несёт ответственность за достоверность представленных Экспертной группой Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан проведена экспертиза по расчету необходимой валовой выручки для установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» на 2023г. (долгосрочный период 2022-2026гг.) с учетом анализа основных технико-экономических показателей за 2023 г.

При проведении экспертизы специалисты отдела руководствовались следующими нормативными актами Российской Федерации:

- Конституцией Российской Федерации, Гражданским, Налоговым кодексами Российской Федерации;
- Федеральным законом Российской Федерации от 26 марта 2003 года №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральным законом «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» от 29.07.1998 № 135-ФЗ (в действующей редакции);
- Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в действующей редакции);
- Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее Основы ценообразования);
- Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы

оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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»;

- Постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»;

- Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденными приказом ФСТ России от 6 августа 2004 года №20-э/2;

- Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям утвержденные приказом ФАС России от 27.05.2022 N 412/22 (далее Методические указания) (в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемыми с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой прибыли, утвержденными приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 года №98-э (далее Методические указания);

- Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256 (в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26.10.2010 года №254-э/1;

- Правилами принятия Федеральной антимонопольной службой решений об определении (установлении) цен (тарифов) и (или) их предельных уровней в сфере деятельности субъектов естественных монополий и иных регулируемых организаций, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.09.2015 № 941 (в действующей редакции);

- Приказом Минэнерго РФ от 13.12.2011г. №585 «Об утверждение порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»;

- Прочими законами и подзаконными актами, методическими разработками в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию.

При проведении экспертизы во внимание принимались все обосновывающие материалы и расчеты, представленные АО.

В соответствии с требованиями Основ ценообразования проведены:

1) оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) на 2025 г.;

2) оценка финансового состояния организации за предшествующий период, осуществляющей регулируемую деятельность;

3) анализ основных технико-экономических показателей за предшествующий и расчетный периоды регулирования;

4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;

5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;

7) анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней;

8) анализ соответствия организации **критериям** отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. (в действующей редакции) N 184 "Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям".

Цель экспертизы - выработка рекомендаций по объему экономически обоснованных расходов и предложений по установлению единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Методология работы - экспертиза проводилась методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг., с учетом анализа технико-экономических показателей за 2023 г. и параметров, установленных в прогнозе социально - экономического развития Российской Федерации на 2022 - 2026 гг.

Результат экспертизы - экспертная оценка экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки для расчетов тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 г. и плановый период 2022-2026 гг., обеспечение компенсации расходов на услуги по передаче электрической энергии и получение необходимой прибыли.

Реквизиты филиала АО:

ИНН – 7704726225, КПП – 77505001,

почтовый адрес - 357528, РФ, г. Пятигорск, Ставропольского края, ул. Ермолова, д.28

тел. - 8(8793) 40-54-77, сайт – <http://www.oboronenergo.su>

На основании проведенного анализа, представленных материалов установлено, что у филиала АО «Оборонэнерго» находится следующее электротехническое оборудование:

Подстанции:

- ПС -110кВ – 1 ед.;
- ТП-10/0,4 кВ - 42 ед.;

- Воздушные линии:

- 1-20 кВ – 25,85 км.;
- 0,4 кВ – 10,91 км.;

-Кабельные линии:

- 0,4 кВ – 94,40 км.;
- 3-10 кВ – 31,84 км.

Количество условных единиц всего 1 429,94 у.е., в том числе:

ВН – 148,6 у.е.; СН1 – 41,9 у.е.; СН2 – 968,18 у.е.; НН – 271,26 у.е.

Учет доходов и расходов по видам деятельности

В соответствии с п. 5 Основ ценообразования, регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу, сбыт электрической энергии и технологическое присоединение к электрическим сетям.

4.2. Порядок учета доходов

Общество осуществляет учет доходов на основании положения по бухгалтерскому учету «Доходы организации» (ПБУ 9/99), утвержденного приказом Минфина России от 06 мая 1999 г. №32н.

Доходами Общества признается увеличение экономических выгод в результате поступления активов (денежных средств, иного имущества) и (или) погашения обязательств, приводящее к увеличению капитала, за исключением вкладов собственников имущества.

Доходы в зависимости от их характера, условия получения и направлений деятельности подразделяются на:

- доходы от обычных видов деятельности;
- прочие доходы.

Доходы Общества в соответствии с принципом начисления признаются в том отчетном периоде, в котором они имели место, независимо от фактического времени поступления денежных средств, связанных с этими фактами.

4.5.1. Доходы от обычных видов деятельности

Доходами от обычных видов деятельности Общество признает выручку от:

- услуг по передаче электрической энергии;
- услуг/работ по Государственным контрактам (в разрезе каждого контракта/предмета контракта (видов работ/услуг, выполняемых по контракту);
 - услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств;
 - производства и передачи тепловой энергии;
 - прочих производственных услуг.

Для обобщения информации о выручке от реализации товаров (работ, услуг) отчетного периода предназначен счет 90 «Продажи». Аналитика по счету ведется в разрезе видов деятельности.

В доходы от услуг по передаче электроэнергии включаются все доходы от передачи энергии, потребляемой субъектами рынка в регионе обслуживания Общества. Передача электроэнергии является регулируемым видом деятельности.

Доходы от услуг по передаче электроэнергии признаются в бухгалтерском учете на основании Актов об оказанных услугах по передаче электрической энергии по договорам, заключенным со Сбытовой (ыми) компанией (ями) и другими потребителями.

Доходы от услуг/работ по Государственным контрактам включают в себя доходы от оказанных услуг (выполненных работ) для нужд государственного заказчика.

Доходы формируются центральным аппаратом управления по Обществу в целом, в разрезе каждого контракта/предмета контракта (видов работ/услуг, выполняемых по контракту).

Доходы от выполненных работ/оказанных услуг признаются в бухгалтерском учете на основании Сводных актов выполненных работ/оказанных услуг, подписанных государственным заказчиком по формам, утверждаемым к Государственным контрактам.

К доходам от услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств к сети относятся доходы Общества, получаемые в результате выполнения комплекса работ (мероприятий) организационного и технического характера, направленного на обеспечение возможности передачи электрической энергии на энергопринимающие устройства юридических и физических лиц в соответствии с заявленными ими параметрами, а также на обеспечение выдачи мощности. Основанием для формирования выручки и расчетов с заказчиками является Акт оказанных услуг по технологическому присоединению к сети. Доходы от услуг по технологическому присоединению к сети признаются в бухгалтерском учете на дату утверждения сторонами Акта оказанных услуг.

К доходам от реализации прочих производственных услуг относятся все доходы, связанные с реализацией Обществом иных работ и услуг. Доходы по прочим услугам производственного характера определяются,

исходя из цен, рассчитанных по местам их оказания (филиалам).

Доходы, составляющие пять и более процентов от общей суммы доходов организации за отчетный период, выделяются в отдельную номенклатурную группу.

4.3. Порядок учета расходов

Общество осуществляет учет расходов на основании положения по бухгалтерскому учету «Расходы организации» (ПБУ 10/99), утвержденного приказом Минфина России от 06 мая 1999 г. № 33н.

Расходами Общества признается уменьшение экономических выгод в результате выбытия активов (денежных средств, иного имущества) и (или) возникновения обязательств, приводящее к уменьшению капитала, за исключением уменьшения вкладов по решению участников (собственников имущества).

Расходы Общества в зависимости от их характера, условий осуществления и направлений деятельности подразделяются на:

- расходы по обычным видам деятельности;
- прочие расходы.

Расходы признаются в том отчетном периоде, в котором они имели место, независимо от времени фактической выплаты денежных средств и иной формы осуществления (метод начисления).

4.6.1. Расходы по обычным видам деятельности

Расходами по обычным видам деятельности Общество признает:

- расходы, связанные с оказанием услуг по передаче электрической энергии;
- расходы, связанные с оказанием услуг/выполнением работ по Государственным контрактам (в разрезе каждого контракта/предмета контракта (видов работ/услуг, выполняемых по контракту));
- расходы, связанные с оказанием услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств;
- расходы, связанные с оказанием услуг по производству и передаче тепловой энергии;
- расходы, связанные с оказанием прочих производственных услуг.

При формировании расходов Общество обеспечивает их деление на прямые и косвенные расходы.

К прямым расходам относятся расходы, имеющие непосредственное отношение к конкретному объекту учета затрат (материалы и запасные части, заработка производственных рабочих, амортизация основных средств, услуги сторонних организаций и прочие), могут быть прямо на него отнесены, и их прямое отнесение экономически целесообразно.

К косвенным (накладным) расходам относятся расходы, имеющие отношение к объекту учета затрат (расходы на содержание персонала, не

относящегося к производственному персоналу, содержание зданий, сооружений оборудования, инвентаря, амортизация основных средств, расходы на охрану труда и прочие), но их невозможно или экономически нецелесообразно прямо отнести к конкретному объекту учета.

Затраты, понесенные Обществом при оказании услуг (работ), вне зависимости от их деления на прямые и косвенные, признаются расходами в полном объеме, в т. ч. по:

- оказанию услуг по передаче электроэнергии;
- услугам, оказываемым в рамках исполнения Государственных контрактов;
- услугам по технологическому присоединению;
- производству и передаче тепловой энергии;
- прочим услугам.

Расходы, связанные с выполнением Обществом работ (в рамках исполнения Государственных контрактов), на конец каждого отчетного периода могут формировать остатки по незавершенному производству.

Оценка незавершенного производства в Обществе осуществляется в сумме прямых затрат на выполнение работ, не законченных изготовлением или законченных, но не сданных заказчику на отчетную дату. Перечень прямых расходов включает в себя:

- материальные расходы;
- заработка плата и начисленные на нее обязательные страховые взносы работников, непосредственно выполняющих работы;
- стоимость субподрядных работ, непосредственно связанных с выполняемыми работами;
- прочие прямые расходы, имеющие непосредственное отношение к объекту учета затрат.

Общество подразделяет расходы по обычным видам деятельности отчетного периода на:

- производственные (счет 20). Учет на счете 20 организуется в разрезе номенклатурных групп, статей учета затрат и подразделений;
- общепроизводственные (счет 25). Учет на счете 25 ведется в разрезе статей учета затрат и подразделений;
- общехозяйственные (счет 26) Учет на счете 26 ведется в разрезе статей учета затрат и подразделений.

Счет 20 «Основное производство» включает в себя прямые расходы, связанные с основными видами деятельности Общества. На данном счете аккумулируются затраты производственных подразделений Общества, непосредственно связанные с выполнением работ (оказанием услуг) в субъекте Российской Федерации, а также затраты на содержание руководства районов электрических сетей, электросетевых участков, производственных участков, производственных групп.

Счет 20 «Основное производство» имеет два основных субсчета:

Субсчет 20.01.1 «Основное производство»;
Субсчет 20.03 «Основное производство (распределяемые затраты)».

Субсчет 20.01.1 «Основное производство» предназначен для аккумуляции производственных расходов, которые имеют непосредственное отношение к определенному виду деятельности в субъекте Российской Федерации.

Субсчет 20.03.1 «Основное производство (распределяемые затраты ПУ)» является промежуточным бухгалтерским субсчетом, на котором собираются затраты основного производства, которые относятся к определенному подразделению Общества, но подлежат распределению между видами деятельности «услуги по передаче электрической энергии» и «услуги по государственному контракту».

Распределение основных производственных расходов, сформированных на счете 20.03.1, производится по видам деятельности на основании данных по условным единицам объектов электросетевого хозяйства в субъекте Российской Федерации.

Субсчет 20.03.2 «Основное производство (распределяемые затраты РЭС)» является промежуточным бухгалтерским субсчетом, на котором собираются затраты основного производства, которые невозможно отнести к определенному подразделению и виду деятельности.

Данные расходы распределяются на счет 20.01.1 по видам деятельности на основании данных по условным единицам объектов электросетевого хозяйства в субъекте Российской Федерации.

Для каждого места их возникновения (подразделения РЭС) распределение производится пропорционально расходам по виду затрат «Оплата труда», сформированным на счете 20.01.1 «Основное производство» с учетом распределенных расходов ФОТ субсчета 20.03.1 «Основное производство (распределяемые затраты ПУ)».

Субсчет 20.03.3 «Основное производство (прямые затраты РЭС)» является промежуточным бухгалтерским субсчетом, на котором собираются затраты основного производства, которые относятся к одному из видов деятельности, но распределяются по подразделениям РЭС.

Данные расходы распределяются на счет 20.01.1 пропорционально расходам по виду затрат «Оплата труда», сформированным на счете 20.01.1 «Основное производство» с учетом распределенных расходов ФОТ субсчета 20.03.1. «Основное производство (распределяемые затраты ПУ)» по аналогичному виду деятельности.

Сформированные на счете 20 «Основное производство» суммы фактической себестоимости произведенной продукции (выполненных работ и оказанных услуг) списываются в дебет счета 90.02 «Себестоимость продаж».

Счет 25 «Общепроизводственные расходы» используется для учета

информации о расходах на содержание аппарата управления филиала, а также производственных расходов, подлежащих распределению между всеми обособленными подразделениями филиала.

Счет 25 «Общепроизводственные расходы» имеет два основных субсчета:

Субсчет 25.01 «Общепроизводственные расходы (по деятельности, не облагаемой ЕНВД)»;

Субсчет 25.04 «Общепроизводственные расходы не распределяемые».

В случае, если аппарат управления филиала несет расходы по определенному виду деятельности, то данные затраты аккумулируются непосредственно на субсчете 25.04 «Общепроизводственные расходы не распределяемые» по номенклатурной группе, соответствующей виду деятельности, по которому произведены расходы.

Информация об общепроизводственных расходах формируется в разрезе статей затрат и подразделений.

Ежемесячно накопленные расходы субсчета 25.04 «Общепроизводственные расходы не распределяемые» и субсчета 25.01 «Общепроизводственные расходы списываются на счет учета затрат по основному производству (счет 20.01.1 «Основное производство») пропорционально суммам расходов по виду затрат «Оплата труда», сформированным в разрезе номенклатурных групп на счете 20.01.1 «Основное производство», с учетом распределенных расходов ФОТ по счету 20.03 «Основное производство (распределяемые затраты)» и расходов ФОТ по видам деятельности по счету 25.04 «Общепроизводственные расходы».

Счет 26 «Общехозяйственные расходы» имеет два основных субсчета:

Субсчет 26.01 «Общехозяйственные расходы (по деятельности, не облагаемой ЕНВД)»;

Субсчет 26.04 «Общехозяйственные расходы не распределяемые».

В случае, если центральный аппарат управления несет расходы по определенному виду деятельности, то данные затраты аккумулируются непосредственно на субсчете 26.04 «Общехозяйственные расходы не распределяемые».

Ежемесячно накопленные расходы по субсчету 26.04 «Общехозяйственные расходы не распределяемые» и субсчету 26.01 «Общехозяйственные расходы (по деятельности, не облагаемой ЕНВД)» списываются в дебет счета 90.08.1 «Управленческие расходы» расходы распределяются на счет 90.08 «Управленческие расходы» по номенклатурным группам пропорционально доле выручки каждого подразделения (субъекта РФ).

Оказание услуг по передаче электроэнергии.

Особенности учета расходов

Расходы по передаче электрической энергии учитываются в филиалах (местах их возникновения) в разрезе подразделений, статей расходов. Учет расходов по передаче электрической энергии осуществляется по зонам эксплуатационной ответственности подразделений, которые несут затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией линий электропередач, распределительных устройств, подстанций и других сооружений и оборудования, предназначенных для передачи и распределения электрической энергии.

II. Анализ основных технико-экономических показателей филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» за 2022-2023 гг. (приложение №№ 4, 5)

Анализ основных технико-экономических показателей филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» за 2022 год.

Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей филиала АО «Оборонэнерго» за 2022 г.

Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 23.07.2018г ФНС г.Пятигорск № 2632

Директор филиала Багдасаров А.С.

Реквизиты филиала АО:

ИИН – 7704726225, КПП – 77505001,
почтовый адрес - 357538, РФ, г.Пятигорск Ставропольского края,
Ермолова, д.28,

тел. - 8(8793) 40-54-77, сайт – <http://www.oboronenergo.su>

Анализ выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности формы 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 за 2021г. и дополнительных материалов представленных для проведения анализа.

Организация несет ответственность за достоверность предоставленной информации.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единими (котловыми) тарифами на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, установленным постановлением РСТ Дагестана от 27.12.2021 г. № 137.

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у ООО «Каспэнергосбыт» и филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

На балансе филиала АО «Оборонэнерго» находится следующее электротехническое оборудование на конец 2022 года:

- ПС -110кВ – 1 ед.;
- ТП-10/0,4 кВ - 42 ед.;
- ВЛ - 33,41 км;
- КЛ – 126,20 км.

Количество условных единиц всего 1 424,31 у.е., в том числе:

ВН – 148,60 у.е.; СН1 – 41,90 у.е.; СН2 – 967,18 у.е.; НН – 266,63 у.е.

1.Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии, актов компенсации потерь электроэнергии, актов поставки по единым (котловым) тарифам для конечных потребителей, отчета форма № 46-ЭЭ за 2022 г. показал следующее:

- поступление электрической энергии в сеть по актам оказания услуг по передаче электроэнергии составило 108 891,74 тыс. кВтч, что составляет 100,76 %, от принятого при расчете тарифа.
- фактический полезный отпуск электрической энергии по данным интегральных актов составляет 108 080,73 тыс. кВтч, что составляет 100,87 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:
 - по конечным потребителям – 16 861,03 тыс. кВтч, что составляет 94,02 %, от принятого при расчете тарифа,
 - полезный отпуск электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (сальдо-переток) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии – 91 219,70 тыс. кВтч, что составляет 102,25 % от принятого при расчете тарифа.
- фактические потери электрической энергии по актам компенсации потерь электроэнергии – 811,02 тыс. кВтч, что составляет 0,74% от поступления электрической энергии в сеть при плане 0,85%.

2.Финансовые показатели

Анализ финансовых показателей АО выполнен на основе представленной бухгалтерской отчетности по формам №1(бухгалтерский баланс), 2,3,4,5, обязательной статистической отчетности по формам №: 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа.

Выручка АО за 2022 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии составила в размере 40 334,12 тыс. руб., что составляет 96,23 %, от принятого при расчете тарифа.

Всего расходы АО по регулируемому виду деятельности за 2022 год составили в размере 64 625,50 тыс. руб., что составляет 93,77 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- на оплату услуг сетевых организаций в размере 29 358,89 тыс. руб., что составляет 73,71 %, от принятого при расчете тарифа,
- на покупку энергии на технологические цели (потери) – 1 703,82 тыс. руб., что составляет 94,12 %, от принятого при расчете тарифа,

- расходы на НВВ содержание в размере 33 562,78 тыс. руб., что составляет 123,05 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

1) Превышение фактических расходов над плановыми расходами на передачу электрической энергии составили в размере 5 526,00 тыс. руб., в том числе по статьям:

- работы и услуги производственного характера - 877,02 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - кап. ремонт ОС - 790,47 тыс. руб.;
 - услуги метрологии - 35,65 тыс. руб.;
 - услуги автотранспорта - 0,14 тыс. руб.;
 - промышленная безопасность - 60,77 тыс. руб.
 - затраты на оплату труда - 2 244,00 тыс. руб.,
 - отчисления на социальные нужды - 624,28 тыс. руб.,
 - прочие расходы, всего - 658,16 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - страхование - 116,15 тыс. руб.;
 - командировочные - 128,13 тыс. руб.;
 - медосмотр - 43,68 тыс. руб.;
 - услуги связи - 103,87 тыс. руб.;
 - обучение и подготовка кадров - 11,93 тыс. руб.;
 - коммунальные услуги - 69,92 тыс. руб.;
 - юридические и информационные услуги - 115,39 тыс. руб.;
 - расходы из прибыли - 1 112,54 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - налог на прибыль - 51,43 тыс. руб.;
 - вознаграждение из прибыли - 278,61 тыс. руб.;
 - прочие из прибыли - 782,51 тыс. руб.

2) Не полностью освоенные средства составили 6 959,68 тыс. руб., в том числе по статьям:

- вспомогательные материалы - 1 646,52 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - текущий ремонт - 656,01 тыс. руб.;
 - автозапчасти - 54,77 тыс. руб.;
 - оргтехника малооцененная - 16,20 тыс. руб.;
 - мебель малооцененная - 5,99 тыс. руб.;
 - хозяйственное оборудование - 24,32 тыс. руб.;
 - МПЗ для установки приборов учета - 434,19 тыс. руб.;
 - прочие материалы - 121,28 тыс. руб.;
 - ГСМ - 333,76 тыс. руб.
- работы и услуги производственного характера - 326,42 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - тек.ремонт ОС - 259,57 тыс. руб.;
 - прочие услуги произв-го характера - 66,84 тыс. руб.
- амортизация - 4,08 тыс. руб.,

- прочие расходы, всего	- 4 626,53 тыс. руб.,
в том числе:	
- транспортный налог	- 3,50 тыс. руб.;
- аренда офиса	- 257,05 тыс. руб.;
- обеспечение нормальных условий и ТБ	- 661,67 тыс. руб.;
- канцтовары	- 1,40 тыс. руб.;
- установка охранных зон	- 2 500,87 тыс. руб.;
- затраты относимые на себестоимость	- 26,54 тыс. руб.;
- услуги почты	- 1,02 тыс. руб.;
- затраты ЦАУ	- 1 174,48 тыс. руб.
- расходы из прибыли	- 356,13 тыс. руб.,
в том числе:	
- услуги банка	- 1,02 тыс. руб.;
- выплаты соц. характера	- 355,11 тыс. руб.

Убытки АО по итогам 2022 г. составили 24 291,37 тыс. руб., которые связаны с расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

Анализ основных технико-экономических показателей филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» за 2023 год.

Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей филиала АО «Оборонэнерго» за 2023 г.

Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 23.07.2018г ФНС г.Пятигорск № 2632

Директор филиала Багдасаров А.С.

Реквизиты филиала АО:

ИИН – 7704726225, КПП – 77505001,

почтовый адрес - 357538, РФ, г.Пятигорск Ставропольского края, ул. Ермолова, д.28

тел. - 8(8793) 40-54-77, сайт – <http://www.oboronenergo.su>

Анализ выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности формы 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 за 2021г. и дополнительных материалов представленных для проведения анализа.

Организация несет ответственность за достоверность предоставленной информации.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единими (котловыми) тарифами на услуги по передаче электрической

энергии по сетям Республики Дагестан, установленными приказами Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан №45-ОД-10/23 от 31.01.2023 г., №45-ОД-220/23 от 30.11.2023 г.

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у ООО «Каспэнергосбыт» и филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

На балансе филиала АО «Оборонэнерго» находится следующее электротехническое оборудование на конец 2023 года:

- ПС -110кВ – 1 ед.;
- ТП-10/0,4 кВ - 42 ед.;
- ВЛ - 33,41 км;
- КЛ – 126,24 км.

Количество условных единиц всего 1 424,31 у.е., в том числе:

ВН – 148,60 у.е.; СН1 – 41,90 у.е.; СН2 – 967,18 у.е.; НН – 266,33 у.е.

1.Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии, актов компенсации потерь электроэнергии, актов поставки по единым (котловым) тарифам для конечных потребителей, отчета форма № 46-ЭЭ за 2021 г. показал следующее:

- поступление электрической энергии в сеть по актам оказания услуг по передаче электроэнергии составило 107 853,27 тыс. кВтч, что составляет 97,28 %, от принятого при расчете тарифа.

- фактический полезный отпуск электрической энергии по данным интегральных актов составляет 105 759,09 тыс. кВтч, что составляет 96,28 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- по конечным потребителям – 16 231,79 тыс. кВтч, что составляет 117,97 %, от принятого при расчете тарифа,

- полезный отпуск электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (сальдо-переток) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии – 89 527,30 тыс. кВтч, что составляет 100,96 % от принятого при расчете тарифа.

- фактические потери электрической энергии по актам компенсации потерь электроэнергии – 692,64 тыс. кВтч, что составляет 0,64% от поступления электрической энергии в сеть при плане 0,85%.

2.Финансовые показатели

Анализ финансовых показателей АО выполнен на основе представленной бухгалтерской отчетности по формам №1 (бухгалтерский баланс), 2,3,4,5, обязательной статистической отчетности по формам №: 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа.

Выручка АО за 2023 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии составила в размере 46 536,31 тыс. руб., что составляет 77,89 %, от принятого при расчете тарифа.

Всего расходы АО по регулируемому виду деятельности за 2023 год составили в размере 55 457,78 тыс. руб., что составляет 88,60 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- на оплату услуг сетевых организаций в размере 10 326,45 тыс. руб., что составляет 123,02 %, от принятого при расчете тарифа,
- на покупку энергии на технологические цели (потери) – 1 825,57 тыс. руб., что составляет 84,94 %, от принятого при расчете тарифа,
- расходы на НВВ содержание в размере 43 305,75 тыс. руб., что составляет 83,20 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

1) Превышение фактических расходов над плановыми расходами на передачу электрической энергии составили в размере 7 811,49 тыс. руб., в том числе по статьям:

- вспомогательные материалы	- 6,97 тыс. руб.,
в том числе:	
- МТР для компьютерной оргтехники	- 6,97 тыс. руб.,
- работы и услуги производственного характера	- 482,11 тыс. руб.,
в том числе:	
- кап. ремонт ОС	- 225,56 тыс. руб.;
- тек. ремонт ОС и рем. автотр.	- 256,55 тыс. руб.;
- затраты на оплату труда	- 498,42 тыс. руб.,
- отчисления на социальные нужды	- 120,00 тыс. руб.,
- амортизация	- 364,22 тыс. руб.,
- прочие затраты, всего	- 1 158,23 тыс. руб.,
в том числе:	
- налог на имущество	- 16,28 тыс. руб.;
- налог на транспорт	- 0,91 тыс. руб.;
- командировочные	- 388,75 тыс. руб.;
- услуги связи	- 110,24 тыс. руб.;
- обучение и подготовка кадров	- 34,23 тыс. руб.;
- коммунальные услуги	- 99,84 тыс. руб.;
- юридические и информационные услуги	- 43,30 тыс. руб.;
- аттестация рабочих мест	- 72,73 тыс. руб.;
- прочие по охране труда (лабор. контроль)	- 16,81 тыс. руб.;
- другие затраты, относимые на себест-ть	- 308,30 тыс. руб.;
- регистрация прав собственности	- 66,85 тыс. руб.;
- расходы из прибыли	- 5 181,53 тыс. руб.,
в том числе:	
- прочие из прибыли	- 5 181,53 тыс. руб.

2) Не полностью освоенные средства составили 4 324,76 тыс. руб., в том числе по статьям:

- вспомогательные материалы	- 1 515,59 тыс. руб.,
в том числе:	
- текущий ремонт	- 614,01 тыс. руб.;
- МПЗ для тех. обслуж-я средств РЗиА	- 0,18 тыс. руб.;

- автозапчасти	- 2,18 тыс. руб.;
- инструменты, оснастка, инвентарь, лаб. оборудование, ремонт оргтехники	- 54,50 тыс. руб.;
- ГСМ	- 309,55 тыс. руб.
- хозяйственные средства	- 5,66 тыс. руб.;
- мебель малооцененная	- 2,13 тыс. руб.;
- оргтехника малооцененная	- 17,98 тыс. руб.;
- МПЗ для установки приборов учета	- 473,57 тыс. руб.;
- средства для пожарной безопасности	- 14,45 тыс. руб.;
- прочие материалы	- 21,67 тыс. руб.;
- работы и услуги производственного характера	- 47,14 тыс. руб.,
в том числе:	
- услуги метрологии	- 19,87 тыс. руб.;
- прочие услуги произв-го характера	- 27,27 тыс. руб.
- прочие затраты, всего	- 2 541,84 тыс. руб.,
в том числе:	
- страхование	- 5,18 тыс. руб.;
- экологические платежи	- 0,04 тыс. руб.;
- аренда офиса	- 22,32 тыс. руб.;
- мед. осмотр	- 4,45 тыс. руб.;
- инструмент по охране труда	- 75,84 тыс. руб.;
- печатная продукция	- 29,96 тыс. руб.;
- природоохранные мероприятия	- 2,11 тыс. руб.;
- спецодежда и СИЗы	- 163,00 тыс. руб.;
- канцтовары	- 62,85 тыс. руб.;
- сертификация эл. энергии	- 65,40 тыс. руб.;
- установка охранных зон	- 1 787,14 тыс. руб.;
- прочие услуги непроиз-го хар-па (COVID-19)	- 115,30 тыс. руб.;
- услуги почты	- 3,73 тыс. руб.;
- затраты ЦАУ	- 204,53 тыс. руб.
- расходы из прибыли	- 219,90 тыс. руб.,
в том числе:	
- услуги банка	- 7,37 тыс. руб.;
- выплаты соц. характера	- 212,52 тыс. руб.

Убытки АО по итогам 2023 г. составили 8 921,47 тыс. руб., которые связаны с расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

II. Расчет необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» на 2025 г.

Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, осуществляется в соответствии с методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, утвержденные на долгосрочный период регулирования, ежегодно корректируются в порядке, предусмотренном Методическими указаниями.

Долгосрочные тарифы определяются на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые в течение долгосрочного периода регулирования не меняются:

1) базовый уровень подконтрольных расходов на 2022 г. в размере 28 285,07 тыс. руб.;

2) индекс эффективности подконтрольных расходов в размере 1% от уровня подконтрольных расходов текущего года долгосрочного периода регулирования;

3) коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый Методическими указаниями - 0,75;

4) величина технологического расхода (потерь) электрической энергии;

5) уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с Основами ценообразования,

а также следующих планируемых на 2025 год значений параметров расчета тарифов:

1) индекс потребительских цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (далее - индекс потребительских цен).

В отсутствие одобренного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год долгосрочного периода регулирования в целях определения подконтрольных расходов применяются значения параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, соответствующие последнему году периода, на который был одобрен указанный прогноз;

2) размер активов, определяемый регулирующими органами;

3) величина неподконтрольных расходов;

4) величина мощности, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии потребителям услуг в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861;

5) величина полезного отпуска электрической энергии потребителям услуг территориальной сетевой организации;

6) цена (тариф) покупки потерь электрической энергии, учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, с использованием которых услуги по передаче электрической энергии оказываются регулируемыми организациями.

Расчет приведен в таблицах № П.1.15, № П.1.16, № П.1.17, № .1.21.3.

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей HVB_i^{cod} (тыс.руб.) на 2025 год долгосрочного периода регулирования определяется по следующей формуле:

$$HVB_i^{cod} = PR_i + HP_i + B_i + Y_i + d_i + \Delta EP_i + HVB_{i-2}^{cod} \times KHK_i,$$

где:

i (2025 год) - год долгосрочного периода регулирования;

PR_i - подконтрольные расходы, утвержденные Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан на 2025 г;

$HP_i(HP_{2025})$ – неподконтрольные расходы на 2025 г. долгосрочного периода регулирования, определяемые методом экономически обоснованных расходов;

Y_i - планируемые на период регулирования, соответствующий году i , расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального [закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ](#) "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемые до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу [постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246](#) "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2020, N 11, ст. 1550);

ΔEP_i , d_i - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) - 34(3) Основ ценообразования, и доля ΔEP_1 , ΔEP_i , которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1;

B_i (B_{2025}) – расходы i -го года (2025 года) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных

по итогам последнего истекшего года (2023 года) долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования;

KHK_i - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i , определяемый в процентах в соответствии с Методическими [указаниями](#) по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26 декабря 2010 г. N 254-Э/1 (зарегистрирован Министром России 13 ноября 2010 г., регистрационный № 18951).

Соответственно коэффициент индексации подконтрольных расходов на 2025 г. составит **1,048**:

$$K_{\text{инд 25г.}} = I_{25} \times \left(1 + K_{\text{эл}} \times \frac{ye_{25} - ye_{24}}{ye_{24}}\right) \times (1 - X_{24});$$

$$\begin{aligned} K_{\text{инд 25г.}} &= 1,058 \times \left(1 + 0,75 \times \frac{1\ 429,94 - 1\ 428,94}{1\ 428,94}\right) \times (1 - 0,01) \\ &= 1,048 \end{aligned}$$

$$K_{\text{инд 25г.}} \approx 1,048$$

1. Учитывая выше изложенное, подконтрольные расходы составят:

$$\text{ПР}_{2025} = 34\ 737,30 \text{ тыс. руб.} * 1,048 = 36\ 403,64 \text{ тыс. руб.}$$

2. НР₁(НР₂₀₂₅) – неподконтрольные расходы на 2025 г. долгосрочного периода регулирования, определяемые методом экономически обоснованных расходов и с учетом результатов анализа хозяйственной деятельности филиала АО за 2023 год, составят **12 868,46 тыс. руб.**, в том числе:

2.4 Аренда имущества

Расходы на 2025 год заявлены филиалом АО «Оборонэнерго» в размере 1 072,13 тыс. руб.

Расходы по данной статье, учтенные для АО «Оборонэнерго» на 2024г., составили 1 114,59 тыс. руб.

В качестве обоснования представлены:

- договор аренды нежилого помещения в г. Пятигорск от 16.01.2023 года №07-СКФ-2023 с ИП Шарабок Ж.Г. на сумму 7 639,13 тыс. руб., проект договора с ИП Шарабок Ж.Г. на сумму 972,44 тыс. руб. Затраты филиала АО по данной статье формируются исходя из доли АУП, приходящейся на ПУ по Республике Дагестан в размере 556,43 тыс. руб.;

- договор аренды нежилого помещения в г. Каспийск от 05.07.2024 года № 5Э-17(292-СКФ-2024) с ИП Магомедов Ш.М. на сумму 515,70 тыс. руб.

Эксперты предлагают учесть затраты в размере **1 072,13 тыс. руб.** по договорам с ИП Магомедов Ш.М. и ИП Шарабок Ж.Г.

2.5 Налоги всего, в том числе:

2.5.3.1 Транспортный налог

Расходы на 2025 год заявлены филиалом АО в размере 28,86 тыс. руб.

Расходы, учтенные на 2024 г. составили 18,84 тыс. руб.

В качестве обоснования представлены:

- расчет авансового платежа по налогу на транспорт на 2025 год.

Эксперты предлагают, учесть расходы на транспортный налог по предложению Филиала АО в размере **28,86 тыс. руб.**

2.5.3.2 Экологические платежи

Расходы на 2025 год не заявлены филиалом АО «Оборонэнерго».

Эксперты предлагают, учесть предложение АО «Оборонэнерго» по данной статье в размере 0,00 тыс. руб.

2.6 Отчисления на социальные нужды (таблица №П1.15)

Расходы на 2025 год по данной статье заявлены филиалом АО в размере 6 443,36 тыс. руб.

Расходы, учтенные на 2024 год составили 6 044,66 тыс. руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы на обязательное социальное страхование на 2025 г. в размере **6 247,54 тыс. руб.**

$20\ 837,58 \text{ тыс. руб.} \times 0,2998 = 6\ 247,54 \text{ тыс. руб.}$

где:

20 837,58 тыс.руб. – затраты на оплату труда,

29,98 % - ставка страховых взносов от затрат на оплату труда.

2.7. Прочие неподконтрольные расходы

2.7.1 Сертификация электрической энергии

Расходы на 2025 год не заявлены филиалом АО «Оборонэнерго».

Эксперты предлагают, учесть предложение АО «Оборонэнерго» по данной статье в размере 0,00 тыс. руб.

2.7.2 Оценка имущества

Расходы на 2025 год заявлены филиалом АО в размере 765,45 тыс. руб.

в том числе:

- госпошлина на регистрацию прав собственности – 660,00 тыс. руб.;
- расходы, связанные с получением выписок из ЕГРН – 36,83 тыс. руб.
- оценка имущественных прав – 68,62 тыс. руб.

В качестве обоснования представлены:

- расчет затрат на получение ЕГРН;
- расчет затрат по оценке имущества;
- расчет затрат на проведение работ по определению рыночной стоимости имущества;
- договор №34-2022 с ООО «ЛАИР» заключенный по процедуре закупок

Эксперты предлагают, учесть расходы на оценку имущества по расчету потребности филиала АО в размере 765,45 тыс. руб.

2.8. Налог на прибыль

Расходы на 2025 год не заявлены филиалом АО «Оборонэнерго».

Эксперты предлагают, учесть предложение АО «Оборонэнерго» по данной статье в размере 0,00 тыс. руб.

2.10. Амортизация

Расходы на 2025 год заявлены филиалом АО «Оборонэнерго» в размере 2 011,66 тыс. руб.

Расходы, учтенные на 2024 г. составили 184,91 тыс. руб.

В качестве обоснования представлена ведомость амортизации основных средств по счетам.

По расчету проведенному в соответствии с пунктом 27 основ ценообразования, эксперты предлагают, учесть расходы на амортизацию по предложению АО в размере **2 011,66 тыс. руб.**

2.11. Прибыль на капитальные вложения

(Таблица № П.1.21)

- прибыль на капитальные вложения по предложению ОА составляет 2 726,54

В качестве обоснования представлена;

- Инвестиционная программа на 2022-2026 года, утвержденная Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан приказом от 08.06.2023 г. № 45-ОД-87/23 на сумму 10,49082 тыс. руб. (без НДС).

Эксперты предлагают, учесть расходы на капитальные вложения по предложению ОАО в соответствии с пунктом № 38 Основ ценообразования в размере не превышающим 12% от НВВ на 2025 год в размере **2 726,54 тыс.руб.**

ИТОГО неподконтрольные расходы составили:

НР₂₀₂₄ = 12 868,46 тыс. руб.

3. Выпадающие доходы за исключением выпадающих доходов, учтенных по п.87 Основ ценообразования

B_i (B_{2025}) – расходы i-го года (2025г.) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2023г.) долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования, определяется по формуле:

$$B_i = B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррип}} + B_i^{\text{распред}}$$

где:

$B_i^{\text{инд}}$ – расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний,

$B_i^{\text{коррип}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год,

$B_i^{\text{распред}}$ - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39](#) Основ ценообразования.

3.1. Расчет недополученного дохода, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком "минус")

Указанные расходы определяются следующим образом:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta PR_i + \Delta HR_i + \Delta Y_i + \Delta HVB_i + PO_i$$

где:

ΔPR_i - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов. Не определяется для случаев, если год ($i-2$) является первым годом долгосрочного периода регулирования;

ΔHP_i - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

ΔY_i - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения;

ΔHVB_i^{cod} - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

ΔPO_i - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.

3.1.1 Корректировка подконтрольных расходов

ΔPR_i – корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется следующим образом:

$$\Delta PR_i = PR_{i-3} \times (K_{uhdi-2}^\phi - K_{uhdi-2})$$

$$K_{uhdi-2}^\phi = (1 - X_{i-2}) \times (1 + I_{i-2}^\phi) \times (1 + IKA_{i-2}^\phi)$$

3.1.2 Корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям:

$$\Delta Y = Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2},$$

$Y_{i-2}, Y_{i-2}^{\text{факт}}$ - плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

3.1.3 Корректировка неподконтрольных расходов

ΔHP_i -корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра $i = 2025$ г., $i - 2 = 2023$ г.:

$$\Delta HP_i = HP_{i-2}^{\text{расх. факт}} - HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$$

$HP_{i-2}^{\text{расх. факт}}$ фактическая величина неподконтрольных расходов,
 $HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$ – плановая величина неподконтрольных расходов.

Эксперты предлагают учесть выпадающие доходы по неподконтрольным расходам АО на 2025 г. в размере 298,34 тыс. руб.:

№	Статья затрат	^{*тыс. руб.}	
		План 2023г.	Факт 2023г.
1	аренда	948,08	925,76
2	налог на имущество	0,00	16,28
3	транспортный налог	17,46	18,32
4	амortизация	219,79	584,01
5	сертификация эл. эн	210,00	144,60
6	прочие услуги непроизводственного характера (COVID-19)	115,30	0,00
7	отчисления на социальные нужды	5 633,11	5 753,11
Итого		7 143,74	7 442,09

$$\Delta HP_{22} = 7 442,09 - 7 143,74 = 298,34 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.4 Корректировка необходимой валовой выручки

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности осуществляется по формуле:

$$\Delta HBB_i = HBB_{i-2} - HBB_{i-2}^{\phi}$$

HBB_{i-2} - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на 2023 год 54 200,56 тыс. руб.,

HBB_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год $i-2$ (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый

исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Фактический объем выручки в части содержания электрических сетей за 2023г. HVB_{23}^{ϕ} :

$$46\ 536,31 - 10\ 326,45 = 36\ 209,85 \text{ тыс. руб.},$$

где:

46 536,31 тыс. руб. – фактическая выручка за 2023 г.,

10 326,45 тыс. руб. – фактические расходы по оплате услуг сетевых организаций за 2023 г.,

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на год 2023г. HVB_{23} :

$$52\ 051,28 + 2\ 149,28 = 54\ 200,56 \text{ тыс. руб.},$$

где:

52 051,28 тыс. руб. – необходимая валовая выручка за 2023 г.,

2 149,28 тыс. руб. – плановые расходы по оплате услуг компенсации потерь за 2023г.,

$$\Delta HVB_{23} = 54\ 200,56 - 36\ 209,85 = 17\ 990,71 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.5 Корректировка необходимой валовой выручке на год i-2 экономии расходов на оплату потерь электрической энергии в соответствии с пунктом 34(3) Основ ценообразования корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию рассчитывается по следующей формуле:

$$PO_i = \left(\mathcal{E}_{i-2}^{onm,\phi} \times \mathcal{C}\Pi_{i-2}^{\phi} \times N - \mathcal{E}_{i-2}^{onm,n.l} \times \mathcal{C}\Pi_{i-2} \times N \right) - \\ - \max(0; N_{i-2}^{ycm} \times \mathcal{E}_{i-2}^{onm\phi} - \Pi_{\phi i-2}) \times \mathcal{C}\Pi_{i-2}^{\phi}$$

где:

PO_i – корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь;

$\Pi_{i-2}^{\phi\text{факт}}$ – величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2= 692,64 тыс. кВт. ч. на 2023г.;

$\mathcal{E}_{i-2}^{OTP.\text{факт}}$ – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2) - том году долгосрочного периода регулирования – 107 853,27 тыс. кВт. ч на 2023 г.;

$\mathcal{E}_{i-2}^{OTP.\text{план}}$ – плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2) - том году долгосрочного периода регулирования – 105 759,09 тыс. кВт. ч. на 2023 г.;

ЦП_{i-2} – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году $i-2$, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям году $i-2 = 2\ 268,42$ руб. на 2023 г.;

$\text{ЦП}_{i-2}^{\text{факт}}$ – фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году $i-2 = 2\ 635,66$ руб. на 2023 г.;

N_{i-2} - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год ($i-2$), в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования = 0,85%;

N - максимальное значение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям из значений уровня потерь электрической энергии, являющихся долгосрочными параметрами регулирования, определенными в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования для долгосрочного периода регулирования, к которому относится 2019 год, и следующих за ним долгосрочных периодов регулирования, но не ранее долгосрочного периода регулирования, к которому относится год, предшествующий на 10 лет году i , за который определяется экономия = 0,85 %.

$$\text{ПО}_{25\text{год}} = \left(\mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.факт}} \times \text{ЦП}_{23\text{год}}^{\text{факт}} \times N - \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.план}} \times \text{ЦП}_{23\text{год}} \times N \right) - \\ \max(0; N_{23\text{год}} \times \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.факт}} \times \Pi_{23\text{год}}^{\text{факт}}) \times \text{ЦП}_{23\text{год}}^{\text{факт}};$$

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{24\text{год}} &= (107\ 853,27 \times 2\ 635,66 \times 0,85\% - 110\ 866,92 \times 2\ 268,42 \\ &\quad \times 0,85\%) - \max(0,85\% \times 107\ 853,27 \times 692,64) \times 2635,66 \\ &= -312,12 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\text{ПО}_{25\text{г}} = -312,12 \text{ тыс. руб.}$$

Итого недополученный доход, связанный с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученный избыток (со знаком "минус"):

$$B_{24}^{\text{ннд}} = \Delta PR_{23} + \Delta HP_{23} + \Delta Y_{23} + \Delta HVB_{23}^{\text{сод}} + \text{ПО}_{23} = (-1\ 669,84) + \\ 298,34 + 0,00 + 17\ 990,71 + (-312,12) = 16\ 307,08 \text{ тыс. руб.}$$

3.2 Корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на ($i-1$)-й год.

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на ($i-1$)-й 2022 год.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i-1}^2 \text{HP}_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}}{\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

НР_{i-2}^{ИП} – 188,99 тыс. руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2022 году;

ИП_{i-2}^{заяв} – 136,67 тыс. руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы АО на 2022 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утверждённой в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

ИП_{i-2}^{факт} – 43,64 тыс. руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы АО за 2022 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования;

$$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 188,99 * \left(\frac{43,64}{136,67} - 1 \right) - 0 = -128,64 \text{ тыс. руб.}$$

B_i^{коррИП} – корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляется в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й 2023 год.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 \text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}}{\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

НР_{i-2}^{ИП} – 219,79 тыс. руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2023 году;

ИП_{i-2}^{заяв} – 219,79 тыс. руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы АО на 2023 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утверждённой в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

ИП_{i-2}^{факт} – 220,96 тыс. руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы АО за 2023 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования;

$$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 219,79 * \left(\frac{220,96}{219,79} - 1 \right) - 0 = 1,17 \text{ тыс. руб.}$$

B_i^{коррИП} – корректировка необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода регулирования, исходя из суммарных плановых

и фактических показателей финансирования мероприятий инвестиционных программ на 2022 - 2023 годы:

$$B_i^{\text{коррИП}} = - 128,64 * 1,059 * 1,08 * 1,058 = - 155,66 \text{ тыс. руб.}$$

3.3 Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов

$B_i^{\text{распред}}$ не определяется для территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, за исключением результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования](#).

Итого расходы 2025 г. долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2023 г.) долгосрочного периода регулирования составят:

$$\begin{aligned} B_{25} &= 16\,307,08 * 1,08 * 1,058 = 18\,633,13 \text{ тыс. руб.} \\ &18\,633,13 - 155,66 = 18\,477,47 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$B_{25} = 18\,633,13 \text{ тыс. руб.}$ (со знаком «плюс»)

$B_i^{\text{коррИП}} = -(-155,66) \text{ тыс. руб.}$ (со знаком «минус»)

4. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 год.

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых филиалу АО для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на период регулирования 2025 год, определена экспертами в размере 67 749,57 тыс. руб., в том числе:

- операционные расходы – 36 403,64 тыс. руб.;
- неподконтрольные расходы – 12 868,46 тыс. руб.;
- корректировка НВВ, связанная с компенсацией расходов (со знаком «плюс») – 18 477,47 тыс. руб.

5. Расчет экономии расходов на оплату потерь э/э 34(3)

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией в соответствии с [пунктом 34\(1\)](#)

настоящего документа ($\Delta\text{ЭП}_j$), определяется в течение периода регулирования для года j исходя из данных за год, относящийся к долгосрочному периоду регулирования, который наступил позднее долгосрочного периода регулирования, в который входит 2019 год, и рассчитывается по формуле:

$$\Delta\text{ЭП}_j = \Delta\text{ЭП}'_j + \Delta\text{ЭП}_{j-2},$$

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году $j-2$, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации ($\Delta\text{ЭП}_{j-2}$), определяется по формуле:

$$\Delta\text{ЭП}_{j-2} = \max (0; N_{j-2}^{\text{уст}} \times W_{oc,j-2} - \Pi_{\phi,j-2}) \times \text{ЦП}_{j-2},$$

$$\Delta\text{ЭП}_{j-2} = \max (0; (0,85\% - 107\,853,27 - 692,64)) * 2,64 = 590,68 \text{ тыс. руб.}$$

где:

$N_{j-2}^{\text{уст}}$ - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определенный в соответствии с [пунктом 40\(1\)](#) настоящего документа в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года $j-2$ 0,85%;

$W_{oc,j-2}$ - фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году $j-2$ (107\,853,27 тыс. кВт·ч);

$\Pi_{\phi,j-2}$ - величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации в году $j-2$ (692,64 тыс. кВт·ч);

ЦП_{j-2} - фактически сложившаяся за год $j-2$ средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (2\,635,66 руб./кВт·ч).

6. Расчёт понижающего (повышающего) коэффициента

$$КНК_i = K_{обi} * \Pi_{корi},$$

где:

$K_{обi}$ – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i (2023 году, определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов,

позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26 октября 2010 г. № 254-э/1 (зарегистрирован Министром России 13 ноября 2010 г., регистрационный N 18951);

$K_{обi}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в году i , используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее обобщенный показатель), который определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электронной сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256.

$\Pi_{корi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый начиная с 2013 г. **2 %.**

$K_{обi}$ на 2025 г. принимается равным **1,2 %** так как фактические данные за 2023 г. достигли планового значения (приложение №6).

$$KHK_i (KHK_{2025}) = 0,6 * 2 \% = 1,2 \%$$

6. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г. с учетом КНК

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых филиалу АО для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на период регулирования 2025 год с учётом понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку филиала АО с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг), рассчитан экспертами в размере **68 964,86** тыс. руб.

Необходимая валовая выручка по оказанию услуг по передаче электрической энергии по сетям филиала АО на 2025 год, рассчитана экспертами в соответствии Методическими указаниями на основании долгосрочных параметров регулирования и составила:

$$\begin{aligned} НВВ_{2025}^{сод} = & 36\,403,64 + 12\,868,46 + 18\,477,47 + 0,00 + 0,00 + 590,68 + \\ & + 624,62 = 68\,964,86 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$НВВ_{2025}^{сод} = **68 964,86** \text{ тыс. руб.}$$

Расчет долгосрочных параметров регулирования на период 2022-2026 годов приведен в приложении № 1.

Показатели	Единица измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Итого НВВ на содержание сетей	тыс. руб.	27 081,20	52 030,92	111 193,88	68 340,24	51 294,62
Итого НВВ на содержание сетей, с учетом корректировки КНК=1,2%	тыс. руб.	27 275,96	52 051,33	111 357,54	68 964,86	51 294,62

7. Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год.

$$НВВ_i^{\text{пот}} = \text{ЦП}_i \times \Pi_i^{\text{пл}} + (1 - d_i) \times \Delta\text{ЭП}_i,$$

где:

ЦП_i - прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i , учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяемая в соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования;

$\Pi_i^{\text{пл}}$ - объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на i -й год долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

$\Delta\text{ЭП}_i$ - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования;

$$\Delta\text{ЭП}_{2023} = 0,00 \text{ тыс.руб.}$$

d_i - доля $\Delta\text{ЭП}_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1. $d_i = 0$

Поступление электрической энергии в сеть – 106,452 млн. кВтч.

Полезный отпуск электрической энергии – 16,015 млн. кВтч.

Потери электроэнергии в сети – 0,9097 млн. кВтч.

то же в % – 0,855 %

$$НВВ_{2025}^{\text{пот}} = \mathcal{E}_{2025}^{\text{пот}} * \text{ЦП}_{2025}$$

$$НВВ_{2025}^{\text{пот}} = 2 764,40 \text{ тыс.руб.}$$

Соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

Филиал АО «Оборонэнерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»:

1. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 15 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 30 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 150 МВА.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в

административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА.

(п. 1 в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 20 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 50 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из

следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ трехфазных участков линий электропередачи.
(п. 2 в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владельцу объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

(п. 6 введен [Постановлением](#) Правительства РФ от 30.09.2016 N 989)

К моносетевым организациям относятся территориальные сетевые организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии преимущественно монопотребителю (за исключением управляющей организации, товарищества собственников жилья, жилищного, жилищно-строительного или иного специализированного потребительского кооператива, осуществляющих деятельность в целях оказания потребителям коммунальной услуги по электроснабжению) и (или) гарантирующему поставщику (энергосбытовой организации, энергоснабжающей организации), действующему в интересах таких потребителей, при условии соответствия одному из следующих критериев:

1. доля суммарной максимальной мощности энергопринимающих устройств, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании монопотребителю и технологически

присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период и (или) на основании представленных сетевой организацией документов о величинах максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технологически присоединенных в установленном порядке к сетям такой сетевой организации) составляет не менее 80 процентов суммарной максимальной мощности всех энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства), технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации;

2. суммарный объем электрической энергии, отпущененной из электрических сетей такой сетевой организации в отношении монопотребителя без учета перетока иным потребителям, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период) составляет не менее 80 процентов суммарного объема электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации за указанный период.

Филиал АО «Оборонэнерго» не соответствует критериям отнесения территориальных сетевых организаций, к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя.

Рекомендации.

В целях обеспечения безубыточной деятельности организации, соблюдения норм действующего законодательства филиалу АО «Оборонэнерго» рекомендуется:

1. В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» и приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» вести обязательный раздельный учет доходов и расходов, связанных с оказанием услуг по передаче электроэнергии, предоставлять необходимую информацию по данным раздельного учета.

2. Не допускать экономически необоснованных расходов при осуществлении регулируемой деятельности.

3. Во исполнение Федерального закона Российской Федерации от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении» представить разработанную в соответствии с установленными требованиями программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

4. Обеспечить исполнение Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии,

утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

5. На очередной период регулирования представить приказ об утверждении Министерством энергетики Российской Федерации нормативов технологических потерь электроэнергии в сетях.

6. Соблюдать установленные РСТ Дагестана в соответствии с Методическими указаниями, утвержденными приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 № 1256, уровни надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

7. В соответствии с п.7 статьи 24 Федерального закона от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике, приказа ФАС от 27.07.2022 № 537/22 «О системе отчетности, представляемой в Федеральную антимонопольную службу организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике» и письма Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан от 11.01.2024 № 45-05.6-69/24 «О системе отчетности, представляемой организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования» своевременно представлять отчетные данные о регулируемой деятельности в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с 01.04.2024 г.

8. Соблюдать принятые параметры балансов электрической энергии и мощности и не допускать изменения объемов, принятых в расчетах тарифов на услуги по передаче электрической энергии более, чем на (+) или (-) 5%.

Экспертная группа:

Начальник отдела РЭК

М. Магомедов

Гл. специалист-эксперт отдела РЭК

А. Магомедов

"Расчет НВВ на основе долгосрочных параметров в "2022-2026гг."

АО "Оборонэнерго" на 2025 год

Расчет коэффициента индексации							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026
инфляция	%	3,60%	4,30%	6,00%	7,20%	5,80%	4,00%
индекс эффективности операционных расходов	%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
количество активов	у.е.	1297,51	1322,48	1424,31	1428,94	1429,94	1429,94
индекс изменения количества активов	%	1,14%	1,92%	7,70%	0,33%	0,07%	0,00%
коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
итого коэффициент индексации		1,034	1,047	1,110	1,064	1,048	1,047

Расчет подконтрольных расходов								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1.1	Материальные затраты	тыс.руб.	793,82	3 281,20	3 642,14	3 874,76	4 060,63	4 253,18
1.1.1	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	793,82	3 281,20	3 642,14	3 874,76	4 060,63	4 253,18
1.1.2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	0,00					
1.2	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	10 386,58	15 706,88	18 690,07	19 883,76	20 837,58	21 825,70
1.3	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	349,22	6 383,55	7 085,75	7 538,30	7 899,91	8 274,53
1.3.1	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	940,65	1 666,13	1 849,41	1 967,52	2 061,91	2 159,68
1.3.2	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	101,27	4 736,31	5 257,32	5 593,09	5 861,39	6 139,34
1.3.2.1	услуги связи	тыс.руб.	54,14	68,59	76,14	81,00	84,89	88,91
1.3.2.2	расходы на услуги внедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	19,38	30,84	34,23	36,42	38,17	39,98
1.3.2.3	расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	0,00	17,71	19,66	20,91	21,92	22,96
1.3.2.4	расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.						
1.3.2.5	транспортные услуги	тыс.руб.						
1.3.2.6	прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	27,76	4 619,17	5 127,29	5 454,76	5 716,42	5 987,49
1.3.3	расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	153,91	302,40	335,66	357,10	374,23	391,98
1.3.4	расходы на подготовку кадров	тыс.руб.						
1.3.5	расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	0,00	1 116,20	1 238,98	1 318,11	1 381,34	1 446,84
1.3.6	расходы на страхование	тыс.руб.	17,80	19,45	21,59	22,96	24,07	25,21
1.3.7	другие прочие расходы	тыс.руб.	76,24	209,19	232,20	247,03	258,88	271,16
1.4	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.						
1.5	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	295,95	1 247,32	1 384,53	1 472,95	1 543,61	1 616,81
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	12 766,22	28 285,07	32 651,90	34 737,30	36 403,64	38 129,90

Расчет неподконтрольных расходов								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	0,00					
2.2	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00					
2.3	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00					
2.4	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	540,00	1 224,21	948,08	1 114,59	1 072,13	1 072,13
2.5	Налоги,всего, в том числе:	тыс.руб.			17,46	18,84	45,14	45,14
2.5.1	плата за землю	тыс.руб.	0,00					
2.5.2	налог на имущество	тыс.руб.	0,00				16,28	16,28
2.5.3	прочие налоги и сборы	тыс.руб.	0,00	20,87	17,46	18,84	28,86	28,86
2.6	обязательные страховые отчисления	тыс.руб.	3 126,36	4 774,89	5 633,11	6 044,66	6 247,54	6 543,80
2.7	прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	28,37		325,30	204,87	765,45	765,45
2.8	налог на прибыль	тыс.руб.	1 955,90	506,59	0,00	558,02	0,00	0,00
2.9	выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.					0,00	
2.10	амортизация ОС	тыс.руб.	131,64	188,99	219,79	184,91	2 011,66	2 011,66
2.11	прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	0,00				2 726,54	2 726,54
	Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)	тыс.руб.					4,18%	5,74%
	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс.руб.	5 782,27	6 715,55	7 143,74	8 125,89	12 868,46	13 164,72

Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
3	Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	-15 048,49	-7919,42	12 235,28	68 330,69	19 068,15	0

ИТОГО НВВ на содержание сетей								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
4	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	3 500,00	27 081,20	52 030,92	111 193,88	68 340,24	51 294,62
5	Итого НВВ на содержание сетей с учетом коэффициента надежности и качества КНК =1,2%	тыс.руб.	3 401,32	27 275,96	52 051,33	111 357,54	68 964,86	51 294,62

Таблица П1.15

**Смета расходов на передачу электрической энергии АО "Оборонэнерго" на
2025 год**

тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Предложение ОА на 2024 г.	Предложение Минэнерго на 2024 г.	Предложение ОА на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	2				
1	Сырье, основные материалы				
2	Вспомогательные материалы	0,00	3 874,76	4 092,26	4 060,63
	из них на ремонт	0,00	2 628,86	2 764,19	2 754,97
3	Работы и услуги производственного характера	0,00	1 967,52	2 097,30	2 061,91
	из них на ремонт	0,00	1 694,37	1 806,12	1 775,64
4	Топливо на технологические цели				
5	Энергия				
5.1	Энергия на технологические цели (покупная энергия (таблица П1.12))				
5.2	Энергия на хозяйствственные нужды				
6	Затраты на оплату труда	0,00	19 883,76	21 195,26	20 837,58
	из них на ремонт				
7	Отчисления на социальные нужды		6 044,66	6 443,36	6 247,54
	из них на ремонт				
8	Амортизация основных средств	0,00	184,91	2 011,66	2 011,66
9	Прочие затраты всего, в том числе:	0,00	8 876,60	9 902,57	9 766,35
9.1	Целевые средства на НИОКР				
9.2	Средства на страхование	0,00	22,96	24,48	24,07
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)				
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России,				
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)				
9.6	Другие прочие (проценты по кредитам/займам)				
9.7	Водный налог (ГЭС)				
9.8	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)				
9.8.1	Налог на имущество				
9.8.2	Налог на пользователей автодорог		18,84	28,86	28,86
9.9	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего	-	8 834,80	9 849,24	9 713,43
	в т.ч.				
9.9.1	Арендная плата	0,00	1114,59	1072,13	1072,13
	за здания и сооружения				
9.9.2	Прочие неподконтрольные расходы		204,87	765,45	765,45
	лизинг				
10	Итого расходов	0,00	40 832,22	45 742,41	44 985,67
	из них на ремонт				
11	Расходы долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»)	-	68 330,69	20 775,59	19 068,15
11a	Корректировка подконтрольных расходов		-42,32	-34,41	- 1 669,84
11б	Корректировка неподконтрольных расходов		411,07	775,74	298,34
	Корректировка коммерческий учет				
	Корректировка НВВ содержания		18111,05	19 524,36	17 990,71

11в	Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию		12 338,98	549,36	590,68
11г	Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию		867,04	-348,08	- 312,12
11д	Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов		2 595,88	624,62	2 326,04
12	Корректировка в связи с изменением (неисполнением инвестиционной программы)			-316	- 155,66
13	Экономически-обоснованные доходы		34048,9931		
13	Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	0,00	109 162,91	66 518,00	64 053,81
	в том числе:				
13.1	- электрическая энергия				
13.1.1	производство электроэнергии				
13.1.2	покупная электроэнергия				
13.1.3	передача электроэнергии	0,00	109 162,91	66 518,00	64 053,81
13.2	- тепловая энергия				

НВВ**70 814,66****68 340,24**

Расчет расходов на оплату труда АО "Оборонэнерго" на 2025 год**тыс.руб.**

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Предложение ОА на 2024 г.	Предложение Минэнерго на 2024 г.	Предложение ОА на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	2	3				
1	Численность					
	Численность ППП	чел.		25	26	25
	Численность ППП+АУП	чел.		31	33	31
2	Средняя оплата труда					
2.1	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.		11 342,36	0,00	12 066,77
2.2	Дефлятор по заработной плате			1,06	0,000	1,05
2.3	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.		12 066,77	0,00	12 645,61
2.4	Средняя ступень оплаты					
2.5	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда	руб.		2,26	0,00	2,26
2.6	Среднемесячная тарифная ставка ППП	руб.	0,00	27270,90	0,00	28579,08
2.7	Выплаты, связанные с режимом работы, с условиями труда 1 работника					
2.7.1	процент выплаты	%		12,00	0,00	12,00
2.7.2	сумма выплат	руб.	0,00	3272,51	0,00	3429,49
2.8	Текущее премирование					
2.8.1	процент выплаты	%		75,00	0,00	75,00
2.8.2	сумма выплат	руб.	0,00	22 907,56	0,00	24 006,43
2.9	Вознаграждение за выслугу лет					
2.9.1	процент выплаты	%				
2.9.2	сумма выплат	руб.				
2.10	Выплаты по итогам года					
2.10.1	процент выплаты	%				
2.10.2	сумма выплат	руб.				
2.11	Выплаты по районному коэффициенту и северные надбавки					
2.11.1	процент выплаты	%				
2.11.2	сумма выплат	руб.				
2.12	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	0,00	53 450,97	0,00	56 015,00
3	Расчет средств на оплату труда ППП (включенного в себестоимость)					
3.1	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.				
3.2	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.				
3.3	Итого средства на оплату труда ППП	тыс. руб.	0,000	19 883,760	21 195,260	20 837,579
4	Расчет средств на оплату труда непромышленного персонала (включенного в балансовую прибыль)					
4.1	Численность, принятая для расчета (базовый период - фактическая)	чел.				
4.2	Среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.				
4.3	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.				
4.4	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.				
4.5	Итого средства на оплату труда непромышленного персонала	тыс. руб.				
5	Расчет по денежным выплатам					
5.1	Численность всего, принятая для расчета	чел.				
5.2	Денежные выплаты на 1 работника	руб.				
5.3	Итого по денежным выплатам	тыс. руб.				
6	Итого средства на потребление	тыс. руб.				
7	Среднемесячный доход на 1 работника	руб.				
8	страховые взносы 30%					
9	Обязательное социальное страхование 0,4%	тыс.руб				

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов
АО "Оборонэнерго" на 2025 год**

тыс.руб.

№ п/п		Предложение ОА на 2024 г.	Предложение Минэнерго на 2024 г.	Предложение ОА на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования				
2	Ввод основных производственных фондов				
3	Выбытие основных производственных фондов				
4	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов				
5	Средняя норма амортизации				
6	Сумма амортизационных отчислений			184,91	2011,66
					2011,66

Таблица П1.21.3

Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу электрической энергии АО "Оборонэнерго" на 2025 год

тыс.руб.

№ п/п	Наименование	Предложение ОА на 2024 г.	Предложение Минэнерго на 2024 г.	Предложение ОА на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	2				
1	Прибыль на развитие производства				
	в том числе:				
	- капитальные вложения			2726,54	2726,54
	ВН				
	CH1				
	CH2				
	НН				
2	Прибыль на социальное развитие		1455,84368	1551,88	1525,68
	в том числе:				
	- капитальные вложения				
3	Прибыль на поощрение				
4	Дивиденды по акциям				
5	Прибыль на прочие цели	0,00	17,11	18,24	17,93
	- % за пользование кредитом				
	- услуги банка		17,1111791	18,24	17,93
	- другие (судебные издержки штрафы)				
6	Прибыль, облагаемая налогом	0,00	1472,95	4296,66	1543,61
7	Налоги, сборы, платежи - всего			45,14	16,28
	в том числе:				
	- на прибыль		558,02	0	0
	ВН				
	CH1				
	CH2				
	НН				
	- на имущество			16,28	16,28
	ВН				
	CH1				
	CH2				
	НН				
	- плата за выбросы загрязняющих веществ				
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (за безвозмездно переданное имущество)			28,86	
8	Прибыль от товарной продукции	0,00	2030,97	4296,66	4286,43
	в том числе:				
	ВН				
	CH1				
	CH2				
	НН				

**Экспертное предложение
по расчету необходимой валовой выручки на долгосрочный период
2025-2029 годов для установления тарифов на услуги по передаче
электроэнергии по распределительным сетям ОАО «РЖД»
в лице филиала «Трансэнерго» СП «СКДЭ».**

I.Основание экспертизы.

ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» письмом от 24.04.2024г. № ИСХ-3475/С-КАВ НТЭ обратилось в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с заявлением об установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2025г. (долгосрочный период 2025-2029 гг.), с приложением соответствующих материалов.

ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» письмом от 27.08.2024г. № ИСХ - 7431/С-КАВ НТЭ представило дополнительные материалы к предложениям об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025г. долгосрочного периода 2025-2029 гг.

ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» письмом от 17.10.2024г. № ИСХ - 9181/С-КАВ НТЭ представило дополнительные материалы к предложениям об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025г. долгосрочного периода 2025-2029 гг.

ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» письмом от 21.10.2024г. № ИСХ - 9291/С-КАВ НТЭ представило дополнительные материалы к предложениям об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025г. долгосрочного периода 2025-2029 гг.

В соответствии со ст.19.7.1 КоАП (ФЗ от 31.12.2005 г. №199-ФЗ) организация несёт ответственность за достоверность представленных материалов.

Экспертной группой Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан проведена экспертиза по расчету необходимой валовой выручки для установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» (филиал ОАО РЖД) на 2025г. (долгосрочный период 2024-2025 гг.), с учетом анализа основных технико-экономических показателей за 2023 г.

При проведении экспертизы специалисты отдела руководствовались следующими нормативными актами Российской Федерации:

- Конституцией Российской Федерации, Гражданским, Налоговым кодексами Российской Федерации;
- Федеральным законом Российской Федерации от 26 марта 2003 года №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральным законом «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» от 29.07.1998 № 135-ФЗ (в действующей редакции);
- Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о

внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в действующей редакции);

- Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее Основы ценообразования);

- Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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»;

- Постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденными приказом ФСТ России от 6 августа 2004 года №20-э/2;

- Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям утвержденные приказом ФАС России от 27.05.2022 N 412/22 (далее Методические указания) (в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемыми с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой прибыли, утвержденными приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 года №98-э (далее Методические указания);

- Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256(в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26.10.2010 года №254-э/1;

- Методическими указаниями по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых

организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов, утвержденными приказом ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э (в действующей редакции);

– Правилами принятия Федеральной антимонопольной службой решений об определении (установлении) цен (тарифов) и (или) их предельных уровней в сфере деятельности субъектов естественных монополий и иных регулируемых организаций, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.09.2015 № 941 (в действующей редакции);

– Приказом Минэнерго РФ от 13.12.2011г. №585 «Об утверждение порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»;

- Прочими законами и подзаконными актами, методическими разработками в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию.

При проведении экспертизы во внимание принимались все обосновывающие материалы и расчеты, представленные ОАО.

В соответствии с требованиями Основ ценообразования проведены:

1) оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) на 2025г.;

2) оценка финансового состояния организации за предшествующий период, осуществляющей регулируемую деятельность;

3) анализ основных технико-экономических показателей за предшествующий и расчетный периоды регулирования;

4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;

5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;

7) анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней;

8) анализ соответствия организации **критериям** отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. N 184 "Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям".

Цель экспертизы - выработка рекомендаций по объему экономически обоснованных расходов и предложений по установлению единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Методология работы – экспертиза проводилась методом экономически обоснованных расходов (затрат) на 2025 г. с учетом параметров, установленных в прогнозе социально - экономического развития Российской Федерации на 2025 год, методом по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных расходов, и методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на период 2025-2029 гг.

Результат экспертизы - экспертная оценка экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 г. и плановый период 2025-2029 гг., обеспечение компенсации расходов на услуги по передаче электрической энергии и получение необходимой прибыли.

Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 2010 г., на налоговом учете состоит в межрайонной инспекции ФНС № 25 по Ростовской области с 01.01.2010г.

Реквизиты филиала ОАО «РЖД»:

ИНН – 7708503727, КПП – 7708001001,

почтовый адрес - 344019, РФ, г. Ростов-на-Дону, ул. 14-я линия, д. 45,
тел.: 8(863)259-08-20, сайт - ee@skzd.rzd.ru.

На балансе филиала ОАО «РЖД» находится следующее электротехническое оборудование:

- ПС-110кВ – 5 ед.;
- Однотрансформаторные подстанции 34/0,4 кВ – 21 ед.;
- ТП10/0,4 кВ – 83 ед.;
- ВЛ – 701,45 км;
- КЛ – 33,29 км.

Количество условных единиц, всего 2 313,94 у.е., в том числе:

ВН – 603,00 у.е.; СН1 – 479,09 у.е.; СН2 – 1043,05 у.е.; НН – 188,80у.е

Учет доходов и расходов по видам деятельности

В соответствии с п. 5 Основ ценообразования, регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу, сбыт электрической энергии и технологическое присоединение к электрическим сетям.

2.9. Учет доходов

Формирование в бухгалтерском учете и бухгалтерской (финансовой) отчетности ОАО «РЖД» информации о доходах производится в соответствии с положениями по бухгалтерскому учету «Доходы организации» ПБУ 9/99 и «Учет договоров строительного подряда» (ПБУ 2/2008), утвержденными приказами Минфина России от 6 мая 1999 г. № 32н и от 24 октября 2008 г.

№ 11бн соответственно, с учетом следующих особенностей.

ОАО «РЖД» признает доходы отчетного периода в зависимости от их вида, условий получения и характера своей деятельности доходами от обычных видов деятельности или прочими доходами.

Доходы от обычных видов деятельности ОАО «РЖД» формируются по следующим видам деятельности:

- грузовые перевозки;
- предоставление услуг инфраструктуры;
- предоставление услуг локомотивной тяги;
- пассажирские перевозки в дальнем следовании;
- пассажирские перевозки в пригородном сообщении; ремонт подвижного состава;
- строительство объектов инфраструктуры;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- предоставление услуг социальной сферы;
- прочие виды деятельности.

Доходы от обычных видов деятельности признаются по местам их возникновения и подлежат передаче на отчетную дату по внутрихозяйственным расчетам в вышестоящее подразделение.

Раздельный учет доходов по регулируемым видам деятельности в сфере электроэнергетики, тепло-, водоснабжения и водоотведения осуществляется на статьях доходов классификатора доходов номенклатуры доходов и расходов субъектов естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок.

При государственном регулировании цен и тарифов на продукцию, работы и услуги доходы от обычных видов деятельности ОАО «РЖД» признаются в сумме равной величине установленных государством цен и тарифов.

Доходы, полученные в отчетном периоде, но относящиеся к следующим отчетным периодам, отражаются в составе доходов будущих периодов в порядке, установленном положениями (стандартами) по бухгалтерскому учету.

2.10. Учет расходов

Формирование в бухгалтерском учете и бухгалтерской (финансовой) отчетности ОАО «РЖД» информации о расходах производится в соответствии с положениями по бухгалтерскому учету «Расходы организации» ПБУ 10/99 и «Учет договоров строительного подряда» (ПБУ 2/2008), утвержденными приказами Минфина России от 6 мая 1999 г. № 33н и от 24 октября 2008 г.

№ 11бн соответственно, с учетом следующих особенностей.

ОАО «РЖД» признает расходы отчетного периода в зависимости от их вида, условий осуществления и характера своей деятельности расходами по обычным видам деятельности или прочими расходами.

Расходы по обычным видам деятельности ОАО «РЖД» формируются по следующим видам деятельности;

- грузовые перевозки;
- предоставление услуг инфраструктуры;
- предоставление услуг локомотивной тяги;
- пассажирские перевозки в дальнем следовании;
- пассажирские перевозки в пригородном сообщении;
- ремонт подвижного состава;
- строительство объектов инфраструктуры;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- предоставление услуг социальной сферы;
- прочие виды деятельности.

Раздельный учет расходов по регулируемым видам деятельности в сфере электроэнергетики, тепло-, водоснабжения и водоотведения осуществляется на статьях расходов классификатора расходов номенклатуры доходов и расходов субъектов естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок.

Затраты, связанные с передачей электрической энергии по сетям ОАО «РЖД», подлежащие учету у соответствующего подразделения ОАО «РЖД», определяются в соответствии с Методикой формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «РЖД», утвержденной распоряжением ОАО «РЖД» от 31 декабря 2004 г. № 4418р, с учетом требований номенклатуры доходов и расходов субъектов естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок.

Расходы по обычным видам деятельности признаются по местам их возникновения и в зависимости от отношения к производственному процессу делятся на;

специфические (прямые производственные) расходы; общепроизводственные расходы; общехозяйственные расходы без расходов по содержанию аппарата управления; расходы по содержанию аппарата управления (управленческие расходы); расходы на продажу (комерческие расходы).

Затраты, произведенные в отчетном периоде, но относящиеся к следующим отчетным периодам, отражаются в составе расходов будущих периодов в порядке, установленном положениями (стандартами) по бухгалтерскому учету.

II. Анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» за 2022-2023 гг.

Анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» за 2022 г.

Республиканской службой по тарифам Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» (далее филиал ОАО РЖД) за 2022 г.

Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 2010 г., на налоговом учете состоит в межрайонной инспекции ФНС № 25 по Ростовской области с 01.01.2010г.

Начальник дирекции Карпченко В.И

Реквизиты филиала ОАО «РЖД»:

ИНН – 7708503727, КПП – 7708001001,

почтовый адрес - 344019, РФ, г. Ростов-на-Дону, ул. 14-я линия, д. 45, тел.: 8(863)259-08-20, сайт - ee@skzd.rzd.ru.

Анализ выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности формы 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 за 2022г. и дополнительных материалов представленных для проведения анализа.

Организация несет ответственность за достоверность предоставленной информации.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единими (котловыми) тарифами на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, установленным постановлением РСТ Дагестана от 27.12.2021 г. № 137.

Согласно приказу об учётной политике, филиал ОАО РЖД относит расходы по передаче электрической энергии в соответствии с Методикой формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО РЖД, утвержденной распоряжением ОАО «РЖД» от 07.08.2012г. № 1599 Д, т.е. пропорционально доле полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям от общего объема полезного отпуска по сетям ОАО «РЖД».

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

На балансе филиала ОАО «РЖД» находится следующее электротехническое оборудование:

- ПС-110кВ – 5 ед.;
- Однотрансформаторные подстанции 34/0,4 кВ – 21 ед.;
- ТП10/0,4 кВ – 83 ед.;
- ВЛ – 701,39 км;
- КЛ – 33,20 км.

Количество условных единиц, всего 2 313,52 у.е., в том числе:

ВН – 603,0 у.е.; CH1 – 479,09 у.е.; CH2 – 1 043,05 у.е.; НН – 188,61 у.е

1.Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии, актов компенсации потерь электроэнергии, актов поставки по единым (котловым) тарифам для конечных потребителей, отчета форма № 46-ЭЭ за 2022 г. показал следующее:

- поступление электрической энергии в сеть по актам оказания услуг по передаче электроэнергии составило 51 072,98 тыс. кВтч, что составляет 115,70 %, от принятого при расчете тарифа.

- фактический полезный отпуск электрической энергии по данным интегральных актов составляет 44 836,97 тыс. кВтч, что составляет 113,34 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- полезный отпуск электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (сальдо-переток) по актам оказания услуг по передаче электроэнергии – 22 971,75 тыс. кВтч, что составляет 128,93 % от принятого при расчете тарифа,

- по конечным потребителям – 21 865,22 тыс. кВтч, что составляет 100,57 %, от принятого при расчете тарифа,

- фактические потери электрической энергии по актам компенсации потерь электроэнергии – 6 236,01 тыс. кВтч, что составляет 12,21% от поступления электрической энергии в сеть при плане 10,48%.

2.Финансовые показатели

Анализ финансовых показателей ОАО выполнен на основе представленной бухгалтерской отчетности по формам №1(бухгалтерский баланс), 2,3,4,5, обязательной статистической отчетности по формам №: 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа.

Выручка ОАО за 2022 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии составила в размере 38 129,22 тыс. руб., что составляет 96,48 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- по единым (котловым) тарифам от конечных потребителей в размере 38 129,22 тыс. руб., что составляет 96,48 %, от принятого при расчете тарифа,

Всего расходы ОАО по регулируемому виду деятельности за 2022 год составили в размере 71 691,16 тыс. руб., что составляет 253,53 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- на оплату услуг сетевых организаций в размере 11 162,87 тыс. руб., что составляет 107,29 %, от принятого при расчете тарифа,

- на покупку энергии на технологические цели (потери) – 13 182,84 тыс. руб., что составляет 144,64 %, от принятого при расчете тарифа,

- расходы на НВВ содержание в размере 58 508,32 тыс. руб., что составляет 305,33 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

1) Превышение фактических расходов над плановыми расходами на передачу электрической энергии составили в размере 23 549,55 тыс. руб., в том числе по статьям:

- вспомогательные материалы	- 2 655,48 тыс. руб.,
в том числе:	
- капитальный ремонт	- 1 685,00 тыс. руб.;
- текущий ремонт	- 55,48 тыс. руб.;
- ГСМ	- 915,00 тыс. руб.
- работы и услуги производственного характера	- 1 295,98 тыс. руб.,
в том числе:	
- тек. ремонт ОС	- 268,00 тыс. руб.;
- обслуживание АСКУЭ	- 745,98 тыс. руб.;
- услуги метрологии	- 135,00 тыс. руб.;
- обслуживание оргтехники	- 9,00 тыс. руб.;
- прочие услуги	- 138,00 тыс. руб.
- затраты на оплату труда	- 8 893,66 тыс. руб.,
- отчисления на социальные нужды	- 2 540,13 тыс. руб.,
- амортизация	- 6 276,92 тыс. руб.;
- прочие расходы, всего	- 1 585,51 тыс. руб.,
в том числе:	
- транспортный налог	- 10,00 тыс. руб.;
- страхование	- 71,99 тыс. руб.;
- услуги вневедомственной охраны	- 482,64 тыс. руб.;
- командировочные	- 342,61 тыс. руб.;
- услуги связи	- 20,80 тыс. руб.;

- обучение и подготовка кадров
- медосмотр
- техобслуживание и ремонт транспорта
- выплаты по нетрудоспособности
- оплата проезда работников
- изобретательство и рационализация
- прочие
- расходы из прибыли
 - в том числе:
 - налог на прибыль
 - расходы по агентскому договору

2) Не полностью освоенные средства составили 757,49 тыс. руб., в том числе по статьям:

- кап. ремонт ОС
- электроэнергия на хоз. нужды
- прочие расходы, всего
 - в том числе:
 - охрана труда ТБ
 - сертификация электроэнергии
 - канцтовары
 - информационные услуги
 - услуги ОАО «ФСК ЕЭС»
- расходы из прибыли
 - в том числе:
 - услуги банка
 - прочие неподконтрольные расходы
 - налог на имущество
 - выплаты по коллективному договору

Убытки ОАО по итогам 2022 г. составили 42 824,16 тыс. руб., которые связаны с расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

Анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» за 2023 г.

Республиканской службой по тарифам Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» (далее филиал ОАО РЖД) за 2023 г.

Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 2010 г., на налоговом учете состоит в межрайонной инспекции ФНС № 25 по Ростовской области с 01.01.2010г.

Начальник дирекции Карпченко В.И

Реквизиты филиала ОАО «РЖД»:

ИНН – 7708503727, КПП – 7708001001,

почтовый адрес - 344019, РФ, г. Ростов-на-Дону, ул. 14-я линия, д. 45, тел.: 8(863)259-08-20, сайт - ee@skzd.rzd.ru.

Анализ выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности формы 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 за 2023г. и дополнительных материалов представленных для проведения анализа.

Организация несет ответственность за достоверность предоставленной информации.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единими (котловыми) тарифами на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, установленным приказом Министерства энергетики и тарифов республики Дагестан от 31.01.2023 г. № 45-ОД-10/23.

Согласно приказу об учётной политике, филиал ОАО РЖД относит расходы по передаче электрической энергии в соответствии с Методикой формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО РЖД, утвержденной распоряжением ОАО «РЖД» от 07.08.2012г. № 1599 Д, т.е. пропорционально доле полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям от общего объема полезного отпуска по сетям ОАО «РЖД».

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

На балансе филиала ОАО «РЖД» находится следующее электротехническое оборудование:

- ПС-110кВ – 5 ед.;
- Однотрансформаторные подстанции 34/0,4 кВ – 21 ед.;
- ТП10/0,4 кВ – 83 ед.;
- ВЛ – 701,46 км;
- КЛ – 33,29 км.

Количество условных единиц, всего 2 313,94 у.е., в том числе:

ВН – 603,00 у.е.; СН1 – 479,09 у.е.; СН2 – 1 043,05 у.е.; НН – 188,80 у.е

1.Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии, актов компенсации потерь электроэнергии, актов поставки по единым (котловым) тарифам для конечных потребителей, отчета форма № 46-ЭЭ за 2023 г. показал следующее:

- поступление электрической энергии в сеть по актам оказания услуг по передаче электроэнергии составило 53 680,87 тыс. кВтч, что составляет 113,04 %, от принятого при расчете тарифа.

- фактический полезный отпуск электрической энергии по данным интегральных актов составляет 47 296,93 тыс. кВтч, что составляет 112,91 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- полезный отпуск электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (сальдо-переток) по актам оказания услуг по передаче электроэнергии – 24 233,09 тыс. кВтч, что составляет 121,77 % от принятого при расчете тарифа,

- по конечным потребителям – 23 063,83 тыс. кВтч, что составляет 104,88 %, от принятого при расчете тарифа,

- фактические потери электрической энергии по актам компенсации потерь электроэнергии – 6 561,42 тыс. кВтч, что составляет 12,18% от поступления электрической энергии в сеть при плане 12,21%.

2.Финансовые показатели

Анализ финансовых показателей ОАО выполнен на основе представленной бухгалтерской отчетности по формам №1(бухгалтерский баланс), 2,3,4,5, обязательной статистической отчетности по формам №: 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа.

Выручка ОАО за 2023 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии составила в размере 57 009,21 тыс. руб., что составляет 105,52 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- по единым (котловым) тарифам от конечных потребителей в размере 47 498,69 тыс. руб., что составляет 102,85 %, от принятого при расчете тарифа,

- от ПАО «Россети Северный Кавказ» в размере 9 510,52 тыс. руб., что составляет 121,26 %, от принятого при расчете тарифа.

Всего расходы ОАО по регулируемому виду деятельности за 2023 год составили в размере 89 627,73 тыс. руб., что составляет 165,90 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- на покупку энергии на технологические цели (потери) – 17 142,24 тыс. руб., что составляет 129,75 %, от принятого при расчете тарифа,

- расходы на НВВ содержание в размере 72 485,49 тыс. руб., что составляет 177,60 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

1) Превышение фактических расходов над плановыми расходами на передачу электрической энергии составили в размере 35 324,32 тыс. руб., в том числе по статьям:

- | | |
|---|--|
| - вспомогательные материалы
в том числе:
- текущий ремонт
- ГСМ | - 5 417,18 тыс. руб.,

- 3 707,18 тыс. руб.;
- 1 710,00 тыс. руб. |
| - работы и услуги производственного характера
в том числе:
- тек. ремонт ОС
- обслуживание АСКУЭ
- услуги метрологии
- обслуживание оргтехники | - 2 032,82 тыс. руб.,

- 319,00 тыс. руб.;
- 1 631,82 тыс. руб.;
- 62,00 тыс. руб.;
- 20,00 тыс. руб. |
| - электроэнергия на хоз. нужды
- затраты на оплату труда
- отчисления на социальные нужды
- амортизация
- прочие расходы, всего | - 717,72 тыс. руб.,
- 13 616,61 тыс. руб.,
- 3 900,40 тыс. руб.,
- 9 687,94 тыс. руб.,
- 1 667,37 тыс. руб., |
| в том числе:
- транспортный налог
- страхование
- услуги вневедомственной охраны
- командировочные
- услуги связи
- обучение и подготовка кадров
- медосмотр
- техобслуживание и ремонт транспорта
- выплаты по нетрудоспособности
- оплата проезда работников
- изобретательство и рационализация
- оплата услуг ФСК | - 2,56 тыс. руб.;
- 86,19 тыс. руб.;
- 705,11 тыс. руб.;
- 440,06 тыс. руб.;
- 22,86 тыс. руб.;
- 117,51 тыс. руб.;
- 181,12 тыс. руб.;
- 3,00 тыс. руб.;
- 53,89 тыс. руб.;
- 16,00 тыс. руб.;
- 16,00 тыс. руб.;
- 23,05 тыс. руб.
- 317,10 тыс. руб., |
| - расходы из прибыли
в том числе:
- налог на прибыль
- расходы по агентскому договору
- путевки и выплаты по кол. договору | - 8,20 тыс. руб.;
- 238,00 тыс. руб.;
- 70,90 тыс. руб. |

2) Не полностью освоенные средства составили 2 726,89 тыс. руб., в том числе по статьям:

- | | |
|--|---|
| - вспомогательные материалы
в том числе:
- кап. ремонт ОС
- сертификация электроэнергии | - 2 635,00 тыс. руб.,

- 2 556,92 тыс. руб.,
- 78,08 тыс. руб. |
| - прочие расходы, всего
в том числе: | - 28,33 тыс. руб., |

- охрана труда ТБ	- 2,84 тыс. руб.;
- канцтовары	- 13,91 тыс. руб.;
- информационные услуги	- 3,44 тыс. руб.;
- пожарная безопасность	- 8,14 тыс. руб.
- расходы из прибыли	- 63,55 тыс. руб.,
в том числе:	
- услуги банка	- 53,55 тыс. руб.;
- налог на имущество	- 10,00 тыс. руб.

Убытки ОАО по итогам 2023 г. составили 32 618,52 тыс. руб., которые связаны с расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

III. Расчет необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» на 2025 год.

Необходимая валовая выручка (далее НВВ) на услуги по передаче электрической энергии, рассчитана с применением метода экономически обоснованных расходов на 2025 год согласно Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденным приказом ФСТ России от 6 августа 2004 года №20-э/2 и Методическими указаниями по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов, утвержденными приказом ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э (в действующей редакции).

На 2025-2029 гг., НВВ рассчитана методом долгосрочной индексации в соответствии с требованиями Методических указаний по расчету регулируемых тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки утвержденных приказом ФСТ России от 17.02.2012 N 98-э (далее Методические указания).

Расчет приведен в таблицах № П.1.15, № П.1.16, № П.1.17, № П.1.21.3 и приложениях № 1-6

Таблица № П.1.15

2. Вспомогательные материалы.

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 6 488,16 тыс.руб., в том числе:

- прочие расходы на инструменты и материалы в размере 4 534,25 тыс.руб.;
- ГСМ в размере 1 953,51 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 5 891,00 тыс.руб., в том числе:

- на прочие расходы на инструменты и материалы в размере 3 164,00 тыс.руб.;
- на ГСМ в размере 1 710,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 422,89 тыс.руб., в том числе:

- на текущий ремонт в размере 502,93 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- расчет на приобретение спецодежды;
- расчет фактических расходов на ГСМ;
- расшифровка расчета инструментов и материалов по договорам заключенным на торговых площадках.

Эксперты предлагают, учесть расходы на вспомогательные материалы в размере 7 959,29 тыс.руб., в том числе:

- прочие расходы на инструменты и материалы в размере 6 005,38 тыс.руб., с учетом перенесенных из амортизации расходов на спецодежду в размере 1 526,21 тыс.руб.;
- ГСМ в размере 1 953,51 тыс.руб., так как цена на ГСМ ниже статистических данных Дагстат.

$$6\ 005,38 + 1953,51 = 7\ 959,29 \text{ тыс.руб.}$$

3.«Работы и услуги производственного характера»

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 29 428,46 тыс.руб., в том числе:

- на капитальный ремонт ОС в размере 21 740,16 тыс.руб.;
- обслуживание и ремонт зданий, сооружений автотранспорта в размере 364,64 тыс.руб.;
- охрана труда в размере 10,28 тыс.руб.;
- обслуживание АИСКУЭ в размере 2 448,54 тыс.руб.;

- метрология в размере 70,84 тыс.руб.;
- установка приборов учета в размере 3 670,79 тыс.руб.;
- сервисное обслуживание оргтехники в размере 22,8 тыс.руб.;
- уборка производственных помещений в размере 153,11 тыс.руб.;
- сертификация электрической энергии в размере 947,25 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- акты обследования объектов основных средств;
- акты о продлении назначенного срока службы объектов основных средств;
 - локальные сметы на проведение капитального ремонта объектов основных средств;
 - инвентарные карточки учета объектов;
 - план-график капитального ремонта электросетевого хозяйства на 2025-2029гг.;
 - расчет фактических затрат на обслуживание и ремонт зданий, сооружений автотранспорта по договорам заключенным в результате проведенным открытым аукционам № 2030/ОКЭ-ЦАТ/22/6/1 от 30.12.2022г., № 4720/ОАЭ-ТЭ/22/1/1 от 05.12.2022г.;
 - расшифровка фактических расходов по обслуживанию АИИС КУЭ;
 - договор № 1339/ОКЭ-ТЭ/21/1/1 от 25.02.2022 г. проведенный по торгам;
 - протокол заседания конкурсной комиссии;
 - акт сдачи/приемки услуг по договор № 1339/ОКЭ-ТЭ/21/1/1 от 25.02.2022 г.;
 - расшифровка фактических расходов по метрологическому обследованию;
 - договор № 296/ОКЭ-ТЭ/22/3/1 от 29.04.2022 г. проведенный по торгам;
 - протокол заседания конкурсной комиссии;
 - акт сдачи/приемки услуг по договор № 296/ОКЭ-ТЭ/22/3/1 от 29.04.2022 г.;
 - договор № 5263289 от 04.05.2023 г., с ООО ФБУ «Дагестанский ЦСМ» на оказание услуг метрологических по проверке средств измерения;
 - коммерческие предложения по приборам учета;
 - акты обследования приборов учета;
 - план установки приборов учета на 2025-2029гг.;
 - ведомость расчета текущей стоимости;
 - письмо ФСТ по сертификации электроэнергии от 17.017.2012 г. № ЕП-5560/12;
- письмо Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) по сертификации электроэнергии от 30.10.2012 г. № 120/30-2577;

- расшифровка фактических расходов по сертификации электроэнергии;
- расшифровка фактических расходов по проведению инспекционного контроля за сертификацией электроэнергии;
- договор 131/ОКЭ-ТЭ/21/1/1 от 09.06.2021 г. по сертификации электроэнергии;
- протокол заседания конкурсной комиссии;
- акты сдачи/приемки услуг;
- сертификат соответствия;
- решение органа по сертификации электроэнергии;

Фактические расходы за 2023 год составили 7 736,00 тыс.руб., в том числе:

- капитальный ремонт ОС в размере 4 591,00 тыс.руб.;
- обслуживание и ремонт зданий, сооружений автотранспорта в размере 319,00 тыс.руб.;
- охрана труда в размере 9,00 тыс.руб.;
- обслуживание АИСКУЭ в размере 2 145,00 тыс.руб.;
- метрология в размере 62,00 тыс.руб.;
- обслуживание и ремонт оргтехники в размере 20,00 тыс.руб.;
- уборка производственных помещений в размере 134,00 тыс.руб.;
- на сертификацию электрической энергии в размере 456,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 3 825,62 тыс.руб., в том числе:

- на капитальный ремонт ОС в размере 2 714,02 тыс.руб.;
- на обслуживание АИСКУЭ в размере 544,71 тыс.руб.;
- на сертификацию электрической энергии в размере 566,90 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы на работы и услуги производственного характера в размере 13 775,37 тыс.руб., в том числе:

- на капитальный ремонт ОС в размере 9 764,80 тыс.руб., с учетом доли затрат на передачу электрической энергии 45,48%.;
- обслуживание и ремонт зданий, сооружений автотранспорта в размере 364,64 тыс.руб.;
- охрана труда в размере 10,28 тыс.руб.;
- обслуживание АИСКУЭ в размере 2 448,54 тыс.руб., так как предлагаемая сумма ниже расчетной.;
- метрология в размере 59,07 тыс.руб.;
- установка приборов учета в размере 237,20 тыс.руб., с распределением затрат на 2025-2029гг. и ценами по приказу Министерства энергетики и тарифов от 19.12.23г. №45-ОД-294/23;
- сервисное обслуживание оргтехники в размере 22,80 тыс.руб.;
- уборка производственных помещений в размере 0,00 тыс.руб.;
- сертификация электрической энергии в размере 868,12 тыс.руб.

$9\ 764,80 + 364,64 + 10,28 + 2\ 448,54 + 59,07 + 237,20 + 22,80 + 0,00 + 868,12$
= 13 775,37 тыс.руб.

5. «Электроэнергия на хозяйствственные нужды»

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 1 607,65 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- расчет расходов на электроэнергию на хозяйствственные нужды;
- расшифровка объемов расхода электроэнергии по структурным подразделениям;
- отчет о покупке по договорам с поставщиками электроэнергии;
- договор купли-продажи электрической энергии (мощности) от 30.08.2005 г. № 160/011-Р/128д-05;
- реестр счетов-фактур и актов по покупке электрической энергии;
- счета-фактуры и акты приема-передачи электрической энергии (мощности);
- реестр платежных поручений по покупке электрической энергии;
- платежные поручения по покупке электрической энергии;
- помесячная расшифровка объемов расхода электроэнергии по структурным подразделениям.

Фактические расходы за 2023 год составили 1 389,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 712,20 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты электроэнергии на хозяйственные нужды по предложению ОАО в размере 1 607,65 тыс.руб., в связи с тем что по расчетам экспертов затраты выше предлагаемых ОАО.

6. «Затраты на оплату труда» (таблица П1.16).

По предложению ОАО расходы на 2025 год составили 34 172,72 тыс.руб., при численности 41 чел. и среднемесячной оплаты труда на одного работника 69 456,75 руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 27 128,00 тыс.руб., при численности 41 чел. и среднемесячной оплаты труда на одного работника 53 825,40 руб.

Плановые расходы на 2024 год составили 14 341,52 тыс.руб., при численности 42 чел. и среднемесячной оплаты труда на одного работника 28 641,96 руб.

Эксперты предлагают учесть:

6.1. Численность персонала.

Численность персонала для расчета предлагается учесть по предложению ОАО в количестве 41 чел.

6.2. Ступень оплаты труда.

Среднюю ступень оплаты труда ППП предлагается учесть на уровне 7 разряда, соответственно средний тарифный коэффициент 2,50.

6.3. Тарифная ставка

Эксперты предлагают учесть тарифную ставку рабочего первого разряда, с учетом Отраслевого тарифного соглашения в электроэнергетике РФ на 2022-2024 гг., с учетом ИПЦ МЭР РФ на 2024-2025 гг. в размере 1,080 и 1,058.

В связи с выше изложенным эксперты предлагают для расчета затрат на оплату труда принять среднюю тарифную ставку рабочего первого разряда на 2025 год в размере 11 892,96 руб.

$$11\ 892,96 \times 1,080 = 12\ 582,75 \text{ руб.}$$

Среднемесячная ставка ППП с учетом средней ступени оплаты труда составить $11\ 892,96 \times 2,5 = 31\ 456,88$ руб.

Среднемесячная заработная плата с учетом всех выплат составит 57 526,77 руб.

Эксперты предлагают, учесть фонд оплаты труда в размере 28 303,17 тыс.руб., с учетом предлагаемой численности ОАО на 2025 г. в количестве 41 чел. и среднемесячной зарплаты 57 526,77 руб.

Итого расходы на оплату труда предлагается учесть в размере 28 303,17 тыс.руб.

$$(57\ 526,77 \text{ руб.} \times 41 \text{ чел.} \times 12 \text{ мес.}) / 1000 = 28\ 303,17 \text{ тыс.руб.}$$

7. «Обязательное социальное страхование»

(вступило в действие с 01.01.2010г. вместо единого социального налога (ЕСН) на основании Федерального закона от 24.07.2009г. №212-ФЗ)

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 г., составили 4 359,82 тыс. руб.

Эксперты предлагают учесть отчисления на социальные нужды в размере **8 490,95 тыс. руб.:**

$$28\ 303,17 \text{ тыс. руб.} \times 0,30 = \mathbf{8\ 490,95} \text{ тыс. руб.}$$

8. «Амортизация основных средств»

Фактические расходы за 2023 год составили 13 239,22 тыс.руб.

По предложению ОАО на 2025 год расходы на амортизацию основных средств составили 12 384,66 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 11 576,00 тыс.руб. Эксперты предлагают, учесть расходы на амортизацию основных средств в размере 10 858,45 тыс.руб., с исключением из амортизации спецодежды СИЗ в размере 1 526,21 и переноса их в операционные расходы, с учетом

максимального срока полезного использования активов (в соответствии с ПП РФ от 11.06.2014 г. №542 и ПП РФ от 29.12.2011 г.№1178 по представленной ведомости амортизации основных средств, отнесенных на осуществление передачи электрической энергии по сетям филиала ОАО РЖД по факту 2023 г.

$$12\ 384,66 \text{ тыс.руб.} - 1\ 526,21 \text{ тыс.руб.} = \mathbf{10\ 858,45 \text{ тыс.руб.}}$$

9. Прочие затраты

Расчеты приведены в табл.П1.15 и приложении № 4.

9.2. Средства на страхование.

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 102,84 тыс.руб.,

В качестве обоснования представлены страховые полюса.

Фактические расходы за 2023 год составили 90,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 4,47 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты по предложению в размере 102,84 тыс.руб.

9.4. Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи)

9.4.2. Налог на пользователей автодорог

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 8,00 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- копия налоговой декларации по транспортному налогу за 2023г.,
- расшифровка транспортного налога.

Фактические расходы за 2023 год составили 8,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 10,00 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы на транспортный налог по предложению ОАО в размере 8,00 тыс.руб.

9.8. Другие затраты относимые на себестоимость продукции

9.8.2.Оплата работ и услуг сторонних организаций

9.8.2.1.Услуги связи

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 31,99 тыс.руб.

В качестве обоснования представлен договор с ООО «Оптика-ТелеКом» № 411/20 от 01.03.2020 г., и акты к договору.

Фактические расходы за 2023 год составили 28,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 5,77 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на услуги связи по предложению ОАО на 2025 год в размере 31,99 тыс.руб.

9.8.2.2.Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства

9.8.2.2.1.Расходы на услуги вневедомственной охраны

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 891,26 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены договора:

- договор №447/ОАЭ/23/1/1 от 27.03.2023 г. с ООО ЧОП «СИСТЕМА» заключенный по открытому аукциону,
- договор №672/ОАЭ/22/1/1 от 18.03.2022 г. с ООО ЧОО «СКИФ» заключенный по открытому аукциону,
- акты о выполненных работах по договорам.

Фактические расходы за 2023 год составили 780,00 тыс.руб.

Расходы учтенные в НВВ на 2024 год составили 66,79 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на услуги вневедомственной охраны в размере 890,85 тыс.руб.

9.8.2.2.2.Расходы на услуги коммунального хозяйства

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 4,58 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены договора:

- договор № 4/000171/A/-РО от 14.04.2023 г. с МБУ «Махачкала-1» на предоставление услуг по обращению с твердыми коммунальными отходами;

Фактические расходы за 2023 год составили 4,00 тыс.руб.

Расходы учтенные в НВВ на 2024 год составили 12,70 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на услуги коммунального хозяйства по предложению ОАО на 2025 год в размере 4,58 тыс.руб.

9.8.2.3.Расходы на юридические и информационные услуги

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 2,29 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 2,0 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 5,77 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на юридические и информационные услуги по предложению ОАО на 2020 год в размере 2,29 тыс.руб.

9.8.2.4. Прочие услуги сторонних организаций

По предложению ОАО на 2022 год расходы составили 798,35 тыс.руб. в том числе:

- расходы на проживание вне места жительства работникам постоянно работающим в пути следования – работники, имеющие разъездной характер работы в размере 629,59 тыс.руб.;
- оплата услуг ФСК в размере 128,77 тыс.руб.;

- оплата работникам за проезд в размере 18,28 тыс.руб.;
 - обслуживание и текущий ремонт здания в размере 3,43 тыс.руб.;
 - изобретательство и рационализация в размере 18,28 тыс.руб.
- Эксперты предлагают не учитывать затраты по вышеизложенным расходам на 2025 г.

9.8.3. Расходы на командировки и представительские

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 540,47 тыс.руб.

В качестве обоснования представлена расшифровка расходов по авансовым платежам.

Фактические расходы за 2023 год составили 473,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 34,96 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на командировки в размере 463,74 тыс.руб.

9.8.4. Расходы на подготовку кадров

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 171,40 тыс.руб.

В качестве обоснования представлен договор № 5247921 от 12.04.2023 г. с Махачкалинским филиалом Московского автомобильно-дорожного государственного технического университета (МАДИ) на предоставление образовательных услуг, акты оказания услуг.

Фактические расходы за 2023 год составили 150,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 34,38 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на подготовку кадров в размере 114,29 тыс.руб.

9.8.5. Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 316,51 тыс.руб., в том числе:

- медицинский осмотр в размере 290,23 тыс.руб.,
- мероприятия по охране труда и ТБ в размере 5,71 тыс.руб.,
- пожарная безопасность в размере 20,57 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены договора:

- договор №5172767 от 08.02.2023 г., с ГБУ « Карабудахкентская центральная районная больница», акты оказания услуг;
- договор №5172918 от 08.02.2023 г., с ГБУ « Каякентская центральная районная больница», акты оказания услуг;
- договор №5263240 от 05.05.2023 г., с ЧУЗ «КБ РЖД-Медицина», акты оказания услуг;
- договор №5087987 от 26.12.2022 г., с ЧУЗ «КБ РЖД-Медицина», акты оказания услуг;

Фактические расходы за 2023 год составили 277,00 тыс.руб., в том числе:

- медицинский осмотр в размере 254,00 тыс.руб.,
- мероприятия по охране труда и ТБ в размере 5,00 тыс.руб.,
- пожарная безопасность в размере 18,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 94,32 тыс.руб., в том числе:

- медицинский осмотр в размере 77,36 тыс.руб.,
- мероприятия по охране труда и ТБ в размере 8,32 тыс.руб.,
- пожарная безопасность в размере 8,64 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы по обеспечению нормальных условий труда и мер по технике безопасности по в размере 219,33 тыс.руб., в том числе:

- медицинский осмотр в размере 193,05 тыс.руб.,
- мероприятия по охране труда и ТБ в размере 5,71 тыс.руб.,
- пожарная безопасность в размере 20,57 тыс.руб.

9.8.6. Другие прочие расходы

9.8.6.2. Выплаты пособия по временной нетрудоспособности

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 133,70 тыс.руб.
Фактические расходы за 2023 год составили 117,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 66,98 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы в размере 133,70 тыс.руб.

10. Расчет балансовой прибыли (Таблица № П.1.21.3)

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 238,72 тыс.руб.
Фактические расходы за 2023 год составили 211,79 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 1 591,40 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть прибыль от товарной продукции в размере 238,72 тыс.руб., в том числе:

1. Подконтрольные расходы из прибыли

Эксперты предлагают, учесть расходы по статье в размере 172,57 тыс.руб., в том числе:

5. Прибыль на прочие цели, в том числе:

- услуги банка

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 7,40 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 6,48 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 63,72 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на услуги банка по предложению ОАО в размере 7,40 тыс.руб.

- другие (с расшифровкой)

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 165,17 тыс.руб. в том числе;

- путевки работникам и их детям в размере 28,99 тыс.руб.,
- прочие выплаты по коллективному договору в размере 136,18 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 144,55 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 78,18 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты по предложению ОАО в размере 165,17 тыс.руб.

2. Неподконтрольные расходы из прибыли

6. Налоги, сборы, платежи, в том числе:

Налог на прибыль

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 43,14 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 37,76 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 300,34 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть налог на прибыль по предложению ОАО в размере 43,14 тыс.руб.

Налог на имущество

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 23,00 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- копия налоговой декларации по налогу на имущество за 2023г.,
- расшифровка налога на имущество по ставкам 1,6% и 2,2%,
- расчет налога на имущество.

Фактические расходы за 2023 год составили 23,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 26,00 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы на налог на имущество по предложению ОАО в размере 23,00 тыс.руб.

ИТОГО неподконтрольные расходы составили:

$$HP_{2025} = 19\ 423,54 \text{ тыс. руб.}$$

**Выпадающие доходы за исключением выпадающих доходов,
учтенных по п.87 Основ ценообразования**

B_i (B_{2025}) – расходы i-го года (2025 года) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со

знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2023 года) долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования, , определяется по формуле:

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \times (1 + I_{i-1}) \times (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}$$

где:

$B_i^{\text{инд}}$ – расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.),

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год,

I_{i-1} – индекс потребительских цен, определенный на i-1 год,

$B_i^{\text{распред}}$ - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39](#) Основ ценообразования.

3.1. Расчет недополученного дохода, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком "минус")

Указанные расходы определяются следующим образом:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta PR_i + \Delta HR_i + \Delta Y_i + \Delta HVB_i + PO_i$$

где:

$\Delta\text{ПР}_i$ - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов;

$\Delta\text{НР}_i$ - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

$\Delta\text{У}_i$ - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального [закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ](#) "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу [постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246](#) "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения;

$\Delta\text{НВВ}^{cod}_i$ - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

ПО_i - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.

3.1.1 Корректировка подконтрольных расходов

$\Delta\text{ПР}_i$ - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется следующим образом:

$$\Delta\text{ПР}_i = \text{ПР}_{i-3} \times (K_{uhdi-2}^\phi - K_{uhdi-2})$$

$$K_{uhdi-2}^\phi = (1 - X_{i-2}) \times (1 + I_{i-2}^\phi) \times (1 + ИКА_{i-2}^\phi)$$

$$\text{ИКА}_{i-2}^\phi = \frac{YE_{i-2}^\phi - YE_{i-3}^\phi}{YE_{i-3}^\phi};$$

ПР_{i-3} - подконтрольные расходы за 2022г. – 17 834,31 тыс. руб.;

X_{i-2} – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах – 1%;

I_{i-2}^ϕ - фактические значения индекса потребительских цен в году $i-2$ – 5,9%;

YE_{i-2}^{ϕ} - фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации в 2023 г. долгосрочного периода регулирования – 2 313,53;

YE_{i-3}^{ϕ} - фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации в 2022 г. долгосрочного периода регулирования – 2 313,90;

$$\Delta PR_{25} = 17\ 834,31 \times (1,049 - 1,047) = 35,31 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta PR_{25} = 19,89 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.2 Корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям:

$$\begin{aligned}\Delta Y &= Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2}, \\ \Delta Y &= 0,00 - 0,00 = - 524,35 \text{ тыс. руб.}\end{aligned}$$

$Y_{i-2}, Y_{i-2}^{\text{факт}}$ - плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

3.1.3 Корректировка неподконтрольных расходов

ΔHP_i – корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра $i = 2025$ г., $i - 2 = 2023$ г.:

$$\Delta HP_i = HP_{i-2}^{\text{расх. факт}} - HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$$

$HP_{i-2}^{\text{расх. факт}}$ – фактическая величина неподконтрольных расходов,
 $HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$ – плановая величина неподконтрольных расходов.

Эксперты предлагают учесть выпадающие доходы по неподконтрольным расходам на 2025 г. в размере 596,41 тыс. руб.:

тыс. руб.

№	Статья затрат	План 2023г.	Факт 2023г.
1	отчисления на социальные нужды	3 877,10	3 909,10
2	амortизация	12 698,86	13 239,22

3	оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	103,57	126,62
4	налог на имущество	33,00	23,00
5	транспортный налог	5,34	7,90
6	налог на прибыль	29,56	37,76
7	сертификация электроэнергии	372,77	373,00
	Итого	17 120,19	17 716,61

$$\Delta HP_{24} = 17\ 120,19 - 17\ 716,61 = 596,41 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.4 Корректировка необходимой валовой выручки

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности осуществляется по формуле:

$$\Delta HVB_i^{cod} = HVB_{i-2}^{cod} - HVB_{i-2}^{\phi},$$

HVB_{i-2}^{cod} - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на год 2023 г. – 54 024,45 тыс. руб.,

HVB_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год i-2 (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год 2023 г. HVB_{23}^{ϕ} – 57 009,21 тыс. руб.:

$$57\ 009,21 - 0,00 = 57\ 009,21 \text{ тыс. руб.},$$

где:

57 009,21 тыс. руб. – фактическая выручка за 2023 г. от конечных потребителей,

0,00 тыс. руб. – фактические расходы по оплате услуг сетевых организаций за 2023 г.,

$$\Delta HVB_{25}^{cod} = 54\ 024,45 - 57\ 009,21 = - 2\ 984,76 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.5 Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь, рассчитанной в соответствии с Методическими указаниями по формуле:

$$PO_i = \min(\Pi_{i-2}^{\text{факт}}; N_{i-2} \times \vartheta_{i-2}^{\text{ОТП.факт}}) \times \text{ЦП}_{i-2}^{\text{факт}} - \vartheta_{i-2}^{\text{ОТП.план}} \times N_{i-2} \times \text{ЦП}_{i-2};$$

где:

ПО_i- корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь;

$\Pi_{i-2}^{\text{факт}}$ – величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2 = 6 531,42 тыс. кВт. ч. на 2023 г.;

$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{ОТП.факт}}$ – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2) - том году долгосрочного периода регулирования – 53 858,34 тыс. кВт.ч. на 2023 г.;

$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{ОТП.план}}$ – плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2) - том году долгосрочного периода регулирования – 47 715,00 тыс. кВт.ч. на 2023 г.;

ЦП_{i-2} – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям году i-2 = 2 268,42 руб. на 2023 г.;

ЦП_{i-2}^{факт} – фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2 = 2 612,58 руб. на 2023 г.;

N_{i-2} - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год (i-2), в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования = 12,21%.

$$\text{ПО}_{25\text{год}} = \min(\Pi_{23\text{год}}^{\text{факт}}; N_{23\text{год}} \times \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.факт}}) \times \text{ЦП}_{23\text{год}}^{\text{факт}} - \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.план}} \times N_{23\text{год}} \times \text{ЦП}_{23\text{год}};$$

$$\Pi_{23\text{год}}^{\text{факт}} = 6 561,42 \text{ тыс. кВтч.}$$

$$N_{23\text{год}} \times \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.факт}} = 53 858,34 * 12,21\% = 6 576,10 \text{ тыс. кВт. ч.}$$

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{25\text{год}} &= 6 561,42 \times 2 612,58 - 47 715,00 \times 12,21\% \times 2 268,42 \\ &= 3 926,41 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\text{ПО}_{25\text{г.}} = 3 926,41 \text{ тыс. руб.}$$

Итого недополученный доход, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученный избыток (со знаком "минус"):

$$\begin{aligned} B_{25}^{\text{ннд}} &= \Delta PR_{25} + \Delta HP_{25} + \Delta Y_{25} + \Delta HBB_{25}^{\text{сод}} + PO_{25} = 35,31 + 596,41 + \\ &0,00 + (-2 984,770 + 3 926,41) = 1 573,36 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

3.2. Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год.

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й 2022 год.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 HP_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{IP_{i-2}^{\text{факт}}}{IP_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

$HP_{i-2}^{\text{ИП}}$ – 6 683,00 тыс. руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2022 году;

$IP_{i-2}^{\text{заяв}}$ – 6 683,40 тыс. руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы АО на 2022 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утвержденной в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам));

$IP_{i-2}^{\text{факт}}$ – 6 683,40 тыс. руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы АО за 2022 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) в году (i-2) долгосрочного периода регулирования;

$$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 6 683,00 * \left(\frac{6 683,40}{6 683,40} - 1 \right) - 0 = - 0,41 \text{ тыс. руб.}$$

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й 2023 год.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 HP_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{IP_{i-2}^{\text{факт}}}{IP_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

$HP_{i-2}^{\text{ИП}}$ – 12 699,00 тыс. руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2023 году;

$IP_{i-2}^{\text{заяв}}$ – 12 698,86 тыс. руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы АО на 2023 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утвержденной в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

$ИП_{i-2}^{\text{факт}} = 0,00$ тыс. руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы АО за 2023 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования;

$$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 12\,699,00 * \left(\frac{0,00}{12698,86} - 1 \right) - 0 = -12\,698,76 \text{ тыс. руб.}$$

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода регулирования, исходя из суммарных плановых и фактических показателей финансирования мероприятий инвестиционных программ на 2022 - 2023 годы:

$$B_i^{\text{коррИП}} = -12\,698,17 \text{ тыс. руб.}$$

3.3. Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов

$B_i^{\text{распред}}$ не определяется для территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, за исключением результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования](#).

Итого расходы 2025 г. долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2025 г.) долгосрочного периода регулирования составят:

$$B_{25} = (1\,573,36 - 12\,698,76) \times 1,080 \times 1,058 + 0 = 12\,712,80 \text{ тыс. руб.}$$

4. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г.

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых ОАО для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на 2025 г. долгосрочного периода регулирования, рассчитаны экспертами в размере **60 492,38 тыс. руб.**, в том числе:

- | | |
|--|----------------------------------|
| - операционные расходы | – 53 781,64 тыс. руб.; |
| - неподконтрольные расходы | – 19 423,54 тыс. руб.; |
| - корректировка НВВ, связанная с компенсацией расходов (со знаком «минус») | - (- 12 712,80) тыс. руб. |

5. Расчёт понижающего (повышающего) коэффициента

$$КНК_i = K_{обi} * \Pi_{корi},$$

где:

$K_{обi}$ – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i (2021 г), определяемый в процентах в соответствии с [Методическими указаниями](#) по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными [приказом](#) ФСТ России от 26 октября 2010 г. № 254-э/1 (зарегистрирован Министром России 13 ноября 2010 г., регистрационный N 18951);

$K_{обi}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в году i , используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее обобщенный показатель), который определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электронной сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. №1256.

$\Pi_{корi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый начиная с 2013 г. **2 %.**

$K_{обi}$ на 2025 г. принимается равным **- 1,2%**, так как плановые показатели утверждены на 2025-2029 гг.

$$КНК_i (КНК_{2025}) = - 0,6 * 2 \% = -1,2 \%$$

6. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г. с учётом КНК

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых ОАО для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на период регулирования 2025 год с учётом понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку ОАО с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг), рассчитан экспертами в размере **67 961,92 тыс. руб.**

$$\text{НВВ}_{2025}^{\text{сод}} = 53\,781,64 + 19\,423,54 + (-12\,712,80) + 0,00 + 0,00 + 0,00 + (-489,75) = 60\,002,63 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НВВ}_{2025}^{\text{сод}} = \mathbf{60\,002,63} \text{ тыс. руб.}$$

Расчет долгосрочных параметров регулирования на период 2025-2029 гг. приведен в приложении № 6

Показатели	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Итого НВВ на содержание сетей	тыс. руб.	60 492,38	76 427,52	79 583,84	82 885,22	86 355,14
Итого НВВ на содержание сетей с учётом коэффициента надёжности и качества КНК =-1,2%	тыс. руб.	60 002,63	76 427,52	79 583,84	82 885,22	86 355,14

7. Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год.

Поступление электрической энергии в сеть – 106,452 млн. кВтч.

Полезный отпуск электрической энергии – 26,022 млн. кВтч.

Потери электроэнергии в сети – 6,5408 млн. кВтч.

то же в % – 11,52 %

$$\text{НВВ}_{2025}^{\text{пот}} = \mathcal{E}_{2025}^{\text{пот}} * \text{ЦП}_{2025}$$

$$\text{НВВ}_{2025}^{\text{пот}} = \mathbf{20\,7384,30} \text{ тыс.руб.}$$

Соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям
Филиал ОАО «РЖД» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 №184 «Об отнесении владельцев

объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»:

1. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 15 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 30 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 150 МВА.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА.

(п. 1 в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и

используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 20 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 50 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположеными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ трехфазных участков линий электропередачи.

(п. 2 в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов

Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

(п. 6 введен [Постановлением](#) Правительства РФ от 30.09.2016 N 989)

К моносетевым организациям относятся территориальные сетевые организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии преимущественно монопотребителю (за исключением управляющей организации, товарищества собственников жилья, жилищного, жилищно-строительного или иного специализированного потребительского кооператива, осуществляющих деятельность в целях оказания потребителям коммунальной услуги по электроснабжению) и (или) гарантирующему поставщику (энергосбытовой организации, энергоснабжающей организации), действующему в интересах таких потребителей, при условии соответствия одному из следующих критериев:

1. доля суммарной максимальной мощности энергопринимающих устройств, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании монопотребителю и технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный

период и (или) на основании представленных сетевой организацией документов о величинах максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технологически присоединенных в установленном порядке к сетям такой сетевой организации) составляет не менее 80 процентов суммарной максимальной мощности всех энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства), технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации;

2. суммарный объем электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации в отношении монопотребителя без учета перетока иным потребителям, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период) составляет не менее 80 процентов суммарного объема электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации за указанный период.

Филиал ОАО «РЖД» не соответствует критериям отнесения территориальных сетевых организаций, к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя.

Рекомендации.

В целях обеспечения безубыточной деятельности организации, соблюдения норм действующего законодательства филиалу ОАО «РЖД» рекомендуется:

1. В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» и приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13.12.2011 г. № 585 «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» вести обязательный раздельный учет доходов и расходов, связанных с оказанием услуг по передаче электроэнергии, предоставлять необходимую информацию по данным раздельного учета.

2. Не допускать экономически необоснованных расходов при осуществлении регулируемой деятельности.

3. Во исполнение Федерального закона Российской Федерации от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении» представить разработанную в соответствии с установленными требованиями программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

4. Обеспечить исполнение Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 г. № 24.

5. На очередной период регулирования представить приказ об утверждении Министерством энергетики Российской Федерации нормативов технологических потерь электроэнергии в сетях.

6. Соблюдать установленные РСТ Дагестана в соответствии с Методическими указаниями, утвержденными приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256, уровни надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

7. В соответствии с п.7 статьи 24 Федерального закона от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике, приказа ФСТ от 10 февраля 2006 г. № 19-э/4 «О системе отчетности, представляемой в Федеральную службу по тарифам организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике» и письма РСТ Дагестана от 12.01.2022 г. №30-16-04А/22 «О системе отчетности, представляемой организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования» своевременно представлять отчетные данные о регулируемой деятельности в Министерство энергетики и тарифов с 01.04.2022 г.

8. Соблюдать принятые параметры балансов электрической энергии и мощности и не допускать изменения объемов, принятых в расчетах тарифов на услуги по передаче электрической энергии более, чем на (+) или (-) 5%.

Экспертная группа:

Начальника отдела РЭК

М. Магомедов

Консультанта отдела РЭК

А. Мажидханов

"Расчет НВВ на основе долгосрочных параметров в "2025-2029гг."

ОАО "РЖД" на 2025г.

Расчет коэффициента индексации			2025	2026	2027	2028	2029
инфляция	%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
индекс эффективности операционных расходов	%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
количество активов	у.е.	2 313,94	2 313,94	2 313,94	2 313,94	2 313,94	2 313,94
индекс изменения количества активов	%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
итого коэффициент индексации		1,047486	1,047419	1,047420	1,047420	1,047420	1,047420

Расчет операционных расходов			2025	2026	2027	2028	2029
№ п/п	Показатели	Единица измерения					
1.1	Материальные затраты	тыс.руб.	11 969,86	12 537,46	13 131,99	13 754,71	14 406,96
1.1.1	Сыре, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	7 959,29	8 336,7	8 732,0	9 146,1	9 579,8
1.1.2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	4 010,6	4 200,7	4 399,9	4 608,6	4 827,1
1.2	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	28 303,17	29 645,27	31 051,05	32 523,49	34 065,76
1.3	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	11 728,38	12 311,61	12 924,17	13 567,54	14 243,30
1.3.1	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	9 764,8	10 227,8	10 712,8	11 220,8	11 752,9
1.3.2	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	929,71	986,38	1 046,51	1 110,32	1 178,02
1.3.2.1	Услуги связи	тыс.руб.	32,0	33,5	35,1	36,8	38,5
1.3.2.2	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	895,4	950,4	1 008,8	1 070,8	1 136,6
1.3.2.3	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	2,3	2,4	2,6	2,7	2,9
1.3.2.4	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.2.5	Транспортные услуги	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.2.6	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.		0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.3	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	463,7	492,2	522,5	554,6	588,6
1.3.4	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	114,3	121,3	128,7	136,6	145,0
1.3.5	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	219,3	232,8	247,1	262,3	278,4
1.3.6	расходы на страхование	тыс.руб.	102,8	109,2	115,9	123,0	130,5
1.3.7	Другие прочие расходы	тыс.руб.	133,7	141,9	150,6	159,9	169,7
1.3	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	1 607,7	1 706,4	1 811,3	1 922,5	2 040,7
1.4	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	172,6	183,2	194,4	206,4	219,1
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	53 781,64	56 383,94	59 112,90	61 974,67	64 975,74

Расчет неподконтрольных расходов			2025	2026	2027	2028	2029
№ п/п	Показатели	Единица измерения					
2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	0,00	98,82	98,82	98,82	98,82
2.2	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00				
2.3	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00				
2.4	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	0,00				
2.5	Налоги,всего, в том числе:	тыс.руб.	31,00	31,00	31,00	23,00	23,00
2.5.1	плата за землю	тыс.руб.	0,00				
2.5.2	Налог на имущество	тыс.руб.	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00
2.5.3	Прочие налоги и сборы	тыс.руб.	8,00	8,00	8,00	0,00	0,00
2.6	Обязательные страховые отчисления	тыс.руб.	8 490,95	9 012,16	9 439,52	9 887,14	10 355,99
2.7	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.					
2.7.1		тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.8	Налог на прибыль выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	43,14	43,14	43,14	43,14	43,14
2.9		тыс.руб.					
2.10	Амортизация ОС	тыс.руб.	10 858,45	10 858,45	10 858,45	10 858,45	10 858,45
2.11	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.					
	Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)	тыс.руб.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс.руб.	19 423,54	20 043,58	20 470,93	20 910,56	21 379,40

Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования			2025	2026	2027	2028	2029
№ п/п	Показатели	Единица измерения					
3	Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	-12 712,80	0,00	0,00	0,00	0,00

ИТОГО НВВ на содержание сетей			2025	2026	2027	2028	2029
№ п/п	Показатели	Единица измерения					
4	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	60 492,38	76 427,52	79 583,84	82 885,22	86 355,14
5	Итого НВВ на содержание сетей на 2025г. с учётом коэффициента надёжности и качества КНК 0,0%	тыс.руб.	60 002,63	76 427,52	79 583,84	82 885,22	86 355,14

Таблица П1.15

**Смета расходов на передачу электрической энергии
ОАО "РЖД" на 2025 год**

№ п/п	Наименование показателя	Предложение ОАО на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.	(тыс. руб.)
1	2			
1	Сырье, основные материалы			
2	Вспомогательные материалы	6 488,16	7 959,29	
	из них на ремонт	2950,82	0,00	
3	Работы и услуги производственного характера	29428,46	13775,37	
	из них на ремонт	21 740,16	9 764,80	
4	Топливо на технологические цели	1 607,65	1 607,65	
5	Энергия	1 607,65	1 607,65	
5.1	Энергия на технологические цели (покупная энергия (таблица П1.12))			
5.2	Энергия на хозяйствственные нужды	1607,65	1607,65	
6	Затраты на оплату труда	31 502,54	28 303,17	
	из них на ремонт			
7	Отчисления на социальные нужды	9450,76	8490,95	
	из них на ремонт			
8	Амортизация основных средств	12 384,66	10 858,45	
9	Прочие затраты всего, в том числе:	2371,80	1971,57	
9.1	Целевые средства на НИОКР			
9.2	Средства на страхование	102,84	102,84	
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)			
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в	128,77	0,00	
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)			
9.6	Водный налог (ГЭС)			
9.7	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	8,00	8,00	
9.7.1	Налог на землю			
9.7.2	Налог на пользователей автодорог	8,00	8,00	
9.8	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего	2 132,19	1 860,73	
9.8.1	Арендная плата (лизинг)			
9.8.2	Прочие неподконтрольные расходы			
10	Итого расходов	93 234,03	72 966,46	
	из них на ремонт	24 690,98	9 764,80	
11	Расходы долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»)	-12 185,93	-12 712,80	
11а	Корректировка подконтрольных расходов	-20,72	35,31	
11б	Корректировка неподконтрольных расходов	1113,44	596,41	
11в	Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	-2984,77	-2984,77	
11г	Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	3926,50	3926,41	
11д	Сглаживание изменения тарифов Ви	-1521,21	-1 586,99	
	приборы учета	0	0	
12	Корректировка ИПР	-12699,17	-12699,17	
13	разница подконтрольных			
	Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	93 747,27	73 224,29	
	в том числе:			
14.1	- электрическая энергия			
14.1.1	производство электроэнергии			
14.1.2	покупная электроэнергия			
14.1.3	передача электроэнергии	93 747,27	73 224,29	
14.2	- тепловая энергия			
14.2.1	производство теплоэнергии			
14.2.2	покупная теплоэнергия			
14.2.3	передача теплоэнергии			
14.3	- прочая продукция			
	НВВ 2025			60 492,38
	НВВ на содержание сетей на 2025г. с учётом коэффициента надёжности и качества КНК = -1,2%			-489,75
				60 002,63

Таблица П1.16

**Расчет расходов на оплату труда
ОАО "РЖД" на 2025 год**

(тыс. руб.)

№ п/п		Ед. изм.	Предложение ОАО на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	2	3	4	5
1	Численность			
	Численность ППП	чел.	41	41
2	Средняя оплата труда			
2.1	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.	12 582,00	11 892,96
2.2	Дефлятор по заработной плате		1,06	1,06
2.3	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.	13311,76	12582,75
2.4	Средняя ступень оплаты		7,00	7,00
2.5	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда	руб.	2,50	2,5
2.6	Среднемесячная тарифная ставка ППП	руб.	33 279,39	31 456,88
2.7	Выплаты, связанные с режимом работы, с условиями труда 1 работника			
2.7.1	процент выплаты	%	20,00	12,5
2.7.2	сумма выплат	руб.	6 655,88	3 932,11
2.8	Текущее премирование			
2.8.1	процент выплаты	%	27,00	27,00
2.8.2	сумма выплат	руб.	10 782,52	9 555,03
2.9	Вознаграждение за выслугу лет			
2.9.1	процент выплаты	%	20	20
2.9.2	сумма выплат	руб.	6 655,88	6 291,38
2.10	Выплаты по итогам года			
2.10.1	процент выплаты	%	20	20
2.10.2	сумма выплат	руб.	6 655,88	6 291,38
2.11	Выплаты по районному коэффициенту			
2.11.1	процент выплаты	%		
2.11.2	сумма выплат	руб.		
2.12	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	64 029,55	57 526,77
3	Расчет средств на оплату труда ППП (включенного в себестоимость)		31 502,54	28 303,17
3.1	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.		
3.2	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.		
3.3	Итого средства на оплату труда ППП	тыс. руб.	31 502,54	28 303,17
4	Расчет средств на оплату труда непромышленного персонала (включенного в балансовую прибыль)			
4.1	Численность, принятая для расчета (базовый период - фактическая)	чел.		
4.2	Среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.		
4.3	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.		
4.4	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.		
4.5	Итого средства на оплату труда непромышленного персонала	тыс. руб.		
5	Расчет по денежным выплатам			
5.1	Численность всего, принятая для расчета (базовый период - фактическая)	чел.		
5.2	Денежные выплаты на 1 работника	руб.		
5.3	Итого по денежным выплатам	тыс. руб.		
6	Итого средства на потребление	тыс. руб.		
7	Среднемесячный доход на 1 работника	руб.		

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление
основных производственных фондов ***
ОАО "РЖД" на 2025 год

(тыс. руб.)

№ п/п		Предложение ОАО на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования	255335,28	
2	Ввод основных производственных фондов	45823	
3	Выбытие основных производственных фондов		
4	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов	264626,01	
5	Средняя норма амортизации	10,29	
6	Сумма амортизационных отчислений	12384,66	10858,45

Таблица П1.21.3

Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу электрической энергии ОАО "РЖД" на 2025 год

(тыс. руб.)

№ п/п		Предложение ОАО на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1			
1	Прибыль на развитие производства		
	в том числе:		
	- капитальные вложения		
	ВН		
	CH1		
	CH2		
	HH		
2	Прибыль на социальное развитие		
	в том числе:		
	- капитальные вложения		
3	Прибыль на поощрение		
4	Дивиденды по акциям		
5	Прибыль на прочие цели	172,57	172,57
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка	7,40	7,40
	- другие (с расшифровкой)	165,17	165,17
6	Прибыль, облагаемая налогом	165,17	165,17
7	Налоги, сборы, платежи - всего	66,14	66,14
	в том числе:		
	- на прибыль	43,14	43,14
	ВН	11,24	
	CH1	8,93	
	CH2	19,45	
	HH	3,52	
	- на имущество	23,00	23,00
	ВН		
	CH1		
	CH2		
	HH		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8	Прибыль от товарной продукции	238,72	238,72
	в том числе:		
	ВН	54,95	
	CH1	43,66	
	CH2	95,06	
	HH	17,21	

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по установлению цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и
приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на
2025 год

Согласно п. 3 ст. 23.1 и п. 3 ст. 24 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» на розничных рынках органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации устанавливают цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, в рамках предельных уровней цен (тарифов) утвержденных федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

В соответствии с постановлением Правительства Республики Дагестан от 08.04.2022 г. № 82 «Вопросы Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан», уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в Республике Дагестан является Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан (далее – Минэнерго РД).

В соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) от 11 октября 2024 г. № 718/24 «О предельных минимальных и максимальных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2025 год» предельные минимальные и максимальные уровни на электрическую энергию, поставляемую населению Республики Дагестан и приравненным к нему категориям потребителей, приняты на 2025 год в следующих размерах:

С 01.01.2025 г. по 30.06.2025 г.

Минимальный уровень тарифа – 3,50 руб./кВт·ч (с НДС)

Максимальный уровень тарифа – 3,51 руб./кВт·ч (с НДС)

С 01.07.2025 г. по 31.12.2025 г.

Минимальный уровень тарифа – 3,94 руб./кВт·ч (с НДС)

Максимальный уровень тарифа – 3,95 руб./кВт·ч (с НДС)

Минэнерго РД тарифы на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на 2025 год рассчитаны в соответствии Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, утвержденными приказом ФАС России от 27.05.2022 № 412/22 (далее – Методические указания).

1. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 Методических указаний, для первого диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) в первом полугодии 2025 года ($T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) рассчитан в соответствии с формулой (1), включая НДС:

Первый диапазон объемов потребления электрической энергии (мощности) - до **V1,1 включительно**

$$T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (1),$$

$$T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{3,51}{(1 + 1,2)} \cdot (1 + 1,2)$$

$$T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} = 3,51 \text{ руб./кВт·ч}$$

2. Тарифы на электрическую энергию (мощность) для первого диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) определены в рамках утвержденных Федеральной антимонопольной службой в соответствии с абзацем вторым пункта 62 Основ ценообразования предельных максимальных и минимальных уровней тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей в соответствии с формулой (2):

$$T_{\text{пред},min}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq T_{\text{пред},max}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}}, (2)$$

$$3,50 \text{ руб./кВт·ч} \leq 3,51 \text{ руб./кВт·ч} \leq 3,51 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пред},min}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \leq T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \leq T_{\text{пред},max}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}$$

$$3,94 \text{ руб./кВт·ч} \leq 3,94 \text{ руб./кВт·ч} \leq 3,95 \text{ руб./кВт·ч}$$

3. Тариф на электрическую энергию (мощность) для первого диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) применяется независимо от объема потребления электрической энергии к группам (подгруппам) потребителей, включающим домохозяйства, состоящие из семей, предусмотренных подпунктом «а» пункта 1 Указа Президента Российской Федерации от 5 мая 1992 г. N 431 "О мерах по социальной поддержке многодетных семей".

4. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 Методических указаний, для второго диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) в первом полугодии 2025 года ($T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) рассчитан в соответствии с формулой (3), включая НДС:

Второй диапазон объемов потребления электрической энергии (мощности) - от $V1,1$ до $V2,1$ включительно

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \text{ п/г}} \leq \min \left[\frac{T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{(1+K_{\text{НДС}}^i)} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i); T_{\text{от } V1,1}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} - (C_{\text{усл.пер.}}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} - C_{\text{усл.пер.МУ}}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}}) \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i) \right], (3),$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,52 \text{ руб./кВт·ч}$$

5. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 настоящих Методических указаний, для второго диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) во втором полугодии 2025 года ($T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) рассчитан в соответствии с формулой (4), включая НДС:

$$T_{\text{от } V1,1}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} + (C_{\text{усл.пер.МУ}}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} - C_{\text{усл.пер.}}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}) \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i) \leq T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} < \\ T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \cdot (1 + I_{\frac{i}{2}}) \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (4),$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = 4,94 \text{ руб./кВт·ч}$$

6. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 настоящих Методических

Третий диапазон объемов потребления электрической энергии (мощности) – свыше V2,1

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = \min\left[\frac{T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i); T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}}\right], (5),$$

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,82 \text{ руб./кВт·ч}$$

где:

прогнозный предельный уровень нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) или прогнозная конечная регулируемая цена на электрическую энергию (мощность) для потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет менее 670 кВт, для первой ценовой категории на низком уровне напряжения на первое полугодие 2025 года, определен по формуле (6):

$$T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i-1),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \cdot (1 + I_3^i) \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (6),$$

$$T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 5,45 \cdot (1 + 0,116) \cdot (1 + 0,2) = 7,59 \text{ руб./кВт·ч}$$

7. Тариф на электрическую энергию (мощность), дифференцированный по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 настоящих Методических указаний, для третьего диапазона объемов потребления электрической энергии (мощности) во втором полугодии 2025 года ($T_{\text{свыше } 15000}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}$, руб./кВт·ч) рассчитан в соответствии с формулой (7), включая НДС:

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \geq T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \cdot (1 + I_3^i) \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (7),$$

где:

$$T_{1 \text{ ц.к.,НН}}^{\text{проч}(i-1),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 6,42 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \geq 6,42 \cdot 1,116 \cdot 1,2 = 8,6 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 8,6 \text{ руб./кВт·ч}$$

8. Тарифы на электрическую энергию (мощность) для населения, дифференцированные по объемам потребления электрической энергии (мощности) и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60 - 62 настоящих Методических указаний, **дифференцированные по трем зонам суток (пик, полутик, ночь)**, рассчитываются в следующем порядке:

а) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в ночной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{h,g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (8), включая НДС:

$$T_{h,g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{h,g,1}^{III(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+k_{hdc}^{-1})} \cdot (1 + K_{hdc}^i), \quad (8),$$

$$T_{h,\text{до } V1,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq 2,81 \text{ руб./кВт · ч}$$

$$T_{h,\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq 2,81 \text{ руб./кВт · ч}$$

$$T_{h,\text{свыше } V2,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq 3,05 \text{ руб./кВт · ч}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в ночной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{h,g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (9), включая НДС:

$$\left(0,6 - k_{h,g,1,min}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \right) \cdot T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \leq T_{h,g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} \leq (0,8 + k_{h,g,1,max}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}) \cdot T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}, \quad (9),$$

$$k_{h,g,1,min}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = \max\left\{0; \left(0,6 - \frac{T_{h,g,1}^{III(2022),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{T_{h,g,1}^{\text{нас}(2022),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}\right) \cdot \frac{6-x}{6}\right\}$$

$$k_{h,g,1,min}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = \max\left\{0; (0,6 - (2,38/2,97)) \times ((6 - 2)/6)\right\}$$

$$k_{h,g,1,min}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 0$$

$$k_{h,g,1,max}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = \max\left\{0; \left(\frac{T_{h,g,1}^{III(2022),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{T_{h,g,1}^{\text{нас}(2022),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}} - 0,8\right) \cdot \frac{6-x}{6}\right\}$$

$$k_{\text{h},g,1,\max}^{III(i),2\frac{\text{n}}{\text{r}}} = \max\{0; ((2,38 / 2,97 - 0,8) \times ((6 - 2)/6)\}$$

$$k_{\text{h},g,1,\max}^{III(i),2\frac{\text{n}}{\text{r}}} = 0,00089$$

$$2,36 \leq T_{\text{h,V1,1}}^{III(i),2\frac{\text{n}}{\text{r}}} \leq 3,16$$

$$T_{\text{h,до V1,1}}^{III(i),2\frac{\text{n}}{\text{r}}} = 3,15 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$2,96 \leq T_{\text{h,от V1,1 до V2,1}}^{III(i),2\frac{\text{n}}{\text{r}}} \leq 3,96$$

$$T_{\text{h,от V1,1 до V2,1}}^{III(i),2\frac{\text{n}}{\text{r}}} = 3,95 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$5,16 \leq T_{\text{h,свыше V2,1}}^{III(i),2\frac{\text{n}}{\text{r}}} \leq 6,89$$

$$T_{\text{h,свыше V2,1}}^{III(i),2\frac{\text{n}}{\text{r}}} = 6,88 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

б) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в полупиковой зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{\text{пп},g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (10), включая НДС:

$$T_{\text{пп},g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{\text{пп},g,1}^{III(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (10),$$

$$T_{\text{пп,до V1,1}}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 3,51 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$T_{\text{пп,от V1,1 до V2,1}}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 3,52 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше V2,1}}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 3,82 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в полупиковой зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (11), включая НДС:

$$T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}, (11),$$

$$T_{\text{пп,до } V1,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 3,94 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 4,94 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 8,60 \text{ руб./кВт·ч}$$

в) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в пиковой зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{\text{пп},g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (12), включая НДС:

$$T_{\text{пп},g,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{\text{пп},g,1}^{III(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}}^{i-1})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), (12),$$

$$T_{\text{пп,до } V1,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 4,21 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 4,23 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1}^{III(i),1 \text{ п/г}} = 4,59 \text{ руб./кВт·ч}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в пиковой зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (13), включая НДС:

$$T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = \frac{T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \cdot \frac{T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}}}{T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}}} - T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}} \cdot \frac{T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}}}{T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}}} \cdot \frac{T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}}}{T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}}}}{\frac{T_{\text{пп},g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}}}{T_{g,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{р}}}}}, (13),$$

$$T_{\text{пп,до } V1,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 4,73 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 5,94 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} = 10,32 \text{ руб./кВт·ч}$$

9. Тарифы на электрическую энергию (мощность) для населения, дифференцированные по объемам потребления электрической энергии (мощности)

и группам (подгруппам) населения и приравненных к нему категорий потребителей, за исключением населения, указанного в пунктах 60-62 настоящих Методических указаний, **дифференцированные по двум зонам суток (день, ночь)**, рассчитаны в следующем порядке:

а) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в ночной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{h,g,1}^{II(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (14), включая НДС:

$$T_{h,g,1}^{II(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{h,g,1}^{II(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}})} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}), \quad (14),$$

$$T_{h,\text{до } V1,1}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 2,81 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h,\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 2,81 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h,\text{свыше } V2,1}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,05 \text{ руб./кВт·ч}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в ночной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{h,g,1}^{III(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (15), включая НДС:

$$0,6 \cdot T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \leq T_{h,\text{до } V1,1}^{III(i),2 \text{ п/г}} \leq 0,8 \cdot T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}, \quad (15);$$

$$2,36 \leq T_{h,V1,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 3,15$$

$$T_{h,\text{до } V1,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,15 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$2,96 \leq T_{h,\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 3,95$$

$$T_{h,\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,95 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$5,16 \leq T_{h,\text{свыше } V2,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \leq 6,88$$

$$T_{h,\text{свыше } V2,1}^{III(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 6,88 \text{ руб./кВт·ч}$$

б) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в дневной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), в первом полугодии 2025 года ($T_{d,g,1}^{II(i),1 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (16), включая НДС:

$$T_{d,g,1}^{II(i),1 \text{ п/г}} \leq \frac{T_{d,g,1}^{II(i-1),2 \text{ п/г}}}{(1+K_{\text{НДС}}^i)} \cdot (1 + K_{\text{НДС}}^i), \quad (16),$$

$$T_{d,\text{до V1,1}}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,98 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{d,\text{от V1,1 до V2,1}}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 3,99 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{d,\text{свыше V2,1}}^{II(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 4,33 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению в дневной зоне суточного графика нагрузки в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g), во втором полугодии 2025 года ($T_{d,g,1}^{II(i),2 \text{ п/г}}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (17), включая НДС:

$$T_{d,g,1}^{II(i),2 \text{ п/г}} = \frac{T_{g,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} \cdot \vartheta_{g,1}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} - T_{h,g,1}^{II(i),2 \text{ п/г}} \cdot \vartheta_{h,g,1}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}{\vartheta_{g,1}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}}}, \quad (17),$$

$$T_{d,\text{до V1,1}}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 4,47 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{d,\text{от V1,1 до V2,1}}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 5,61 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{d,\text{свыше V2,1}}^{II(i),2 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = 9,75 \text{ руб./кВт·ч}$$

10. Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, относящимся к группе (подгруппе) потребителей (j), в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g) в полугодии (r) 2025 года ($T_{g,j}^{\text{нас}(i),r}$, руб./кВт·ч) установлен в соответствии с формулой (18), включая НДС:

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{до V1,1},j}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} = K_j^{(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}} \cdot T_{\text{до V1,1}}^{\text{нас}(i),1 \frac{\text{п}}{\text{г}}}, \quad (18),$$

$$T_{\text{до } V1,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = 2.46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = K_j^{(i),1\frac{n}{r}} \cdot T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = 2.46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = K_j^{(i),1\frac{n}{r}} \cdot T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1,j}^{\text{нас}(i),1\frac{n}{r}} = 2.67 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{до } V1,1,j}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = K_j^{(i),2 \text{ п/г}} \cdot T_{\text{до } V1,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}$$

$$T_{\text{до } V1,1,j}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = 2,76 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = K_j^{(i),r} \cdot T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}$$

$$T_{\text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = 3,46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1,j}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = K_j^{(i),2 \text{ п/г}} \cdot T_{\text{свыше } V2,1}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}}$$

$$T_{\text{свыше } V2,1,j}^{\text{нас}(i),2 \text{ п/г}} = 6,02 \text{ руб./кВт·ч}$$

11. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, относящимся к группе (подгруппе) потребителей (j), в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g) в полугодии (r) периода регулирования (i), дифференцированные по трем зонам суток (пик, полутик, ночь), рассчитываются в следующем порядке:

а) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ночной зоне суточного графика нагрузки ($T_{h,g,j}^{III(i),r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (19), включая НДС:

$$T_{h,g,j}^{III(i),r} = K_j^{(i),r} \cdot T_{h,g,1}^{III(i),r}, (19),$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{h, do V1,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = 1,97 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i), 1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = 1,97 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, свыше V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, свыше V2,1}^{III(i), 1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, свыше V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = 2,14 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{h, do V1,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, do V1,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, do V1,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 2,21 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), r} \cdot T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, от V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 2,77 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, свыше V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, свыше V2,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, свыше V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 4,82 \text{ руб./кВт·ч}$$

б) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в полуниковой зоне суточного графика нагрузки ($T_{пп, g, j}^{III(i), r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (20), включая НДС:

$$T_{пп, g, j}^{III(i), r} = K_j^{(i), r} \cdot T_{пп, g, 1}^{III(i), r}, (20)$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{пп,до } V1,1,j}^{III(i),1 \frac{n}{r}} = 2,46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{III(i),1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),1 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{III(i),1 \frac{n}{r}} = 2,46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1,j}^{III(i),1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),1 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{пп,свыше } V2,1}^{III(i),1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1,j}^{III(i),1 \frac{n}{r}} = 2,67 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{пп,до } V1,1,j}^{III(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{пп,до } V1,1}^{III(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{пп,до } V1,1,j}^{III(i),2 \frac{n}{r}} = 2,76 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{III(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),r} \cdot T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{пп,от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{III(i),2 \frac{n}{r}} = 3,46 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1,j}^{III(i),2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i),2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{пп,свыше } V2,1}^{III(i),2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{пп,свыше } V2,1,j}^{III(i),2 \frac{n}{r}} = 6,02 \text{ руб./кВт·ч}$$

в) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в пиковой зоне суточного графика нагрузки ($T_{\text{п,г},j}^{III(i),r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (21), включая НДС:

$$T_{\text{п,г},j}^{III(i),r} = K_j^{(i),r} \cdot T_{\text{п,г},1}^{III(i),r}, (21),$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{п,до } V1,1,j}^{III(i),1 \frac{n}{r}} = 2,95 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i), 1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = 2,96 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п, выше } V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{п, выше } V2,1}^{III(i), 1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{п, выше } V2,1, j}^{III(i), 1 \frac{n}{r}} = 3,21 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{п, до } V1,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{п, до } V1,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{п, до } V1,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 3,31 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), r} \cdot T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{п, от } V1,1 \text{ до } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 4,16 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{п, выше } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{п, выше } V2,1}^{III(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{п, выше } V2,1, j}^{III(i), 2 \frac{n}{r}} = 7,22 \text{ руб./кВт·ч}$$

12. Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, относящимся к группе (подгруппе) потребителей (j), в диапазоне объемов потребления электрической энергии (мощности) (g) в полугодии (r) периода регулирования (i), дифференцированные по двум зонам суток (день, ночь), рассчитываются в следующем порядке:

а) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ночной зоне суточного графика нагрузки ($T_{h,g,j}^{H(i),r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (22), включая НДС:

$$T_{h,g,j}^{H(i),r} = K_j^{(i),r} \cdot T_{h,g,1}^{H(i),r}, (22),$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{h, \text{до } V1,1,j}^{II(i), 1\frac{n}{r}} = 1,97 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i), 1\frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1\frac{n}{r}} \cdot T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i), 1\frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i), 1\frac{n}{r}} = 1,97 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i), 1\frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1\frac{n}{r}} \cdot T_{h, \text{свыше } V2,1}^{II(i), 1\frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i), 1\frac{n}{r}} = 2,14 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{h, \text{до } V1,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, \text{до } V1,1}^{II(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{до } V1,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = 2,21 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), r} \cdot T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = 2,77 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{h, \text{свыше } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = 4,82 \text{ руб./кВт·ч}$$

б) тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую в дневной зоне суточного графика нагрузки ($T_{d,g,j}^{II(i),r}$, руб./кВт·ч) определен по формуле (23), включая НДС:

$$T_{d,g,j}^{II(i),r} = K_j^{(i),r} \cdot T_{d,g,1}^{II(i),r}, (23),$$

I полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{d, \text{до } V1,1,j}^{II(i), 1\frac{n}{r}} = 2,79 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i), 1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i), 1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i), 1 \frac{n}{r}} = 2,79 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i), 1 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 1 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{д, свыше } V2,1}^{II(i), 1 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i), 1 \frac{n}{r}} = 3,03 \text{ руб./кВт·ч}$$

II полугодие, где j принимает значения от 2 до 11; понижающий коэффициент равен 0,7:

$$T_{\text{д, до } V1,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{д, до } V1,1}^{II(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, до } V1,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = 3,13 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), r} \cdot T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1}^{II(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, от } V1,1 \text{ до } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = 3,93 \text{ руб./кВт·ч}$$

$$T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = K_j^{(i), 2 \frac{n}{r}} \cdot T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}}$$

$$T_{\text{д, свыше } V2,1,j}^{II(i), 2 \frac{n}{r}} = 6,83 \text{ руб./кВт·ч}$$

Исходя из приведенных выше расчетов, экспертная группа предлагает установить тарифы на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Дагестан на 2025 год в следующих размерах согласно приложению № 1.

Экспертная группа:

Начальника отдела РЭК

М. Магомедов

**Экспертное заключение
по расчету необходимой валовой выручки на 2025 г. долгосрочного
периода регулирования 2022-2026 гг., для установления тарифов на
услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям
ПАО «Россети Северный Кавказ»
(филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»)**

I. Основание экспертизы.

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» письмом от 25.04.2024 года №МР8/ДЭФ/01-00/3528 обратился в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с заявлением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг., с приложением соответствующих материалов, представленных в качестве обоснования заявленных расходов.

Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан письмом от 22 мая 2024 №45-05-3372/24 уведомило об открытии дела №2024/8-э об установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг.

Филиал АО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» повторно письмом от 21.10.2024 г. №МР8/ДЭФ/01-00/8202 обратился в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с уточненным предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг., с приложением соответствующих материалов, представленных в качестве обоснования заявленных расходов, а также дополнительные материалы по запросу экспертов.

Экспертной группой Минэнерго Дагестана проведена экспертиза материалов по расчету необходимой валовой выручки, для установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям: по собственным сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (далее – филиал «Дагэнерго») и переданным во временное владение и пользование филиалу «Дагэнерго» согласно договорам субаренды имущества, с АО «Дагестанская сетевая компания»:

- договор от 01.07.2015 года №03/ЮР с ООО «Избербашские городские электрические сети» (далее ООО «ИГЭС») и соглашение о замене стороны от 13.11.2020 г.;
- договор №19/ЮР от 31.08.2015 года ОАО «Ставропольэнерго» и соглашение о замене стороны от 13.11.2020 г.;
- договор аренды с ОАО «Дагэнергосеть» от 01.01.2018 г. №01 и соглашение о замене стороны от 20.11.2020 г.;
- договор аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019 с Акционерным обществом «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК»), соглашение о замене стороны от 28.12.2020 г. №240/2020 заключенному АО «ДВЭУК-ЕНЭС» – правопреемником АО «ДВЭУК», дополнительное соглашение №1 от 18.04.2023 г. к договору аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019, где указано, что Публичное акционерное

общество «Федеральная сетевая компания-Россети» (ПАО «Россети»), является правопреемником Акционерного общества «Дальневосточная энергетическая управляющая компания ЕНЭС» и дополнительное соглашение №2 от 24.07.2023 г. к договору аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019;

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №80/ДАЭ, от 16.11.2020 г. №22/2020, от 16.11.2020 г. №21/2020;

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» от 17.10.2022 г. №290 (подстанции: Уйташ 1 и Уйташ 2) и от 17.10.2022 г. №291 (подстанция Новый Ирганай);

– договор аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с МУП КЭС «Каспэнерго» от 04.04.2023 г. б/н (г.Каспийск);

– договор безвозмездного пользования имуществом, составляющим имущество государственной казны Российской Федерации филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (ссудополучатель) с Территориальным управлением Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Республике Дагестан (ТУ Росимущества в Республике Дагестан) (ссудодатель) от 08.09.2023 г. №05-5/12 (г.Махачкала);

– договор аренды (с правом выкупа) филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО СМК «Жилье» от 01.10.2023 г. №ВР -171043;

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Каспэнергосервис» от 30.08.2024 г. № 157311_ВЭ (Сулакский Гидрокаскад, Каспийская ТЭЦ);

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» от 28.08.2024 г. № 23/08 (Стекольный завод);

– договора аренды филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «ЭНКОМ» от 23.08.2024 г. № 143600/ДЭФ (подстанция Роббинс).

При проведении экспертизы специалисты отдела руководствовались следующими нормативно-правовыми актами Российской Федерации:

– Конституцией Российской Федерации, Гражданским, Налоговым кодексами Российской Федерации;

– Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в действующей редакции);

– Федеральным законом «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» от 29.07.1998 № 135-ФЗ (в действующей редакции);

– Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в действующей редакции);

– постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике" (далее по тексту – Основы ценообразования) (в действующей редакции);

– Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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» (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденные приказом ФСТ России от 6.08.2004 №20-э/2 (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям утвержденные приказом ФАС России от 27.05.2022 N 412/22 (далее Методические указания) (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой прибыли, утвержденные приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 №98-э (далее Методические указания) (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256 (в действующей редакции);

– Методическими указаниями по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденные приказом ФСТ России от 26.10.2010. №254-э/1 (в действующей редакции);

– Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8.10.2017 и № 976 «Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных

сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов» (в действующей редакции);

– правилами принятия Федеральной антимонопольной службой решений об определении (установлении) цен (тарифов) и (или) их предельных уровней в сфере деятельности субъектов естественных монополий и иных регулируемых организаций, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.09.2015 № 941 (в действующей редакции);

– Прочими законами и подзаконными актами, методическими разработками в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию.

При проведении экспертизы во внимание принимались все обосновывающие материалы и расчеты, представленные филиала «Дагэнерго».

В соответствии с требованиями Основ ценообразования проведены:

1) оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) на 2025 г.;

2) оценка финансового состояния организации за предшествующий период, осуществляющей регулируемую деятельность;

3) анализ основных технико-экономических показателей за предшествующий и расчетный периоды регулирования;

4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;

5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;

7) анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней;

8) анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. N 184 "Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям".

- выполнен расчет тарифа (платы) за услуги по передаче электрической энергии (мощности) по филиалу «Дагэнерго».

Цель экспертизы - выработка рекомендаций по объему экономически обоснованных расходов и предложений по установлению единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями.

Методология работы – экспертиза проводилась методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного

периода 2022-2026 гг., с учетом анализа технико-экономических показателей за 2023 г. и параметров, установленных в прогнозе социально - экономического развития Российской Федерации на 2022 - 2026 гг.

Результат экспертизы - экспертная оценка экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки для расчетов тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2024 г. и плановый период 2022-2026 гг., обеспечение компенсации расходов на услуги по передаче электрической энергии и получение необходимой прибыли.

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 26.06.2020 г., на налоговом учете состоит в инспекции ФНС по Советскому району г. Махачкалы с 24.03.2020 г. за № 0572.

Реквизиты филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»:
ИИН – 2632082033, КПП – 057243001,
почтовый адрес – 367000, РФ, Республика Дагестан, г. Махачкала,
ул.Дахадаева, д.73а,

тел. – 8(8722) 51-87-42, 66-32-59 сайт – <http://www.rossetisk.ru>

Основными целями деятельности филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» являются: удовлетворение потребностей граждан, предприятий, учреждений и организаций в услугах, работах, товарах, реализация социальных и экономических интересов членов трудового коллектива и получение прибыли.

Общество осуществляет следующие виды деятельности, определённые постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»:

- передача (распределение) электрической энергии;
- перепродажа электроэнергии и мощности;
- технологическое присоединение к электрическим сетям;
- оперативно - диспетчерское управление;
- другие виды деятельности, не запрещенные законодательством РФ.

В 2025 году на эксплуатации Филиала находится следующее электротехническое оборудование:

- ПС – 110кВ – 91 ед.;
- ПС – 35 кВ – 122 ед.;
- ТП–10/0,4 кВ – 15 370 ед.
- ВЛ – 41 217,21 км;
- КЛ – 1 110,02 км.

Объем условных единиц составил 141 356,26 у.е., в том числе:

ВН – 19 048,33 у.е.; CH1 – 15 555,51 у.е.; CH2 – 72 256,41 у.е.; НН – 35 505,00 у.е.

Включены 1 305,03 у.е.:

– 1 223,63 по договору аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Каспэнергосервис» от 30.08.2024 г. № 157311_ВЭ (Сулакский Гидрокаскад, Каспийская ТЭЦ);

– 81,404 по договору безвозмездного пользования имуществом, составляющим имущество государственной казны Российской Федерации филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (ссудополучатель) с Территориальным управлением Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Республике Дагестан (ТУ Росимущества в Республике Дагестан) (ссудодатель) от 08.09.2023 г. №05-5/12 (г.Махачкала) с приложениями к договору.

I.Учет доходов и расходов по видам деятельности.

Приказами ПАО «Россети Северный Кавказ» от 29.12.2023 г. №652 «Об учетной политике ПАО «Россети Северный Кавказ» для целей бухгалтерского учета на 2024 год» определен следующий порядок ведения раздельного учета доходов и расходов по видам деятельности и в соответствии со статьей 8 Федерального закона от 06.12.2011 № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете», стандартом МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки», а также Налоговым кодексом Российской Федерации.

Доходы:

Доходы в зависимости от их характера от их характера, условия получения и направлений деятельности подразделяются;

– доходы от обычных видов деятельности – виды деятельности, признаваемые основными для целей бухгалтерского учета в настоящей Учетной политике,

– прочие доходы – доходы отличные от доходов от обычных видов деятельности, в том числе поступления, возникшие как последствия чрезвычайных обстоятельств хозяйственной деятельности (стихийного бедствия, пожара, аварии, национализации и т.п.).

Доходами от обычных видов деятельности признается выручка от продажи продукции (работ, услуг) полученная по основным видам деятельности Общества.

К основным видам деятельности Общества для целей отражения в отчетности доходов и расходов относятся:

- передача электрической энергии;
- перепродажа электроэнергии и мощности;
- технологическое присоединение к электрической сети и т.п.

В бухгалтерском учете доходы по обычным видам деятельности отражаются на счете 90 «Продажи».

По отдельным видам деятельности в аналитическом учете доходов обеспечивается учет по дополнительным аналитическим признакам, открываемым в развитии вида деятельности, а именно:

- по передаче электрической энергии - по уровням (классам) напряжения;
- по технологическому присоединению к электрической сети - по уровням присоединяемой мощности.

Доходы от услуг по передаче электроэнергии признаются в бухгалтерском учете в месяце оказания услуги на основании Актов об

оказанных услугах по передаче электрической энергии в редакции Общества вне зависимости от наличия подписи со стороны контрагента (подписания акта об оказании УПЭЭМ со стороны контрагента с разногласиями по объему и (или) стоимости оказанных УПЭЭМ), при наличии документов, подтверждающих его направление контрагенту заказным письмом (опись вложений и квитанция об отправке) и нарочным способом (отметка о получении), либо иным способом, обеспечивающим получение уведомления о доставке.

Доходы от услуг по передаче электроэнергии включают все доходы от передачи энергии, потребляемой субъектами рынка в регионе обслуживания определенной Обществом, в том числе по без учетному потреблению.

Доходы от услуг по передаче электроэнергии классифицируются по категориям потребителей и по уровню напряжения, на котором подключен потребитель: высокое напряжение (ВН), среднее напряжение (СН1 и СН2), низкое напряжение (НН).

Затраты.

В составе затрат на производство учитываются затраты по обычным видам деятельности.

При этом затраты в зависимости от характера затрат и их отношения к процессу производства учитываются в составе затрат:

- основного производства-производства, продукции (работ, услуг) которого явилось целью создания данного общества
- вспомогательных производств - производств, которые являются вспомогательными (подсобными) для основного производства Общества;
- общепроизводственных затрат - затрат по обслуживанию основных и вспомогательных производств Общества;
- общехозяйственных затрат - затрат для нужд управления, не связанных непосредственно с производственным процессом;
- обслуживающего производства - затратах, связанных с выпусктом продукции, выполнением работ и оказанием услуг обслуживающими производствами и хозяйствами Общества.

В составе затрат на основное производство учитываются прямые производственные затраты. Затраты основного производства формируют фактическую себестоимость выполненных работ, оказанных услуг, завершенной производством продукции и стоимость незавершенного производства. Для учета затрат на основное производство применяется счет 20 «Основное производство». На счете 20 «Основное производство» отражаются прямые расходы в разрезе номенклатурных групп, связанные непосредственно с оказанием услуг по передаче электрической энергии, по технологическому присоединению, по предоставлению имущества в аренду, по прочим услугам промышленного характера.

В составе затрат вспомогательного производства учитываются затраты производств, осуществляющих транспортное обслуживание и т.п.

В частности, к вспомогательным производствам могут относиться следующие подразделения: ремонтные мастерские, службы механизации и транспорта, собственные котельные и др.

Учет затрат вспомогательного производства ведется на счете 23 «Вспомогательные производства». Аналитический учет по счету ведется по номенклатурным группам и статьям затрат.

На счете 23 «Вспомогательные производства» собираются косвенные расходы в разрезе номенклатурных групп, связанные с процессами, являющимися вспомогательными по отношению к основным технологическим процессам по передаче электроэнергии, по технологическому присоединению, по предоставлению имущества в аренду, по прочим услугам промышленного. К вспомогательным производствам относятся ремонтные мастерские, службы механизации и транспорта.

Ежемесячно расходы со счета 23 «Вспомогательные производства» списываются на счет 20 «Основное производство» в разрезе статей расходов и номенклатурных групп.

Расходы по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» на счетах 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» отражаются в разрезе договоров по технологическому присоединению.

В составе общепроизводственных затрат (ОПР) учитываются затраты по управлению и обслуживанию подразделений основного производства.

Общепроизводственные затраты включают, в том числе, затраты на содержание исполнительного аппарата Общества.

Общепроизводственные расходы признаются в полной сумме осуществленных затрат.

Учет общепроизводственных затрат ведется на счете 25 «Общепроизводственные расходы». Информация об общепроизводственных расходах формируется по подразделениям и статьям расходов.

Затраты, связанные с содержанием Отделов технологического присоединения, отражаются на счете 25 по подразделению «Технологическое присоединение». Распределение данных расходов производится пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» по каждому договору.

Остальные затраты отражаются на счете 25 по подразделению «Основное» и распределяются на счет 20 «Основное производство» по всем видам деятельности, кроме номенклатурной группы «Технологическое присоединение», пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство», по всем видам деятельности, кроме Фонда оплаты труда по номенклатурной группе «Технологическое присоединение».

В составе общехозяйственных расходов (ОХР) учитываются затраты, связанные с обслуживанием и управлением деятельностью Общества в целом.

Общехозяйственные расходы признаются в полной сумме осуществленных затрат.

Учет общехозяйственных затрат ведется на счете 26 «Общехозяйственные расходы» в разрезе подразделений и статей затрат.

Затраты по счету 26 «Общехозяйственные расходы» по подразделению «Управленческие расходы» формируются по следующим статьям:

- Услуги по выполнению функций исполнительного органа;
- Выплаты членам Совета директоров;
- Выплаты членам Ревизионной комиссии;

В конце месяца Управленческие расходы распределяются по видам деятельности пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство».

ПРИНЦИП РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ АППАРАТА УПРАВЛЕНИЯ ПАО «РОССЕТИ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» (на примере 2022 года)

Общество / Филиал		2022 год					
		НВВПС* (тыс. руб.)	НВВПСО (%)	НВВПСФ (%)	НВВП** (тыс. руб.)	НВВП (%)	НВВС*** (тыс. руб.)
Филиалы ПАО «Россети Северный Кавказ»:		23 852 487,74		100,00%	20 577 204,18		3 275 283,56
НВВП	филиал «Каббалкэнерго»	2 918 172,17	10,79%	12,23%	2 918 172,17	12,55%	
НВВС		659 975,46	2,44%	2,77%		659 975,46	17,42%
НВВП	филиал «Карачаево-Черкесскэнерго»	1 531 657,16	5,66%	6,42%	1 531 657,16	6,59%	
НВВС		290 301,57	1,07%	1,22%		290 301,57	7,66%
НВВП	филиал «Севкавказэнерго»	2 578 265,65	9,54%	10,81%	2 578,265,65	11,09%	
НВВС		536 720,57	1,99%	2,25%		536 720,57	14,17%
НВВП	филиал «Ставропольэнерго»	6 530 991,56	24,16%	27,38%	6 530 991,56	28,09%	
НВВП	филиал «Ингушэнерго»	1 921 131,90	7,11%	8,05%	1 921 131,90	8,26%	
НВВС		294 675,88	1,09%	1,24%		294 675,88	7,78%
НВВП	филиал «Дагэнерго»	5 096 985,74	18,85%	21,37%	5 096 985,74	21,92%	
НВВС		1 493 610,07	5,52%	6,26%		1 493 610,07	39,43%
Управляемые общества ПАО «Россети Северный Кавказ»:		3 185 005,28			2 672 760,84		512 244,44
НВВП	АО «Чеченэнерго»	2 672 760,84	9,89%		2 672 760,84	11,50%	
НВВС		512 244,44	1,89%			512 244,44	13,52%
ВСЕГО:		27 037 493,01	100,00%		23 249 965,02	100,00%	3 787 527,99
	в т.ч. ВСЕГО НВВП	23 249 965,02	85,99%		23 249 965,02	100,00%	
	в т.ч. НВВП филиалов	20 577 204,18	76,11%		20 577 204,18	88,50%	

	в т.ч. НВВП управляемых обществ	2 672 760,84	9,89%		2 672 760,84	11,50%	
	в т.ч. ВСЕГО НВВС	3 787 527,99	14,01%			3 787 527,99	100,00%
	в т.ч. НВВС филиалов	3 275 283,56	12,11%			3 275 283,56	86,48%
	в т.ч. НВВС управляемых обществ	512 244,44	1,89%			512 244,44	13,52%

* - необходимая валовая выручка по передаче и перепродаже электроэнергии

** - необходимая валовая выручка по передаче электроэнергии

*** - необходимая валовая выручка по перепродаже электроэнергии

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ В СООТВЕТСТВИИ С УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКОЙ

Показатель	Состав затрат	Учет затрат
Затраты на основное производство	<ul style="list-style-type: none"> • прямые производственные затраты (в том числе прямые распределяемые затраты), • оценочные обязательства, связанные с выполнением работ, оказанием услуг, готовой продукции по конкретному виду деятельности, заказу, либо иному объекту калькулирования, • затраты вспомогательного производства по обеспечению производственного процесса основного производства, • общепроизводственные затраты, относимых на основное производство посредством распределения, • часть общехозяйственных затрат, относимых на основное производство посредством распределения. 	<p>Для учета затрат на основное производство применяется счет 20 «Основное производство».</p> <p>На счете 20 «Основное производство» отражаются прямые расходы в разрезе номенклатурных групп, связанные непосредственно с оказанием услуг по передаче электрической энергии, перепродаже электроэнергии, технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, по прочим услугам промышленного характера.</p> <p>Затраты, не связанные с оказанием услуг по технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, прочим услугам промышленного характера отражаются на счете 20 «Основное производство» по номенклатурным группам «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих функции гарантировавшего поставщика.</p> <p>В конце месяца расходы, связанные с оказанием дополнительных (нетарифных) услуг, отражаются по номенклатурной группе «Дополнительные (нетарифные) услуги» на счете 20 «Основное производство» путем отнесения расходов с номенклатурных групп «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих функции гарантировавшего поставщика в соответствии с п.3.20.7.</p> <p>Оставшиеся затраты по номенклатурной группе «Перепродажа электроэнергии» подразделения (филиала) Общества, осуществляющего функции гарантировавшего поставщика, уменьшаются на долю затрат, относящихся к услугам по передаче электроэнергии по прямым договорам. Распределение указанной доли затрат производится пропорционально физическим объемам электроэнергии, проданной потребителям, и переданной в рамках договоров на оказание услуг по</p>

		передаче электроэнергии до закрытия счетов 23 «Вспомогательное производство», 25 «Общепроизводственные затраты» и 26 «Общехозяйственные расходы».
Затраты на вспомогательное производство	<ul style="list-style-type: none"> затраты производств, осуществляющих транспортное обслуживание и т.п. <p>В частности, к вспомогательным производствам могут относиться следующие подразделения: ремонтные мастерские, службы механизации и транспорта, собственные котельные и др.</p>	<p>Учет затрат вспомогательного производства ведется на счете 23 «Вспомогательные производства». Аналитический учет по счету ведется по номенклатурным группам и статьям затрат.</p> <p>На счете 23 «Вспомогательные производства» собираются расходы, связанные с процессами, являющимися вспомогательными по отношению к основным технологическим процессам по передаче электроэнергии, перепродаже электроэнергии, технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, прочим услугам промышленного характера.</p> <p>Затраты вспомогательного производства, связанные непосредственно с оказанием услуг по технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, прочим услугам промышленного характера отражаются на счете 23 «Вспомогательное производство» в разрезе соответствующих номенклатурных групп.</p> <p>Затраты, не связанные с оказанием услуг по технологическому присоединению, предоставлению имущества в аренду, прочим услугам промышленного характера отражаются на счете 23 «Вспомогательное производство» по номенклатурным группам «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих функции гарантировавшего поставщика.</p> <p>В конце месяца расходы, связанные с оказанием дополнительных (нетарифных) услуг, отражаются по номенклатурной группе «Дополнительные (нетарифные) услуги» на счете 23 «Вспомогательное производство», путем отнесения расходов с номенклатурных групп «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих энергосбытовую деятельность в соответствии с п.3.20.8 Учетной политики.</p> <p>Оставшиеся затраты по номенклатурной группе «Перепродажа электроэнергии» подразделения (филиала) Общества, осуществляющего функции гарантировавшего поставщика, уменьшаются на долю затрат подразделения (филиала) относящихся к услугам по передаче электроэнергии по прямым договорам. Распределение указанной доли затрат производится пропорционально физическим объемам электроэнергии, проданной потребителям, и переданной в рамках договоров на оказание услуг по передаче электроэнергии.</p>
Общепроизводственные затраты	<ul style="list-style-type: none"> затраты по управлению и обслуживанию подразделений основного производства. <p>Общепроизводственные затраты включают, в том числе, затраты на содержание аппарата управления филиалов Общества.</p>	<p>Учет общепроизводственных затрат ведется на счете 25 «Общепроизводственные расходы». Информация об общепроизводственных расходах формируется в разрезе статей расходов.</p> <p>В филиалах Общества информация об общепроизводственных расходах по счету 25 формируется в разрезе подразделений и статей расходов.</p>

		<p>Затраты, связанные с содержанием Подразделений технологического присоединения, отражаются на счете 25 по подразделению «Технологическое присоединение». Распределение данных расходов производится пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» по каждому договору.</p> <p>Общепроизводственные затраты, не связанные с оказанием услуг по технологическому присоединению, распределяются следующим образом.</p> <p>Часть общепроизводственных затрат, отраженных на счете 25, распределяется на счет 20 «Основное производство» номенклатурная группа «Дополнительные (нетарифные) услуги» в соответствии с п. 3.20.9.</p> <p>Остальные затраты распределяются на счет 20 «Основное производство» по всем видам деятельности, кроме номенклатурных групп «Технологическое присоединение» и «Дополнительные (нетарифные) услуги», пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство».</p>
Общехозяйственные затраты	<ul style="list-style-type: none"> • затраты, связанные с обслуживанием и управлением деятельностью Общества в целом. 	<p>Учет общехозяйственных затрат ведется на счете 26 «Общехозяйственные расходы» в разрезе подразделений и статей затрат.</p> <p>Затраты по счету 26 «Общехозяйственные расходы» по подразделению «Управленческие расходы» формируются по статьям в соответствии с п. 3.20.10.</p> <p>В конце месяца Управленческие расходы распределяются в филиалы пропорционально необходимой валовой выручке по передаче и перепродаже электроэнергии филиалов (НВВПСФ).</p> <p>В филиале затраты по счету 26 по подразделению «Управленческие расходы» списываются в дебет счета 90.08 «Управленческие расходы» и отражаются в Отчете о финансовых результатах по строке «Управленческие расходы».</p> <p>Затраты по оплате труда, резервам под отпуска и страховым взносам первого заместителя генерального директора – главного инженера, заместителя генерального директора по реализации и развитию услуг и подразделений (Департамент учета электроэнергии и энергосбережения; Департамент реализации услуг и взаимодействия с клиентами; Департамент технического перевооружения и реконструкции, обслуживания и ремонта объектов электросетевого хозяйства; Департамент производственной безопасности и производственного контроля; Департамент технологического развития и инноваций; Отдел перспективного развития; Служба оперативно-технологического и ситуационного управления) отражаются на счете 26 по подразделению «Передача электроэнергии».</p> <p>В конце месяца данные затраты распределяются на счет 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Услуги ЕИО» и на счет 26 «Общехозяйственные расходы» филиалов по номенклатурной группе «Передача электроэнергии» пропорционально необходимой валовой выручке по передаче электроэнергии (НВВП).</p> <p>Затраты по оплате труда, резервам под отпуска и страховым взносам заместителя генерального директора по взаимодействию с субъектами рынка электроэнергии и Департамента по взаимодействию с субъектами рынка электроэнергии, отражаются на счете 26 по подразделению «Перепродажа электроэнергии».</p> <p>В конце месяца данные затраты распределяются на счет 20 «Основное</p>

производство» по номенклатурной группе «Услуги ЕИО» и на счет 26 «Общехозяйственные расходы» филиалов пропорционально необходимой валовой выручке по перепродаже электроэнергии (НВВС).

Затраты, связанные с содержанием Департамента перспективного развития и технологического присоединения потребителей, отражаются на счете 26 по подразделению «Технологическое присоединение» за исключением расходов на содержание Отдела перспективного развития. В конце месяца данные затраты распределяются в филиалы пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» с учетом затрат по вспомогательному производству и общепроизводственных расходов.

В филиале распределение расходов по счету 26 по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» производится пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Технологическое присоединение» по каждому договору с учетом затрат по вспомогательному производству и общепроизводственных расходов. При отсутствии Фонда оплаты труда затраты отражаются на сводной номенклатурной группе «Технологическое присоединение».

Затраты на вознаграждение персонала за выполнение ключевых показателей по оказанию дополнительных (нетарифных) платных услуг отражаются по подразделению «Дополнительные (нетарифные) услуги». В конце месяца данные затраты распределяются в филиалы пропорционально выручке по номенклатурной группе «Дополнительные (нетарифные) услуги».

Остальные затраты отражаются на счете 26 по подразделению «Аппарат управления».

В конце месяца затраты по подразделению «Аппарат управления» распределяются на счет 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Услуги ЕИО» и на счет 26 «Общехозяйственные расходы» филиалов пропорционально общей необходимой валовой выручке по передаче и перепродаже электроэнергии филиалов НВВПСО).

Информацию о НВВПСО, НВВПСФ, НВВП, НВВС ежегодно предоставляет Департамент тарифообразования до 25 января текущего года. При изменении условий хозяйствования НВВПС, НВВП, НВВС может корректироваться. Данные об изменении НВВПС, НВВП, НВВС предоставляются Департаментом тарифообразования.

В филиале затраты по счету 26 по подразделению «Аппарат управления» распределяются на счет 20 «Основное производство» по номенклатурной группе «Дополнительные (нетарифные) услуги» в соответствии с п.3.20.10.

Остальные затраты, отраженные в филиале по счету 26, по подразделению «Аппарат управления» распределяются на счет 20 «Основное производство» по всем видам деятельности, кроме номенклатурных групп «Технологическое присоединение» и «Дополнительные (нетарифные) услуги» пропорционально Фонду оплаты труда, отраженному по счету 20 «Основное производство».

Затраты обслуживающих производств и хозяйств	<ul style="list-style-type: none"> • затраты состоящих на балансе Общества обслуживающих производств и хозяйств, деятельность которых не связана с выполнением работ, оказанием услуг и производством продукции, явившихся целью создания Общества: <p>- жилищно-коммунального хозяйства (эксплуатация жилых домов, общежитий, прачечных, бань и т.п.);</p> <p>- столовых и буфетов;</p> <p>- общежитий;</p> <p>- детских дошкольных учреждений (садов, яслей);</p> <p>- домов отдыха, санаториев и других учреждений оздоровительного и культурно-просветительского назначения.</p>	<p>В составе затрат обслуживающих производств и хозяйств отражаются прямые расходы, связанные непосредственно с выпуском продукции, выполнением работ и оказанием услуг, а также расходы вспомогательных производств. Учет этих затрат ведется счете 29 «Обслуживающие производства и хозяйства» по каждому обслуживающему производству и хозяйству, по отдельным статьям затрат этих производств и хозяйств.</p>
Коммерческие расходы	<ul style="list-style-type: none"> • затраты, связанные с реализацией коммерческих процессов и административно-управленческих процессов по управлению коммерческими подразделениями (выполнение функций гарантировавшего поставщика). <p>К коммерческим расходам относятся: коммерческие расходы, связанные с энергосбытовой деятельностью (выполнением функций гарантировавшего поставщика, в том числе расходы на рекламу и представительские расходы)</p>	<p>Коммерческие расходы списываются в дебет счета 90 «Продажи» без распределения по видам реализованной продукции полностью в конце отчетного периода.</p>
Прочие расходы		<p>Прочие расходы, связанные с оказанием услуг технологического присоединения, отражаются по подразделению «Технологическое присоединение».</p>

	<p>Прочие расходы, связанные со сдачей имущества в аренду, отражаются по подразделению «Сдача в аренду имущества». Прочие расходы, связанные с оказанием дополнительных (нетарифных) услуг, отражаются по подразделению «Дополнительные (нетарифные) услуги».</p> <p>Прочие расходы, связанные с прочими видами деятельности, отражаются по подразделению «Прочие виды деятельности».</p> <p>Прочие расходы, не связанные с вышеуказанными видами деятельности, отражаются по подразделению «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих функции гарантировавшего поставщика.</p>
	<p>Прочие расходы, формируются в Аппарате управления по подразделению «Аппарат управления» и распределяются через счет 79-02 «Расчеты по текущим операциям» в филиалы Общества пропорционально НВВПСФ, кроме следующих видов расходов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - расходы, связанные с содержанием имущества, переданного в безвозмездное пользование; - списание дебиторской задолженности; - создание резервов; - расходы, напрямую связанные с выполнением функций ЕИО. <p>Прочие расходы от выбытия ценных бумаг в счет погашения обязательств перед контрагентами распределяются через счет 79-02 «Расчеты по текущим операциям» в филиалы Общества пропорционально размеру погашаемой задолженности. Сведения о размере погашаемой задолженности предоставляет курирующая профильная служба в течение 5-ти рабочих дней с даты передачи векселей.</p>
	<p>Проценты к уплате, сформированные в Аппарате управления, распределяются через счет 79-02 «Проценты по кредитам» в филиалы Общества пропорционально долгосрочной и краткосрочной задолженности по заемным средствам филиалов, кроме задолженности по процентам по долговым обязательствам.</p> <p>В филиалах прочие расходы из Аппарата управления отражаются по подразделениям «Передача электроэнергии» для филиалов, осуществляющих деятельность по передаче электроэнергии, и «Перепродажа электроэнергии» для филиалов, осуществляющих энергосбытовую деятельность.</p>
Проценты, причитающиеся к оплате заемодавцу (кредитору)	<p>Проценты к уплате по кредитам и займам распределяются по филиалам в зависимости от объема привлеченных заемных средств.</p> <p>Сумма привлеченных заемных средств распределяется по филиалам Общества.</p> <p>Информацию о распределении заемных средств, и их погашении в разрезе филиалов, о сумме распределяемых процентов к уплате предоставляет Департамент экономики ежемесячно, до 15 числа месяца, следующего за отчетным.</p>

		<p>Начисленные в установленном порядке проценты подлежат отражению в составе прочих расходов за исключением процентов по заемным средствам, привлекаемым для приобретения (создания) инвестиционных активов (капитализируемые проценты).</p> <p>Проценты к уплате, относящиеся к Аппарату управления и не подлежащие капитализации, распределяются в филиалы пропорционально остаткам по счетам 66, 67 на конец отчетного месяца.</p> <p>Проценты за пользование заемными средствами включаются в стоимость инвестиционного актива или в состав прочих расходов равномерно (ежемесячно) в течение срока пользования заемными средствами независимо от момента фактической выплаты процентов.</p> <p>В зависимости от срока погашения, задолженность в виде процентов по заемным обязательствам отражается на счете 66 «Расчеты по краткосрочным кредитам и займам» или 67 «Расчеты по долгосрочным кредитам и займам» (обособленно).</p>
Резерв по сомнительным долгам	<p>Общество создает резерв по сомнительным долгам по любой дебиторской задолженности, признаваемой Обществом сомнительной. При этом сомнительной признается дебиторская задолженность организации, которая не погашена или с высокой степенью вероятности не будет погашена в сроки, установленные договором, и не обеспечена соответствующими гарантиями.</p> <p>Величина резерва определяется отдельно по каждому сомнительному долгу в зависимости от финансового состояния (платежеспособности) должника и оценки вероятности погашения долга полностью или частично.</p>	<p>Резерв по сомнительным долгам учитывается на счете 63 «Резерв по сомнительным долгам».</p> <p>Информация по резерву сомнительных долгов раскрывается в отчете о финансовых результатах в составе прочих расходов (начисление резерва) и прочих доходов (восстановление резерва).</p> <p>Порядок формирования резерва по сомнительным долгам утверждается в соответствии с утвержденной в Обществе Методикой по оценке величины резерва по сомнительным долгам.</p> <p>Величина резерва по сомнительным долгам определяется отдельно по каждому сомнительному долгу контрагента в разрезе актов, платежных поручений и иной первичной документации в зависимости от финансового состояния (платежеспособности) должника и оценки вероятности погашения долга полностью или частично.</p>

		<p>Суммы созданных резервов по сомнительным долгам относятся на прочие расходы и отражаются по дебету счета 91 «Прочие доходы и расходы» и кредиту счета 63 «Резервы по сомнительным долгам» на последнее число соответствующего отчетного периода.</p> <p>Формирование резерва по сомнительным долгам проводится ежеквартально на последнее число соответствующего отчетного квартала (31 марта, 30 июня, 30 сентября, 31 декабря).</p> <p>Руководитель регионального предприятия проводит анализ взыскаемости дебиторской задолженности и необходимости создания резерва по сомнительным долгам.</p> <p>Результаты проведенной оценки направляются на рассмотрение и согласование профильным заместителям генерального директора, начальнику Управления по работе с дебиторской задолженностью по форме согласно Приложению 1 в срок до 9 числа месяца, следующего за отчетным кварталом.</p> <p>Заместители генерального директора по направлениям деятельности, начальник Управления по работе с дебиторской задолженностью согласовывают и представляют секретарю Комиссии Отчет согласно Приложению 1 к Методике в срок до 12 числа месяца, следующего за отчетным кварталом.</p> <p>Комиссия в срок до 20 числа месяца, следующего за отчетным кварталом, проводит заседание, в результате которого принимает решение о начислении/неначислении резерва по сомнительным долгам и представляет в бухгалтерскую службу Общества Отчет согласно Приложению 1 к Методике.</p>
Текущий налог на прибыль	Текущим налогом на прибыль признается налог на прибыль для целей налогообложения, определяемый в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.	Общество использует способ определения величины текущего налога на прибыль на основе данных, сформированных в бухгалтерском учете. При этом величина текущего налога на прибыль должна соответствовать сумме исчисленного налога на прибыль, отраженного в налоговой декларации по налогу на прибыль.
Налог на имущество		<p>В соответствии с Приказом Минфина РФ от 31.10.2000 №94н в качестве источника начисления налога на имущество и с учетом использования налогооблагаемого имущества в деятельности Общества определены следующие счета:</p> <ul style="list-style-type: none"> - по имуществу, используемому в деятельности по передаче электрической энергии, – счета 25 «Общепроизводственные расходы», 23 «Вспомогательные производства», 20 «Основное производство», счет 26 «Общехозяйственные расходы»; - по имуществу, используемому в деятельности по перепродаже электрической энергии, – счет 44 «Расходы на продажу».

II. Анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» за 2022 гг.

Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2022 год.

В приложении №1 приведен анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2022 год (далее - филиал «Дагэнерго»).

Анализ технико-экономических показателей филиала «Дагэнерго» выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы

№ 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа и расшифровки расходов и доходов в табл. №№1.6, 1.3 в соотв. с приказ Минэнерго РФ №585 от 13.12.11 г. «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов в сфере услуг по передаче электрической энергии»

Организация несёт ответственность за достоверность представленных материалов.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан установленным постановлениями Республиканской службы по тарифам РД от 27.12.2021 г. № 136.

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго».

По договорам аренды на эксплуатации у филиала «Дагэнерго» находится следующее электротехническое оборудование:

- ✓ на конец 2022 года:
 - ПС – 110кВ – 87 ед.;
 - ПС – 35 кВ – 122 ед.;
 - ТП–10/0,4 кВ – 8 193 ед.
 - ВЛ – 35 705,11 км;
 - КЛ – 908,88 км.

Объем условных единиц составил 116 206,98 у.е., в том числе:

ВН – 18 139,29 у.е.; СН1 – 15 487,23 у.е.; СН2 – 55 881,98 у.е.; НН – 26 698,49 у.е.

Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным, интегральных актов, актов об оказании услуг по передаче электрической энергии (по единым (котловым) тарифам и по взаиморасчетам), по актам компенсации потерь и отчета Форма № 46-ЭЭ показал следующее:

1) поступление электроэнергии в сеть составило 8 190,08 млн.кВтч., что на 1 294,91 млн.кВтч. выше принятого по расчету, увеличение составляет 118,78 %, при плане 6 895,18 млн.кВтч.

2) фактический полезный отпуск электрической энергии составил 4 831,69 млн.кВтч., снижение относительно планового полезного отпуска электрической энергии составило 846,65 млн.кВтч. (83,76 %), в том числе:

- фактический полезный отпуск электрической энергии по конечным потребителям составил 4 169,30 млн.кВтч., снижение планового относительно планового полезного отпуска электрической энергии составило 617,31 млн.кВтч. (87,10 %), в том числе:

Категории потребителей	План млн.кВтч	Факт млн.кВтч	Разница млн.кВтч. (Факт-План)	%
ВСЕГО полезный отпуск конечным потребителям	4 786,61	4 169,30	-617,31	87,10
итого прочие потребители - ВН	284,92	325,16	40,24	114,12
итого прочие потребители - СН1	34,05	94,11	60,06	276,40
итого прочие потребители - СН2	396,91	691,14	294,23	174,13
итого прочие потребители - НН	1 887,25	614,54	-1 272,72	32,56
Потребители, приравненные к населению	83,26	0,00	-83,26	0,00
население (город) - НН	735,88	872,72	136,83	118,59
население (село, эл.плиты) - НН	1 364,34	1 571,65	207,31	115,19

Эксперты отмечают существенное изменение фактической структуры полезного отпуска электрической энергии относительно плановой по категориям потребителей и по уровням напряжения.

При этом по Форме № 46-ЭЭ фактический полезный отпуск электрической энергии по конечным потребителям составил 4 625,20 млн.кВтч.

- фактический отпуск электрической энергии по Форме № 46-ЭЭ сетевым организациям составил 8 190,08 млн.кВтч., что на 1 294,91 млн.кВтч. выше принятого по расчету, увеличение составляет 118,78 %.

- фактические потери электроэнергии составили по Форме № 46-ЭЭ 3 541,82 млн.кВтч. (43,25%).

- фактические потери электроэнергии составили по отчетным данным (анализу) филиала «Дагэнерго» 3 358,40 млн.кВтч. (41,01 %), из них: сверхнормативные потери – 1 816,34 млн.кВтч. и нормативные потери – 1 542,05 млн.кВтч. или 18,83 % к отпуску в сеть, что не соответствует проценту принятых нормативных потерь утвержденных на 2022 год – 22,36%, Эксперты отмечают, что нормативные потери должны составить по факту 2022 года – 1 816,34 млн.кВтч., что соответствует проценту принятых нормативных потерь утвержденных на 2022 год – 22,36% и должны составлять:

$$8\ 190,08 \text{ млн.кВтч.} * 22,36\% = 1\ 831,64 \text{ млн.кВтч.}$$

Филиал «Дагэнерго» взяли за основу плановые нормативные потери и не анализируя, что поступление в сеть увеличилось по факту на 18,78 % и поэтому у них % нормативных потерь получился ниже, утвержденных, то есть: $1\ 542,05 * 100 / 8\ 190,08 = 18,83\%$

Эксперты отмечают, что данный подход не соответствует распределению нормативных потерь, а также и в денежном выражении.

Финансовые показатели

Выручка филиала «Дагэнерго» за 2022 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии по актам об оказании услуг по передаче электрической энергии составила в сумме 6 533 120,10 (78,44 %), что ниже расчетной на 1 795 836,34 тыс.руб., в том числе:

- от конечных потребителей – 5 895 888,86 тыс.руб. (75,93 %), ниже расчетной на 1 868 613,02 тыс.руб.

Снижение фактической выручки относительно плановой по конечным потребителям произошло, в том числе за счет изменения структуры полезного отпуска по категориям потребителей и по уровням напряжения.

- от сетевых организаций 637 231,24 тыс.руб. выше расчетной на 72 776,68 тыс.руб. или (112,89 %).

Всего расходы филиала «Дагэнерго» по регулируемому виду деятельности составили в сумме 12 961 854,00 тыс.руб. (187,55 %), в том числе:

- на покупку электрической энергии на компенсацию нормативных потерь – 3 262 268,47 тыс.руб., при этом следует отметить, что филиал «Дагэнерго» не правильно показывает процент факта на покупку нормативных потерь, искажает сумму и цену нормативных потерь;

- расходы на содержание в сумме 8 857 983,68 тыс.руб. (143,22 %), что на 2 673 276,61 тыс.руб. выше плановых, в том числе:

1) Экономически необоснованные доходы (экономия) средств

Расходы, предусмотренные при установлении тарифов на передачу электрической энергии, но неиспользованные в полном объеме, в том числе:

Вспомогательные материалы, из них:

- ремонтно-эксплуатационные нужды:
 - ✓ текущий ремонт – 7 333,75 тыс.руб.;
 - ✓ техобслуживание – 32 189,57 тыс.руб.;
 - ✓ ремонт автотранспорта (автозапчасти) – 10 066,53 тыс.руб.;
 - ✓ ГСМ – 17 570,65 тыс.руб.;
 - ✓ релейная защита и автомат (Рзи А) – 1 069,73 тыс.руб.

- капитальный ремонт бесхозных сетей не подконтрольные расходы – 41 192,36 тыс.руб. (не использовали в 2022 году);

- работы и услуги производственного характера, из них:
 - ✓ капремонт ОС – 115 562,66 тыс.руб.;
 - ✓ сертификация электроэнергии – 83,90 тыс.руб.
 - электроэнергия на хоз. нужды – 47 481,91 тыс.руб.;
 - затраты на оплату труда – 208 918,34 тыс.руб.;

Фактический фонд оплаты труда филиала «Дагэнерго» составил 1 752 711,97 тыс.руб. (плановый – 1 856 203,85 тыс.руб.), при численности – 3 647,98 чел. (плановая – 3 724,82 чел.) и среднемесячной заработной плате – 37 518,15 руб. (плановая – 41 527,82 руб.);

Отчётный период	Средняя численность, чел				Фонд начисленной зарплаты, тыс.руб.				Среднемесячная зарплата на 1 работника, руб			
	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.пр ав. характера	Всего	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.пр ав. характера	Всего	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.пр ав. характера	Всего
январь	3 630,80	3,90	0,00	3 634,70	136 857,70	298,20	33,50	137 189,40	37 693,54	76 461,54		37 744,35
февраль	3 650,40	2,90	0,00	3 653,30	141 019,20	224,70	34,50	141 278,40	38 631,16	77 482,76		38 671,45
март	3 645,10	3,60	0,00	3 648,70	134 579,90	214,10	34,50	134 828,50	36 920,77	59 472,22		36 952,48
<i>Итого I кв:</i>	3 642,10	3,47	0,00	3 645,57	137 485,60	245,67	34,17	137 765,43	37 748,99	70 865,38		37 789,85
апрель	3 645,30	4,80	0,00	3 650,10	127 155,80	176,20	34,50	127 366,50	34 882,12	36 708,33		34 893,98
май	3 638,20	4,20	0,00	3 642,40	138 921,40	225,30	34,50	139 181,20	38 184,10	53 642,86		38 211,40
июнь	3 636,40	4,20	0,00	3 640,60	139 062,70	206,30	34,50	139 303,50	38 241,86	49 119,05		38 263,89
<i>Итого II кв:</i>	3 639,97	4,40	0,00	3 644,37	135 046,63	202,60	34,50	135 283,73	37 101,06	0,00	0,00	37 123,09
<i>Итого: 6 мес.</i>	3 641,03	3,93	0,00	3 644,97	136 266,12	224,13	34,33	136 524,58	37 425,12	56 983,05	0,00	37 455,65
июль	3 626,60	4,10	0,00	3 630,70	128 375,00	173,40	30,10	128 578,50	35 398,17	42 292,68		35 414,25
август	3 622,90	4,10	0,00	3 627,00	137 024,20	181,00	28,20	137 233,40	37 821,69	44 146,34		37 836,61
сентябрь	3 618,10	4,10	0,00	3 622,20	126 948,20	197,20	23,50	127 168,90	35 086,98	48 097,56		35 108,19
<i>Итого III кв:</i>	3 622,53	4,10	0,00	3 626,63	130 782,47	183,87	27,27	130 993,60	36 102,49	44 845,53	0,00	36 119,68
<i>Итого: 9 мес</i>	3 634,87	3,99	0,00	3 638,86	134 438,23	210,71	31,98	134 680,92	36 985,74	54 158,15	0,00	37 010,73
октябрь	3 673,80	3,83	0,00	3 677,63	135 203,00	187,00	38,60	135 428,60	36 801,95	48 825,07		36 824,97
ноябрь	3 686,20	3,73	0,00	3 689,93	137 873,80	189,50	49,30	138 112,60	37 402,69	50 804,29		37 429,60
декабрь	3 702,00	3,53	0,00	3 705,53	159 366,00	193,40	49,30	159 608,70	43 048,62	54 787,54		43 073,11
<i>Итого IV кв:</i>	3 687,33	3,70	0,00	3 691,03	144 147,60	189,97	45,73	144 383,30	39 092,64	51 472,30	0,00	39 109,22
Всего:	3 647,98	3,92	0,00	3 651,90	136 865,58	205,53	35,42	137 106,52	37 518,15	52 485,64	0,00	0,00

- отчисления на социальные нужды

- 20 691,62 тыс.руб.

Налоги, в том числе:

✓ налог на имущество

- 85 945,65 тыс.руб.;

✓ земельный налог

- 1 452,87 тыс.руб.;

- услуги пожарной безопасности

- 9 337,04 тыс.руб.;

С 01.01.2022 вступили в силу новые федеральные стандарты бухгалтерского учета:

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 6/2020 «Основные средства», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 17 сентября 2020 г. N 204н (далее – ФСБУ 6/2020);

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 25/2018 «Бухгалтерский учет аренды», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 16 октября 2018 г. N 208н (далее – ФСБУ 25/2018);

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 26/2020 «Капитальные вложения», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 17 сентября 2020 г. N 204н (далее – ФСБУ 26/2020).

В соответствии с п. 38 ФСБУ 6/2020 и п. 17 ФСБУ 26/2020 организация обязана с 2022 года проверять основные средства и капитальные вложения на обесценение и учитывать изменение их балансовой стоимости вследствие

обесценения в порядке, предусмотренном Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 36 «Обесценение активов».

- амортизация – 320 814,70 тыс.руб. (со знаком «-») по – ФСБУ 6/2020;

При этом на основании разъяснительного письма ФАС России от 05.08.2022 №МШ/74227/22 «О новых стандартах бухгалтерского учета, подлежащих применению начиная с бухгалтерской (финансовой) отчетности за 2022 год»

- амортизация – 121 168,06 тыс.руб. (со знаком «+»), но при этом по комплексному анализу экономической обоснованностью расходов и руководствуясь, основами ценообразования эксперты произвели расчет факта, который составил – 65 634,03 тыс.руб. (со знаком «+»);

- услуги охраны	– 1 475,24 тыс.руб.;
- охрана труда и ТБ	– 2 563,77 тыс.руб.;
- сертификация электроэнергии	– 83,90 тыс.руб.;
- электроэнергия на хоз. нужды	– 47 481,91 тыс.руб.;
- расход на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности)	– 555 387,28 тыс.руб. подконтрольные расходы (не использовали в 2022 году);
- подписка на периодическую печать	– 19,15 тыс.руб.;
- шифровальная связь	– 112,56 тыс.руб.;
- специальная связь	– 58,30 тыс.руб.;
- медосмотр	– 2 182,25 тыс.руб.;

2) Экономически необоснованные расходы

Вспомогательные материалы, из них:

- ремонтно-эксплуатационные нужды, из них:

✓ капремонт ОС – 587 290,28 тыс.руб.

- расходные материалы для оргтехники – 3 258,77 тыс.руб.;

- работы и услуги производственного характера, из них:

✓ ремонт и обслуживание зданий и сооружений – 2 637,77 тыс.руб.;

✓ услуги по диагностике, ремонту, обслуживанию автотранспорта и спецтехники – 3 272,88 тыс.руб.;

Прочие:

✓ ремонт и обслуживание оргтехники – 582,55 тыс.руб.;

✓ техобслуживание и ремонт бытовой техники – 7,37 тыс.руб.;

✓ техобслуживание систем кондиционирования – 556,82 тыс.руб.;

✓ дезинфекция, дератизация – 35,95 тыс.руб.;

✓ услуги технического надзора – 4 320,17 тыс.руб.;

- средства НИОКР – 150,00 тыс.руб.;

- добровольные страховые платежи – 22 419,72 тыс.руб.;

Налоги, в том числе:

✓ транспортный налог – 620,07 тыс.руб. с учетом сбытового автотранспорта и иномарок;

✓ госпошлина: тех.осмотр., регистрация а/м – 165,31 тыс.руб.;

С 01.01.2022 вступили в силу новые федеральные стандарты бухгалтерского учета:

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 25/2018 «Бухгалтерский учет аренды», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 16 октября 2018 г. N 208н (далее – ФСБУ 25/2018);

В соответствии с п. 38 ФСБУ 6/2020 и п. 17 ФСБУ 26/2020 организация обязана с 2022 года проверять основные средства и капитальные вложения на обесценение и учитывать изменение их балансовой стоимости вследствие обесценения в порядке, предусмотренном Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 36 «Обесценение активов».

- расходы в составе арендной платы, в том числе:

✓ аренда прочего имущества – 76 898,34 тыс.руб.,

из них на аренду имущества:

• ООО «Избербашские городские электрические сети» – 1 805,59 тыс.руб.;

• АО «Ставропольэлектросеть» (Хасавюртовские горэлектросети) – 6 842,14 тыс.руб.;

• ОАО «Махачкалинские горсети» – 467,10 тыс.руб.;

• ООО «МГЭСК» – 42 944,45 тыс.руб.;

• КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) – 4 058,18 тыс.руб. (по 3 договорам);

• АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК») – 16 262,88 тыс.руб.;

• ОАО «Дагэнергосеть» – 4 518,0 тыс.руб.

✓ аренда земельных участков – 908,48 тыс.руб.;

✓ аренда транспорта – 1 464,65 тыс.руб.;

✓ аренда помещений – 11 720,55 тыс.руб.;

✓ прочая аренда – 2 335,17 тыс.руб.;

✓ аренда оптических волокон (услуги связи) операционные расходы – 38 286,62 тыс.руб.;

✓ аренда с Казенным предприятием РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД" (№290 от 17.10.2022) с 01.06.2022 г. – 3 343,45 тыс.руб.;

✓ аренда с Казенным предприятием РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД" (№291 от 17.10.2022) с 01.04.2022 г. – 918,23 тыс.руб.;

✓ ФСК РОССЕТИ - НОВГОРОДСКОЕ ПМЭС договор (лизинг) №105/2022 от 28.09.2022 – 1 050,0 тыс.руб.;

✓ ООО "Энергопрогресс" договор от 18.10.2022 №ВР-172069 – 255,38 тыс.руб.;

- услуги Call-центра – 3 131,52 тыс.руб.;

- командировочные расходы – 21 797,55 тыс.руб.;

- представительские расходы – 190,67 тыс.руб.;

- обучение и подготовка кадров – 15 686,24 тыс.руб.;

- услуги связи – 24 691,55 тыс.руб.;

- ТМЦ средств связи – 2 089,64 тыс.руб.;

- коммунальные услуги (теплоэнергия и прочие услуги) – 6 044,58 тыс.руб.;
- аудиторские услуги – 286,83 тыс.руб.;
- ТМЦ мебель и техника – 1 280,51 тыс.руб.;
- ТМЦ вода питьевая – 215,66 тыс.руб.;
- ТМЦ канцелярские расходы – 4 976,47 тыс.руб.;
- ТМЦ хозяйственные расходы – 1 213,79 тыс.руб.;
- ТМЦ бланки типографские – 151,48 тыс.руб.;
- прочие расходы на получение разрешений и лицензий – 221,90 тыс.руб.;
- расходы на приобретение нормативной и тех. литературы (в т.ч. РБП) – 264,40 тыс.руб.;
- обязательные страховые платежи – 26 741,16 тыс.руб.;
- лицензии на использование программного обеспечения (информационные услуги) др. – 14 041,99 тыс.руб.;
- услуги техосмотра (госпош. тех.осмотр., регистрация а/м) – 147,30 тыс.руб.;
- плата за исп.радиочаст.спектра – 171,44 тыс.руб.;
- госпошлина: тех.осмотр., регистрация а/м – 165,31 тыс.руб.;
- услуги по техосмотру, регистрации автотранспорта и спецтехники – 150,55 тыс.руб.;
- услуги мойки автотранспорта – 172,46 тыс.руб.;
- пропуски на въезд на территорию – 137,08 тыс.руб.;
- консультационные услуги – 22 747,27 тыс.руб.;
- нотариальные услуги – 3,87 тыс.руб.;
- услуги почты и почтовые услуги – 1 107,55 тыс.руб.;
- архивные услуги, переплет – 10 537,81 тыс.руб.;
- разъездные – 72,71 тыс.руб.;
- аттестация рабочих мест и проч. – 25,69 тыс.руб.;
- расходы на оформление имущественных прав – 2 122,00 тыс.руб.;
- услуги по организации совещаний, семинаров – 1 627,38 тыс.руб.;
- расходы на взносы за участие в конференциях – 252,03 тыс.руб.;
- услуги по установке и обслуживанию автотерминалов (ГЛОНАСС) – 2 197,25 тыс.руб.;
- расходы на содержание автотранспорта – 460,09 тыс.руб.;
- транспортные услуги – 5 271,18 тыс.руб.;
- затраты на вознаграждение членам СД, РК, Комитетов – 3 120,71 тыс.руб.;
- услуги по организации функционирования и развития сетевого комплекса (управленческие расходы) – 9 004,69 тыс.руб.;
- НП Совет рынка – 289,52 тыс.руб.;
- услуги СМИ – 2 880,37 тыс.руб.;
- расходы на публичное раскрытие информации – 192,33 тыс.руб.;
- больничные листы – 6 550,14 тыс.руб.;
- услуги PR – 1 995,85 тыс.руб.;
- услуги переводчиков (не в штате) – 21,45 тыс.руб.;

- расходы на природоохранные мероприятия (кроме налогов и сборов)	
- 28,87 тыс.руб.;	
- пособия по уходу за ребёнком до 3 лет	- 0,63 тыс.руб.;
- прочие работы и услуги	- 1 279,54 тыс.руб.;
-прочие другие расходы, относимые на себестоимость	- 866,26 тыс.руб.;
- прочие	- 46 443,37 тыс.руб.

3) Экономически обоснованные доходы

- оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети	- 103 253,24 тыс.руб.;
- амортизация	- 65 634,03 тыс.руб.;
- прочие налоги и сборы (транспортный налог)	- 0,93 тыс.руб.;
- аренда земельных участков	- 904,48 тыс.руб.

Убытки от деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии по итогам 2022 года составили 7 090 761,72 тыс.руб., которые в том числе связаны:

- 1) со снижением плановых объемов полезного отпуска электроэнергии конечным потребителям (из-за сверхнормативных потерь и перекидки объемов полезного отпуска) и соответственно недополучением расчетной выручки (1 795 836,34 тыс.руб.);
- 2) покупкой электроэнергии на компенсацию потерь, кроме нормативных (3 827 839,86 тыс.руб.);
- 3) расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии соответствия установленных в расчете тарифов объемов полезного отпуска электрической энергии потребителям фактическому объему, и недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

Расчет приведен в приложении № 2.

II. Анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2023 год.

Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2023 год.

В приложении №1 приведен анализ основных технико-экономических показателей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» за 2023 год (далее - филиал «Дагэнерго»).

Анализ технико-экономических показателей филиала «Дагэнерго» выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа и расшифровки расходов и доходов в табл. №№1.6 и 1.3 в соответствии с приказом Минэнерго РФ №585 от 13.12.11 г. «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов в сфере услуг по передаче электрической энергии»

Организация несёт ответственность за достоверность представленных материалов.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан установленным постановлением Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан от 31.01.2023 г. № 45-ОД-10/23.

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Дагэнерго» (сбыт).

По договорам аренды на эксплуатации у филиала «Дагэнерго» находится следующее электротехническое оборудование:

- ✓ на начало 2023 года:
 - ПС – 110кВ – 87 ед.;
 - ПС – 35 кВ – 122 ед.;
 - ТП–10/0,4 кВ – 8 193 ед.
 - ВЛ – 35 705,11 км;
 - КЛ – 908,88 км.

Объем условных единиц составил 116 206,98 у.е., в том числе:

ВН – 18 139,29 у.е.; CH1 – 15 487,23 у.е.; CH2 – 55 881,98 у.е.; НН – 26 698,49 у.е.

У филиала «Дагэнерго» находится следующее электротехническое оборудование на эксплуатации – по договорам аренды, собственные сети и бесхозные сети:

- ✓ на конец 2023 года:
 - ПС – 110кВ – 87 ед.;
 - ПС – 35 кВ – 122 ед.;
 - ТП–10/0,4 кВ – 15 155 ед.
 - ВЛ – 40 046,57 км;
 - КЛ – 1 109,08 км.

Объем условных единиц составил 141 060,22 у.е., в том числе:

ВН – 18 139,29 у.е.; CH1 – 15 487,23 у.е.; CH2 – 71 934,80 у.е.; НН – 35 498,90 у.е.

Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным, интегральных актов, актов об оказании услуг по передаче электрической энергии (по единым (котловым) тарифам и по взаиморасчетам), по актам компенсации потерь и отчета Форма № 46-ЭЭ показал следующее:

1) поступление электроэнергии в сеть составило 8 327,92 млн.кВтч., что на 355,66 млн.кВтч. ниже принятого по расчету, уменьшение составляет 95,90 %, при плане 8 683,58 млн.кВтч.

2) фактический полезный отпуск электрической энергии составил 4 447,38 млн.кВтч., снижение относительно планового полезного отпуска электрической энергии составило 2 294,76 млн.кВтч. (65,96 %), из них:

- фактический полезный отпуск электрической энергии по конечным потребителям составил 4 015,53 млн.кВтч., снижение планового относительно планового полезного отпуска электрической энергии составило 2 298,99 млн.кВтч. (63,59 %), в том числе:

Категории потребителей	План млн.кВтч	Факт млн.кВтч	Разница млн.кВтч. (Факт-План)	%
ВСЕГО полезный отпуск конечным потребителям	6 314,52	4 015,53	-2 298,99	63,59
итого прочие потребители - ВН	641,93	270,10	40,24	42,08
итого прочие потребители - СН1	62,13	37,27	60,06	59,99
итого прочие потребители - СН2	717,28	464,08	294,23	64,70
итого прочие потребители - НН	2 296,98	670,89	-1 272,72	29,21
Потребители, приравненные к населению	125,42	63,06	-83,26	50,28
население (город) - НН	887,82	872,68	136,83	98,29
население (село, эл.плиты) - НН	1 582,95	1 614,29	207,31	101,98

Эксперты отмечают существенное изменение фактической структуры полезного отпуска электрической энергии относительно плановой по категориям потребителей и по уровням напряжения.

При этом по Форме № 46-ЭЭ фактический полезный отпуск электрической энергии по конечным потребителям составил 4 625,20 млн.кВтч.

- фактический отпуск электрической энергии по Форме № 46-ЭЭ сетевым организациям составил 8 327,92 млн.кВтч., что на 355,66 млн.кВтч. ниже принятого по расчету, уменьшение составляет 95,9 %.

- фактические потери электроэнергии составили по Форме № 46-ЭЭ 3 880,53 млн.кВтч. (46,60 %).

- фактические потери электроэнергии составили по отчетным данным (анализу) филиала «Дагэнерго» 3 880,53 млн.кВтч. (46,60 %), из них: сверхнормативные потери – 1 939,10, млн.кВтч. и нормативные потери – 1 941,43 млн.кВтч. или 23,31%? к отпуску в сеть, что не соответствует проценту принятых нормативных потерь утвержденных на 2023 год – 22,36%. Эксперты отмечают, что нормативные потери должны составить по факту 2023 года – 1 862,12 млн.кВтч., что соответствует проценту принятых нормативных потерь утвержденных на 2023 год – 22,36% и должны составлять:

$$8\ 327,92 \text{ млн.кВтч.} * 22,36\% = 1\ 862,12 \text{ млн.кВтч.}$$

Филиал «Дагэнерго» взяли за основу плановые нормативные потери и не анализируя, что поступление в сеть увеличилось по факту на 18,78 % и поэтому у них % нормативных потерь получился ниже, утвержденных, то есть: $1\ 941,43 * 100 / 8\ 327,92 = 23,21\%$?

Эксперты отмечают, что данный подход не соответствует распределению нормативных потерь, а также и в денежном выражении.

Финансовые показатели

Выручка филиала «Дагэнерго» за 2023 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии по актам об оказании услуг по передаче электрической энергии составила в сумме 6 499 252,22 (49,58 %), что ниже расчетной на 6 608 127,03 тыс.руб., в том числе:

- от конечных потребителей – 6 288 969,89 тыс.руб. (49,12 %), ниже расчетной на 6 514 683,76 тыс.руб.

Снижение фактической выручки относительно плановой по конечным потребителям произошло, в том числе за счет изменения структуры полезного отпуска по категориям потребителей и по уровням напряжения.

- от сетевых организаций 13 959,34 тыс.руб. выше расчетной на 6 133,94 тыс.руб. или (178,399 %).

Всего расходы филиала «Дагэнерго» по регулируемому виду деятельности составили в сумме 20 302 986,24 тыс.руб. (159,90 %), в том числе:

- на покупку электрической энергии на компенсацию нормативных потерь – 5 164 058,32 тыс.руб., при этом следует отметить, что филиал «Дагэнерго» не правильно показывает процент факта на покупку нормативных потерь, искажает сумму и цену нормативных потерь;

- сверхнормативные потери – 4 449 965,12 тыс.руб;

- расходы на содержание в сумме 10 675 003,47 тыс.руб. (131,43 %), что на 2 552 829,26 тыс.руб. выше плановых, в том числе:

1) Экономически необоснованные доходы (экономия) средств

Расходы, предусмотренные при установлении тарифов на передачу электрической энергии, но неиспользованные в полном объеме, в том числе:

Вспомогательные материалы, из них:

- ремонтно-эксплуатационные нужды:
 - ✓ ремонт автотранспорта (автозапчасти) – 8 044,40 тыс.руб.;
 - ✓ ГСМ – 8 127,11 тыс.руб.;
 - ✓ Пополнение аварийного запаса – 31 092,00 тыс.руб.;
 - ✓ релейная защита и автомат (Рзи А) – 1 110,14 тыс.руб.
- работы и услуги производственного характера, из них:
 - ✓ сертификация электроэнергии – 87,07 тыс.руб.;
 - ✓ услуги по испытанию и поверке приборов – 216,30 тыс.руб.
 - электроэнергия на хоз. нужды – 53 455,83 тыс.руб.;
 - Налоги: земельный налог – 2 875,58 тыс.руб.;
 - Прочие услуги по ТБ и ОТ – 2 603,24 тыс.руб.;
 - страхование ответств.при экспл.опасных произв.об-тов (ОСОПО) – 3,35 тыс.руб.;

С 01.01.2022 вступили в силу новые федеральные стандарты бухгалтерского учета:

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 6/2020 «Основные средства», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 17 сентября 2020 г. N 204н (далее – ФСБУ 6/2020);

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 25/2018 «Бухгалтерский учет аренды», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 16 октября 2018 г. N 208н (далее – ФСБУ 25/2018);

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 26/2020 «Капитальные вложения», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 17 сентября 2020 г. N 204н (далее – ФСБУ 26/2020).

В соответствии с п. 38 ФСБУ 6/2020 и п. 17 ФСБУ 26/2020 организация обязана с 2022 года проверять основные средства и капитальные вложения на обесценение и учитывать изменение их балансовой стоимости вследствие обесценения в порядке, предусмотренном Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 36 «Обесценение активов».

- амортизация – 264 529,43 тыс.руб. (со знаком «-») по – ФСБУ 6/2020;

При этом на основании разъяснительного письма ФАС России от 05.08.2022 №МШ/74227/22 «О новых стандартах бухгалтерского учета, подлежащих применению начиная с бухгалтерской (финансовой) отчетности за 2022 год»

- амортизация – 116 837,47 тыс.руб. (со знаком «+»), но при этом по комплексному анализу экономической обоснованностью расходов и руководствуясь, основами ценообразования эксперты произвели расчет факта, который составил – 59 782,59 тыс.руб. (со знаком «+»);

- услуги охраны – 9 451,06 тыс.руб.;
- нотариальные услуги – 8,09 тыс.руб.;

- расход на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности) – 576 369,94 тыс.руб. подконтрольные расходы (не использовали в 2023 году);

- госпошлина: тех.осмотр., регистрация а/м – 2,77 тыс.руб.;
- шифровальная связь – 116,81 тыс.руб.;

- специальная связь – 60,50 тыс.руб.;
- медосмотр – 2 480,89 тыс.руб..

2) Экономически необоснованные расходы

Вспомогательные материалы, из них:

- расходные материалы для оргтехники – 1 998,58 тыс.руб.;
- ТМЦ оргтехники – 13 902,02 тыс.руб.;
- ТМЦ средства связи – 239,83 тыс.руб.;
- другие прочие материальные расходы – 2 751,55 тыс.руб.;
- работы и услуги производственного характера, из них:
 - ✓ капремонт ОС – 229 412,28 тыс.руб.;
 - ✓ ремонт и обслуживание зданий и сооружений – 1 993,56 тыс.руб.;
 - ✓ услуги по диагностике, ремонту, обслуживанию автотранспорта и спецтехники – 794,53 тыс.руб.;
- Прочие:
 - ✓ ремонт и обслуживание оргтехники – 923,5 тыс.руб.;
 - ✓ ремонт и обслуживание транспорта – 4 586,68 тыс.руб.;
 - ✓ прочие услуги производственного характера – 11 474,17 тыс.руб.;
 - затраты на оплату труда – 157 819,03 тыс.руб.;

Фактический фонд оплаты труда филиала «Дагэнерго» составил 2 193 560,21 тыс.руб. (плановый – 2 035 741,17 тыс.руб.), при численности – 3 742,18 чел. (плановая – 3 724,82 чел.) и среднемесячной заработной плате – 48 847,65 руб. (плановая – 45 544,45 руб.);

Средняя численность и фонд оплаты труда за 2023 г. по филиал ПАО "Россети Северный Кавказ- "Дагэнерго" по форме П-4

Отчётный период	Средняя численность, чел				Фонд начисленной зарплаты, тыс.руб.				Среднемесячная зарплата на 1 работника, руб			
	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.прав. характера	Всего	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.прав. характера	Всего	работники списоч. состава	Внешние совместители	Работники по догов. граж.прав. характера	Всего
январь	3 702,00	3,70	0,00	3 705,70	157 294,60	260,60	49,30	157 604,50	42 489,09	70 432,43		42 530,29
февраль	3 701,60	3,60	0,00	3 705,20	156 945,20	166,30	49,30	157 160,80	42 399,29	46 194,44		42 416,28
март	3 697,50	3,60	0,00	3 701,10	159 946,00	226,80	42,80	160 215,60	43 257,88	63 000,00		43 288,64
Итого Iкв:	3 700,37	3,63	0,00	3 704,00	158 061,93	217,90	47,13	158 326,97	42 715,21	59 972,48		42 744,86
апрель	3 700,00	3,20	0,00	3 703,20	191 168,40	414,10	19,30	191 601,80	51 667,14	129 406,25		51 739,52
май	3 747,10	3,40	0,00	3 750,50	189 356,50	501,10	0,00	189 857,60	50 534,15	147 382,35		50 621,94
июнь	3 786,60	3,70	0,00	3 790,30	181 657,20	717,40	0,00	182 374,60	47 973,70	193 891,89		48 116,14
Итого II кв:	3 744,57	3,43	0,00	3 748,00	187 394,03	544,20	6,43	187 944,67	50 044,25	0,00	0,00	50 159,20
Итого:6 мес.	3 722,47	3,53	0,00	3 726,00	172 727,98	381,05	26,78	173 135,82	46 401,49	107 844,34	0,00	46 466,94
июль	3 771,52	4,10	0,00	3 775,62	192 507,20	492,00	0,00	192 999,20	51 042,34	120 000,00		51 117,22
август	3 764,10	4,00	0,00	3 768,10	162 921,40	488,80	0,00	163 410,20	43 282,96	122 200,00		43 366,74
сентябрь	3 748,70	3,90	0,00	3 752,60	165 886,00	474,10	0,00	166 360,10	44 251,61	121 564,10		44 331,96
Итого III кв:	3 761,44	4,00	0,00	3 765,44	173 771,53	484,97	0,00	174 256,50	46 198,14	121 254,70	0,00	46 271,97
Итого:9 мес	3 735,46	3,69	0,00	3 739,15	173 075,83	415,69	17,86	173 509,38	46 333,23	112 674,61	0,00	46 392,08
октябрь	3 747,70	4,40	0,00	3 752,10	175 849,50	1 521,70	0,00	177 371,20	46 921,98	345 840,91		47 272,51
ноябрь	3 760,60	3,70	0,00	3 764,30	168 434,50	628,40	0,00	169 062,90	44 789,26	169 837,84		44 912,17

декабрь	3 778,70	3,90	0,00	3 782,60	197 838,20	199,40	0,00	198 037,60	52 356,15	51 128,21		52 354,89
<i>Итого IV кв:</i>	3 762,33	4,00	0,00	3 766,33	180 707,40	783,17	0,00	181 490,57	48 030,67	188 935,65	0,00	48 179,86
Всего:	3 742,18	3,77	0,00	3 745,94	174 983,73	507,56	13,39	175 504,68	46 759,88	134 750,00	0,00	0,00

- охрана труда и ТБ – 4 022,07 тыс.руб.;
- подписка на периодическую печать – 30,50 тыс.руб.;
- добровольные страховые платежи – 34 310,68 тыс.руб.;

Налоги, в том числе:

- ✓ транспортный налог – 411,83 тыс.руб. с учетом бытового автотранспорта и иномарок;
- ✓ госпошлина: тех.осмотр., регистрация а/м – 614,89 тыс.руб.;

С 01.01.2022 вступили в силу новые федеральные стандарты бухгалтерского учета:

- федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 25/2018 «Бухгалтерский учет аренды», утвержденный Приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 16 октября 2018 г. N 208н (далее – ФСБУ 25/2018);

В соответствии с п. 38 ФСБУ 6/2020 и п. 17 ФСБУ 26/2020 организация обязана с 2022 года проверять основные средства и капитальные вложения на обесценение и учитывать изменение их балансовой стоимости вследствие обесценения в порядке, предусмотренном Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 36 «Обесценение активов».

- расходы в составе арендной платы, в том числе:

Аренда прочего имущества:

- ООО «Избербашские городские электрические сети» – 2 627,72 тыс.руб. (не представлены налог. декларация по трансп. зем. и не расчета арендной платы и амортизационной ведомости);
- АО «Ставропольэлектросеть» (Хасавюртовские горэлектросети) – 7 006,16 тыс.руб.;
- ОАО «Махачкалинские горсети» – 6 823,03 тыс.руб.;
- ООО «МГЭСК» – 20 614,87 тыс.руб.;
- КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) – 3 075,61 тыс.руб. (по 3 договорам);
- АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК») – 33 087,54 тыс.руб.;
- ОАО «Дагэнергосеть» – 4 518,0 тыс.руб.
(нет расчета арендной платы и прав собственности)
- ✓ аренда транспорта – 309,15 тыс.руб.;
- ✓ аренда помещений – 16 592,94 тыс.руб.;
- ✓ прочая аренда – 39 233,15 тыс.руб.;
- ✓ ФСК РОССЕТИ - НОВГОРОДСКОЕ ПМЭС договор (лизинг) №105/2022 от 28.09.2022 – 1 050,0 тыс.руб.;
- ✓ ФСК РОССЕТИ ПАО-ФИЛИАЛ ХАБАРОВСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ МЭС договор (не представлен) – 1 707,29 тыс.руб.;

✓ ООО "Энергопрогресс" договор не представлен – 964,38 тыс.руб.;	
✓ ООО "Энергопрогресс" договор не представлен – 964,38 тыс.руб.;	
✓ ООО "Энергопрогресс" договор не представлен – 1 250,00 тыс.руб.;	
✓ ООО "СМК-Жилье"- строительно-монтажная компания – 300,00 тыс.руб. (не представлена амортиз. ведомость, не представлена налоговая декларация по налогу на имущество);	
- услуги Call-центра	– 4 715,26 тыс.руб.;
- командировочные расходы	– 33 184,02 тыс.руб.;
- представительские расходы	– 79,64 тыс.руб.;
- обучение и подготовка кадров	– 15 586,38 тыс.руб.;
- услуги связи	– 25 411,14 тыс.руб. в том числе:
✓ услуги стационарной связи	– 3 259,73 тыс.руб.;
✓ услуги мобильной связи	– 1 816,50 тыс.руб.;
✓ услуги доступа в Интернет	– 21 232,21 тыс.руб.;
✓ технологическая связь (передача данных) – 3 259,73 тыс.руб.;	
- коммунальные услуги (теплоэнергия и прочие услуги) – 10 947,99 тыс.руб.;	
- аудиторские услуги	– 412,65 тыс.руб.;
- консультационные услуги	– 42 409,76 тыс.руб.;
- юридические услуги	– 13 080,76 тыс.руб.;
- информационные услуги	– 4 044,03 тыс.руб.;
- прочие информационные услуги	– 150,70 тыс.руб.;
- тех.обслуживание, сопровождение и поддержка ИС – 25 374,60 тыс.руб.;	
- ТМЦ мебель и техника	– 1 867,19 тыс.руб.;
- ТМЦ канцелярские расходы	– 7 228,49 тыс.руб.;
- ТМЦ хозяйственные расходы	– 2 366,95 тыс.руб.;
- ТМЦ бланки типографские	– 52,98 тыс.руб.;
- прочие расходы на получение разрешений и лицензий – 168,39 тыс.руб.;	
- расходы на приобретение нормативной и тех. литературы (в т.ч. РБП) – 169,03 тыс.руб.;	
- подписка на периодическую печать	– 30,50 тыс.руб.;
- оформление имущественных прав	– 77 179,63 тыс.руб.;
- обязательные страховые платежи	– 34 310,68 тыс.руб., из них;
✓ страхование ответств.владельцев а-м (ОСАГО) – 35,68 тыс.руб.	
- услуги по техосмотру, регистрации автотранспорта и спецтехники – 230,23 тыс.руб.;	
- услуги мойки автотранспорта	– 199,06 тыс.руб.;
- пропуски на въезд на территорию	– 188,37 тыс.руб.;
- услуги рекламы	– 1 506,67 тыс.руб.;
- транспортные услуги	– 12 956,38 тыс.руб.;
- обслуживание ККМ	– 2,92 тыс.руб.;

- услуги почтово-телеграфной связи – 731,88 тыс.руб.;
- архивные услуги, переплет – 184,07 тыс.руб.;
- разъездные – 36 748,00 тыс.руб.;
- аттестация рабочих мест и проч. – 10,40 тыс.руб.;
- расходы на провед. смотров-конкурсов профмастерства – 718,93 тыс.руб.;
- расходы на оформление имущественных прав – 80 820,94 тыс.руб.;
- услуги по организации совещаний, семинаров – 1 864,88 тыс.руб.;
- расходы на взносы за участие в конференциях – 528,21 тыс.руб.;
- услуги по установке и обслуживанию автотерминалов (ГЛОНАСС) – 3 641,31 тыс.руб.;
- затраты на вознаграждение членам СД, РК, Комитетов – 8 460,34 тыс.руб.;
- услуги по организации функционирования и развития сетевого комплекса (управленческие расходы) – 1 535,60 тыс.руб.;
- НП Совет рынка – 397,85 тыс.руб.;
- услуги СМИ – 3 491,62 тыс.руб.;
- расходы на публичное раскрытие информации – 128,70 тыс.руб.;
- больничные листы – 8 148,89 тыс.руб.;
- услуги переводчиков (не в штате) – 25,92 тыс.руб.;
- расходы на природоохранные мероприятия (кроме налогов и сборов) – 181,87 тыс.руб.;
- прочие другие расходы, относимые на себестоимость – 11 601,32 тыс.руб.;
- средства НИОКР – 208,41 тыс.руб.;
- прочие подконтрольные расходы из прибыли – 67 514,59 тыс.руб.;
- прочие не подконтрольные расходы из прибыли – 4 160 498,72 тыс.руб.

3) Экономически обоснованные доходы (не подконтрольные расходы)

- оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети – 8 415,54 тыс.руб.;

- отчисления на социальные нужды – 53 097,04 тыс.руб.;
- амортизация – 59 782,59 тыс.руб.;
- аренда КЭС МУП Каспэнерго – 601,20 тыс.руб.;
- аренда земельных участков – 66,77 тыс.руб.;

Налоги, в том числе:

- ✓ налог на имущество – 387,66 тыс.руб.;
- ✓ транспортный налог – 1 024,24 тыс.руб.

Убытки от деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии по итогам 2023 года составили 9 732 126,84 тыс.руб., которые в том числе связаны:

- 4) со снижением плановых объемов полезного отпуска электроэнергии конечным потребителям (из-за сверхнормативных потерь и перекидки объемов полезного отпуска) и соответственно недополучением расчетной выручки (6 608 127,03 тыс.руб.);
- 5) покупкой электроэнергии на компенсацию потерь, кроме нормативных (5 000 613,83 тыс.руб.);
- 6) расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии соответствия установленных в расчете тарифов объемов полезного отпуска электрической энергии потребителям фактическому объему, и недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

Расчет приведен в приложении № 2.

III. Расчет необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» на 2025 г.

Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, осуществляется в соответствии с методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, рассчитываемые с применением Методических указаний утвержденных приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 года №98-э (далее - долгосрочные тарифы), устанавливаются на долгосрочный период регулирования (на срок не менее чем пять лет), отдельно на каждый финансовый год в течение этого периода. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, утвержденные на долгосрочный период регулирования, ежегодно корректируются в порядке, предусмотренном Методическими указаниями.

Долгосрочные тарифы определяются на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые в течение долгосрочного периода регулирования не меняются:

1) базовый уровень подконтрольных расходов на 2023 г. в размере 3 820 350,31 тыс. руб. в соответствии ППРФ от 14.11.2022 г. №2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 год и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»);

2) индекс эффективности подконтрольных расходов в размере 3% от уровня подконтрольных расходов текущего года долгосрочного периода регулирования;

3) коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый Методическими указаниями - 0,75;

4) максимальная возможная корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая с учетом достижения установленного уровня надежности и качества услуг, определяемая Методическими указаниями;

5) уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;

(пп. 5 в ред. [Приказа](#) ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

6) уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с [Основами](#) ценообразования.

Перед началом каждого года долгосрочного периода регулирования определяются планируемые значения параметров расчета тарифов:

1) индекс потребительских цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (далее - индекс потребительских цен).

В отсутствие одобренного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год долгосрочного периода регулирования в целях определения подконтрольных расходов применяются значения параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, соответствующие последнему году периода, на который был одобрен указанный прогноз;

2) размер активов, определяемый регулирующими органами;

3) величина неподконтрольных расходов;

4) величина мощности, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии потребителям услуг в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 52 (часть II), ст. 5525; 2007, N 14, ст. 1687; N 31, ст. 4100; 2009, N 25, ст. 3073; N 41, ст. 4771; 2010, N 12, ст. 1333; N 21, ст. 2607; N 25, ст. 3175; N 40, ст. 5086; 2011, N 10, ст. 1406; 2012, N 4, ст. 504);

5) величина полезного отпуска электрической энергии потребителям услуг территориальной сетевой организации;

6) цена (тариф) покупки потерь электрической энергии, учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, с использованием которых услуги по передаче электрической энергии оказываются регулируемыми организациями.

8. На основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования.

При этом при применении метода долгосрочной индексации темп роста одноставочного единого (котлового) тарифа в соответствующем субъекте Российской Федерации на каждый год 1-го долгосрочного периода регулирования не превышает темпа, установленного прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год.

9. В течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной расчетный период регулирования. По решению регулирующего органа такая корректировка может осуществляться с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов по итогам истекшего периода текущего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, а также изменение плановых показателей на следующие периоды.

Регулирующими органами ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной финансовый год, с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, корректировки планируемых значений параметров расчета тарифов, а также с учетом:

(абзац введен Приказом ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

величины распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, в том числе относящихся к предыдущему долгосрочному периоду регулирования;

(абзац введен Приказом ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования.

(абзац введен Приказом ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

Для целей настоящих Методических указаний объемы финансирования инвестиционной программы и объемы фактического исполнения инвестиционной программы учитываются без налога на добавленную стоимость.

(абзац введен Приказом ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

10. Результаты деятельности регулируемой организации учитываются при определении ежегодной корректировки необходимой валовой выручки в порядке, определенном пунктом 11 настоящих Методических указаний.

(п. 10 в ред. Приказа ФАС России от 24.08.2017 N 1108/17)

Расчет приведен в таблицах № П.1.15, № П.1.16, № П.1.17, № П.1.21 и приложениях № 3, 4.

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей на базовый (первый) и i -й год долгосрочного периода регулирования без учета расчетной предпринимательской прибыли сетевой организации (HVB_i^{cod} тыс.руб)) определяется по формулам:

где:

i - номер расчетного года периода регулирования, $i = 2, 3\dots$;
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

PR_i - подконтрольные расходы, определяемые в соответствии с пунктом 11(1) Методических указаний и учтенные в году i долгосрочного периода регулирования. В случае пересмотра на год i базового уровня подконтрольных расходов по основаниям, установленным в абзаце тринадцатом пункта 7, абзаце двадцатом пункта 12 Основ ценообразования, пункте 8 Правил регулирования, а также на основании поручений, содержащихся в актах Президента Российской Федерации, поручений и указаний Президента Российской Федерации, поручений, содержащихся в актах Правительства Российской Федерации и (или) протоколах заседаний Правительства Российской Федерации, поручений Председателя Правительства Российской Федерации, в качестве PR_i принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей HVB_i^{cod} (тыс.руб.) на 2025 год долгосрочного периода регулирования определяется по следующей формуле:

$$HVB_i^{cod} = PR_i + HP_i + B_i + Y_i + d_i + \Delta EP_i + HVB_{i-2}^{cod} \times KHK_i,$$

где:

i (2025 год) - номер расчетного года периода регулирования, $i = 2, 3\dots$;
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23) ($i = 3$ долгосрочного периода)

Правительства Российской Федерации, в качестве PR_i принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

Подконтрольные расходы PR_{2023} утвержденные Министерством энергетики и тарифов на 2023 г. в размере 3 820 350,31 тыс.руб. в соответствии ППРФ от 14.11.2022 г. №2053 «Об особенностях индексации регулируемых

цен (тарифов с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 год и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»);

Подконтрольные расходы, учтенные на год i долгосрочного периода регулирования, а также корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяются по формулам: (9.3), (9.4), (9.5) – указанные ниже

$$ПР_i = ПР_1 \times \prod_j^i K_{индj}$$

$$K_{индj} = (1 - X_j) \times (1 - I_j) \times (1 - ИКА_j)$$

$$ИКА_j^w = K_{эл} \times \frac{ye_j - ye_{j-1}}{ye_{j-1}}$$

где:

j - номер расчетного года долгосрочного периода регулирования, начиная с года, следующего за годом установления (пересмотра) базового уровня подконтрольных расходов;

$ПР_{i-1}$ ($ПР_{2024}$) - подконтрольные расходы, учтенные соответственно в году i долгосрочного периода регулирования, (тыс. руб.).

$ПР_{i-1}$ ($ПР_{2024}$) – подконтрольные расходы на 2024 г. в размере 4 609 761,90 тыс. руб.;

$ПР_1$ - уровень подконтрольных расходов на первый (базовый) год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень подконтрольных расходов). В случае пересмотра базового уровня подконтрольных расходов по основаниям, установленным в [абзаце тридцатом пункта 7, абзаце двадцатом пункта 12](#) Основ ценообразования, пункте 8 Правил регулирования, а также на основании поручений, содержащихся в актах Президента Российской Федерации, поручений и указаний Президента Российской Федерации, поручений, содержащихся в актах Правительства Российской Федерации и (или) протоколах заседаний Правительства Российской Федерации, поручений Председателя Правительства Российской Федерации, в качестве $ПР_1$ принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);

$K_{индj}$ - коэффициент индексации на год j ;

X_j - индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный регулирующими органами в соответствии с [пунктом 38](#) Основ ценообразования;

I_j - прогнозное годовое значение индекса потребительских цен, а при наличии известных фактических значений используется фактическое годовое значение индекса потребительских цен.;

$ИКА_j$ - индекс изменения количества активов, рассчитанный в процентах на год j ;

$K_{эл}$ - коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемых организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, равный 0,75;

ye_j, ye_{j-1} - среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, определяемое без учета месяца ввода в эксплуатацию, планируемых к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, а при наличии известных фактических значений используется фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования, который определяется с учетом фактического объема активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой.

Среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц определяется как частное от деления суммы, полученной в результате сложения количества условных единиц на первое число каждого месяца регулируемого периода (финансового года) и последнее число регулируемого периода, на количество месяцев в году, увеличенное на единицу.

$I_i (I_{2025})$ – индекс потребительских цен, определенный на i -й год (на 2024 год) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации составил **1,058**;

$K_{эл}$ – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемых организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, равный **0,75**;

$ye_i, ye_{i-1} (ye_{2025}, ye_{2024})$ – количество условных единиц соответственно в i -том (2025 году) и $i-1$ -ом году (2024 году) долгосрочного периода регулирования:

$$ye_{2025} = 142\ 365,2556;$$

$$ye_{2024} = 141\ 060,224;$$

$X_i (X_{2024})$ – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в размере 3 % от уровня подконтрольных расходов текущего года долгосрочного периода регулирования на 2024 год;

Соответственно коэффициент индексации подконтрольных расходов на 2024 год составит **1,0334**:

$$K_{\text{инд} 25} = I_{24} \times \left(1 + K_{\text{эл}} \times \frac{ye_{24} - ye_{23}}{ye_{23}}\right) \times (1 - X_{24});$$

$$K_{\text{инд} 25\text{г.}} = 1,072 \times \left(1 + 0,75 \times \frac{142\ 365,256 - 141\ 060,224}{141\ 060,224}\right) \times (1 - 0,03) = 1,0334$$

$$K_{\text{инд} 25\text{г.}} \approx 1,0334$$

1. Учитывая вышеизложенное, подконтрольные расходы составят:

$$\text{ПР}_{2024} = 4\ 609\ 761,90 \text{ тыс. руб} \times 1,0334 = 4\ 763\ 639,92 \text{ тыс. руб}$$

НР_i (НР₂₀₂₄) – неподконтрольные расходы на 2024 г. долгосрочного периода регулирования, определяемые методом экономически обоснованных расходов;

ΔПР_i - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, определяемая в соответствии с пунктом 11(1) Методических указаний. Не рассчитывается для случаев, если год i-2 является первым годом долгосрочного периода регулирования или годом пересмотра базового уровня подконтрольных расходов;
(в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

B_i (B₂₀₂₃) – расходы i-го года (2023г.) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2021г.) долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс.руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования;

У_i - планируемые на период регулирования, соответствующий году i, расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальнымложениям, определяемые до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливается до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2020, N 11, ст.1550)

$\Delta\mathcal{EP}_1$, $\Delta\mathcal{EP}_i$, d_1 , d_i - соответственно экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования, и доля $\Delta\mathcal{EP}_1$, $\Delta\mathcal{EP}_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1; (в ред. Приказа ФАС России от 20.07.2023 N 485/23)

$\Delta\mathcal{EP}_i$ - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятия по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2)-34(3) Основ ценообразования;

KHK_i - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i , определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26 декабря 2010 г. N 254-э/1 (зарегистрирован Министром России 13 ноября 2010 г., регистрационный N 18951).

2. НЕПОДКОНТРОЛЬНЫЕ РАСХОДЫ

HP_i (HP_{2024}) – неподконтрольные расходы на 2025 г. долгосрочного периода регулирования, определяемые методом экономически обоснованных расходов;

Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС»

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2025 г. в сумме 1 932 443,00 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены: пояснительная записка, расчет стоимости услуг по передаче электрической энергии оказываемых ПАО «ФСК ЕЭС» на 2024 г., представлен договор оказания услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети от 25.05.2020 г. №1644/ПП.

Стоимость расходов по статье затрат «Услуги ПАО «ФСК–Россети» на 2024г.

Наименование	Факт 2023	Ожидаемый 2024	План 2025	Прирост 2025/2024, %
--------------	-----------	----------------	-----------	----------------------

Стоимость услуг по передаче электроэнергии по ЕНЭС, тыс.руб. без НДС	1 530 382	1 700 375	1 932 443	13,65%
--	-----------	-----------	-----------	--------

Основные принципы формирования:

1. Заявленная мощность. Расчет мощности произведен исходя из прогнозных значений заявленной мощности на 2025-2029 гг., сформированных в соответствии с согласованными с ФАС России показателями СПБ на 2025 год и проектом сценарных условий на 2025-2029 гг. На 2025 год заявленная мощность планируется 609,344 МВт.
2. Ставка тарифа на услуги по передаче э/э на содержание объектов электросетевого хозяйства на 1 полугодие 2025 года применена в размере 111 103,12 руб./МВт*мес (на уровне 2 полугодия 2024 г.), на 2 полугодие 2025 года – 126 657,56 руб./МВт*мес. (с учётом индексации, предусмотренной на основании Прогноза показателей инфляции, в соответствии с опубликованным 30.09.2024 на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития РФ на 2025 год и плановый период 2026 и 2027 годов (14,0 % с 01.07.2025)). Стоимость содержания объектов электросетевого хозяйства в 2025 году составит 869 268 тыс. руб. без НДС.
3. Объем сальдо-перетока на 2025 год применен в размере 7 134 241 МВт.ч, в соответствии с плановыми фактическими показателями за 8 месяцев 2024 г., показателями бизнес-плана на 2024-2028 гг. и учетом динамики относительно плановой величины сальдо-перетока за 2024 год.
4. Уровень технологических потерь планируется в размере 4,60 % - в пределах прогнозных значений нормативов потерь по субъектам присутствия «Федеральной сетевой компании-«Россети».
5. Планирование тарифа на технологические потери электроэнергии осуществлялось исходя из следующего:
 - в 2023 году рост цены на технологические потери составил 24,90% к фактической средней цене за 2022 год. Фактическая ставка на технологические потери электрической энергии в 2023 году составила 3 085,70 руб./МВт.ч.;
 - в 2024 году ожидаемое снижение цены на технологические потери составило 0,80% к средней цене за 2023 год на основании и в пределах фактических данных за 8 месяцев 2024 года. Ставка тарифа на технологические потери электрической энергии в 2024 году составит 3 062,06 руб./МВт.ч;
 - в 2025 году прогнозируемый рост цены на технологические потери составит 5,80 % к средней цене за 2024 год. Применен тариф с учетом роста в соответствии с Прогнозом показателей инфляции в соответствии с опубликованным 30.09.2024 на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития РФ на 2025 год и плановый период 2026 и 2027 годов. Ставка на технологические потери электрической энергии в 2025 году составит 3 239,66 руб./МВт.ч.

Стоимость технологических потерь электроэнергии в 2025 году составит 1 063 174 тыс.руб.

Динамика ставки тарифа на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии ЕНС

Наименование	Факт 2023	Ожидаемый 2024	План 2025	Прирост 2025/2025, %
Ставка тарифа на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии в ЕНЭС, руб./МВт·ч	3 085,70	3 062,06	3 239,66	5,8 %

Эксперты предлагают учесть расходы на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» в размере **1 922 243,59 тыс.руб.** исходя из следующих параметров:

- заявленная мощность на 2025 год планируется 604,344 МВт;
- ставка тарифа на услуги по передаче э/э на содержание объектов электросетевого хозяйства на основании приказа ФАС России от 31.10.2024 года №816/24 на 1 полугодие 2025 года – 111 103,12 руб./МВт*мес. и на 2 полугодие 2025 – 126 657,56 руб./МВт*мес.;
- ставки тарифа на оплату нормативных потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электросети (ЕНЭС) на 1 полугодие 2025 года применена в размере 3 251,23 руб./МВт*ч (из факта за 9 мес. 2024 г. – средняя цена) на 2025 год и на 2 полугодие 2025 года применена в размере 3 625,12 руб./МВт*ч на 2024 год (из факта за 9 мес. 2024 г. и индексация тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ЕНЭС с 01.07.2024 в размере 111,5% согласно Прогнозируемым изменениям цен (тарифов) на продукцию (услуги) компаний инфраструктурного сектора на 2025–2026 гг. – 11,5%)

Таблица №2.9

**Расчет стоимости услуг ПАО "ФСК ЕЭС"
для филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»**

Показатели	Заявленная мощность, МВт	Потери ФСК, млн.кВтч.	Ставка на содержание, руб./МВт*мес	Ставка на потери, руб./МВтч.	Стоимость, тыс.руб.		
					Содержание	Потери	итого
на 1 полугодие 2024 г.							
с учетом нерегулируемой цены на потери	604,344	161,760	111 103,12	3 251,23	406 200,12	525 918,94	932 119,059
на 2 полугодие 2024 г.							
с учетом нерегулируемой цены на потери	604,344	145,390	126 657,56	3 625,12	463 068,15	527 056,38	990 124,53

Итого: 869 268,26 1 052 975 ,33 1 922 243,69

Плата за аренду имущества

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2025 г. в размере 138 417,48 тыс.руб.

При этом расшифровку по данной статье представили в сумме 138 568,06 тыс.руб., в том числе:

- аренда электросетевого оборудования в сумме 135 451,71 тыс.руб.;
- аренда земельных участков в сумме 6 977,01 тыс.руб.;
- аренда зданий и сооружений в сумме 19 465,87 тыс.руб.;
- аренда спецтехники в сумме 4 694,17 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены: пояснительная записка, договора аренды и субаренды, дополнительные соглашения о замене стороны арендатора с АО «ДСК» на филиал «Дагэнерго» и письма арендодателей о согласии о передаче электросетевого оборудования в субаренду ПАО «Россети Северного Кавказа»-«Дагэнерго», договора по аренде земельных участков, договора аренды зданий и сооружений и договора по аренде спецтехники.

2.2.1 По аренде электросетевого оборудования:

- договор аренды имущества с ООО «Избербашские городские электрические сети» от 01.07.2015 г., № 03/ЮР (субдоговор с АО «ДСК» от 24.06.2020 №111/2020) в сумме 2 627,72 тыс.руб. (без НДС). Срок действия договора аренды установлен с 01.07.2015 г. по 31.05.2016 г. с пролонгацией;
- договор аренды имущества с АО «Ставропольэлектросеть» от 31.08.2015 г. № 19/ЮР (субдоговор с АО «ДСК» от 24.06.2020 №108/2020) в сумме 14 534,91 тыс.руб. Срок действия договора аренды (11 мес.) установлен с 01.09.2015 г. по 31.07.2016 г. с пролонгацией;
- договор аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №80/ДАЭ в сумме 5 949,28 тыс.руб. Срок действия договора аренды до 01.01.2026 г.;
- договор аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №22/2020 в сумме 72,72 тыс.руб. Срок действия договора аренды (11 мес.) установлен с 01.01.2021 г. по 30.11.2021 г. с пролонгацией;
- договор аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №21/2020 в сумме 426,84 тыс.руб. Срок действия договора аренды (11 мес.) установлен с 01.01.2021 г. по 30.11.2021 г. с пролонгацией;
- договор аренды с АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК») от 01.01.2019 г. №99-33-2019 с АО «ДСК» и соглашение от 28 декабря 2020 г. № 240/2020 о замене стороны по договору аренды 01.01.2019 г. № 99-33-2019 по которому ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго» приняты обязанности АО «ДСК», данное Соглашение зарегистрировано 15.02. 2021 года Управлением федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Дагестан на сумму 66 673,57 тыс.руб. со сроком действия по 31.12.2023г.
- договор аренды с ОАО «Дагэнергосеть» от 01.01.2018г. №01 в сумме 4 518,00 тыс.руб. представлен, но не представлены документы подтверждающие права собственности Арендодателя и нет расчета арендной платы;
- договор аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (подстанции: Уйташ 1 и Уйташ 2) от 17.10.2022 г. №290 в

сумме 5 731,63 тыс.руб. Срок действия договора аренды с 01.06.2022 г. до 01.06.2027 г.;

– договор аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (подстанция Новый Ирганай) от 17.10.2022 г. №291 в сумме 1 224,31 тыс.руб. Срок действия договора аренды с 01.04.2022 г. до 01.04.2027 г.;

– договор аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с МУП КЭС «Каспэнерго» от 04.04.2023 г. б/н (г.Каспийск);

– договор аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Стекольный завод) от 28.08.2024 г. №28/08 в сумме 1 431,62 тыс.руб. Срок действия договора аренды с 01.08.2024 г. до 31.12.2025 г. (пролонгация);

– договор аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «ЭНКОМ» (ПС «Роббинс») от 23.08.2024 г. №143600/ДЭФ в сумме 1 029,50 тыс.руб. Срок действия договора аренды с 01.08.2024 г. до 31.12.2025 г. (пролонгация);

– договор аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Каспийэнергосервис» от 30.08.2024 г. №157311/ДЭ в сумме 20 619,17 тыс.руб. (Сулакский Гидрокаскад, Каспийская ТЭЦ). Срок действия договора аренды 11 мес. (пролонгация);

– договор аренды (с правом выкупа) филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО СМК «Жилье» от 01.10.2023 г. №ВР -171043.

2.2.2 По аренде земельных участков

– договора аренды земельных участков на сумму 2 183,209 тыс. руб., также согласно пояснительной записке планируется заключение договоров в 2025 г. на сумму 6 977,01 тыс.руб. с актуализированной кадастровой стоимостью земельного участка (руб.) в соответствии с Приказом Министерства по земельным и имущественным отношениям РД от 27.11.2019 № 500.

2.2.3 По аренде зданий и сооружений

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2025 г. в размере 19 465,87 тыс.руб.

Но по договорам аренды зданий и сооружений в г. Пятигорск на сумму 16 213,61 тыс.руб., ПАО «Россети Северный Кавказ» договорам с ООО «ЦУА», из них:

– договор аренды от 01.10.2012 № ДГ13-117 со сроком действия по 30.09.2022 в сумме 12 594,27 тыс.руб.;

– договор аренды от 08.10.2013 № 766/2013. по 30.08.2014 (пролонгация) в сумме 173,65 тыс.руб.;

Доля затрат, относимых на Филиал составляет 26,92% от общих расходов ПАО «Россети Северный Кавказ» по вышеуказанным договорам (далее – Договоры Исполнительного аппарата). Расчет доли распределения расходов произведен в соответствии с учетной политикой ПАО «Россети Северный Кавказ».

2.2.4 По аренде спецтехники

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2024 г. в размере 4 659,40 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены пояснительная записка, договора аренды на основании Протоколов закупочных комиссий и акты к договорам:

– договор с ООО «ДОРСТРОЙТЕХ» № 148704 от 06.04.2021 на оказание услуг по аренде спецтехники со сроком действия с 16.02.2021 в сумме 1 000,0 тыс.руб. договор заключен позже, а срок действия раньше;

– договор с ООО «ДОРСТРОЙТЕХ» № 133/ДАЭ от 01.11.2021 на оказание услуг по аренде спецтехники по 30.08.2014 (пролонгация) в сумме 173,65 тыс.руб.;

По предписанию ФАС России от 03.10.2023 №СП/80471/23 и на основании письма Минэнерго от 09.06.2023 №45-05.6-3113/23 и ответа филиала ПАО "Россети Северный Кавказ" "-Дагэнерго" от 20.06.2023 №МР8/ДЭФ/01-00/3548 эксперты предлагают принять затраты на 2025 г. в сумме **37 770,75 тыс.руб.**, в том числе:

– по договору аренды имущества с АО «Ставропольэлектросеть» от 31.08.2015 г. № 19/ЮР (субдоговор с АО «ДСК» от 24.06.2020 №108/2020) на сумму 14 534,91 тыс.руб. Срок действия договора аренды (11 мес.) установлен с 01.09.2015 г. по 31.07.2016 г. (с пролонгацией) и Соглашение о замене стороны от 13.11.2020 (договор аренды 19/ЮР от 31.08.2015), эксперты предлагают принять расходы в размере **70,89 тыс.руб.**

– по договору аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №80/ДАЭ и доп соглашение №1 от 28.07.2021г. в сумме 4 759,43 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. по 01.01.2026 г., эксперты предлагают принять расходы в размере **1 457,05 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.1

дата договора	№ дого-вора	Организация	Наименование затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма,в тыс.руб., на 2024год	Минэнерго сумма,в тыс.руб., на 2024 год	Примечания
16.11.2020 на 11 мес. с пролон- гацией доп соглаш	80/ДАЭ доп соглаш №1	КПРД «Управляющая компания инфраструктур- ными объектами по РД» (Оружба)	Всего	4 759,43	1 457,047	аренда имущества ПС
			амортизация	3 060,61	0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	1 698,82	1 457,047	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– по договору аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 г. №22/2020 и

доп соглашение №1 от 28.07.2021г. в сумме 72,72 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. по 01.01.2026 г., эксперты предлагают принять расходы в размере **42,14 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.2

дата договора	№ договора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Примечания РСТ Дагестана, см. приложения № 4
16.11.2020 на 11 мес. с пролонгацией	22/2020 доп соглаш	КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба)	Всего	72,72	42,14	аренда имущества ВЛ-110кВт
			амортизация	29,54	0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	43,18	42,14	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– по договору аренды с КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба) от 16.11.2020 №21/2020 и доп соглашение №1 от 28.07.2021г. в сумме 426,85 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. по 01.01.2026 г., эксперты предлагают принять расходы в размере **376,21 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.3

дата договора	№ договора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Примечания
16.11.2020 на 11 мес. с пролонгацией	22/2020 доп соглаш №1	КПРД «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (Оружба)	Всего	426,85	376,21	аренда имущества ВЛ-10кВт
			амортизация		0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	426,85	376,21	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– по договору аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (ПС Новый Ирганай) от 17.10.2022 №291 в сумме 1 224,31 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. с пролонгацией, эксперты предлагают принять расходы в размере **1 149,26 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных

средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.4

дата договора	№ договора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2024 год	Примечания РСТ Дагестана, см. приложения № 4
17.10.2022 на 11 мес. с пролонгацией	291	ООО "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"(ПС Новый Ирганай)	Всего	1 224,31	1 149,26	аренда имущества ПС Новый Ирганай
			амортизация	0,00	0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	1 224,31	1 149,26	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– по договору аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» (ПС Уйташ 1, 2) от 17.10.2022 №290 в сумме 5 731,63 тыс.руб. Срок действия договора аренды установлен с 01.01.2021 г. с пролонгацией, эксперты предлагают принять расходы в размере **5 477,42 тыс.руб.** по налогу на имущество. Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются).

Таблица №2.5

дата договора	№ договора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2023 год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2023 год	Примечания РСТ Дагестана, см. приложения № 4
17.10.2022 на 11 мес. с пролонгацией	290	ООО "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"(ПС Уйташ 1,2)	Всего	5 731,63	5 477,42	аренда имущества ПС Уйташ 1, 2
			амортизация	0,00	0,00	арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются, но при этом организация представила расчет амортизации
			налог на имущество	5 731,63	5 477,42	Расчет представлен и рассчитан на 2024 г.

– договор аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019 с Акционерным обществом «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК»), соглашение о замене стороны от 28.12.2020г. №240/2020 заключенному АО «ДВЭУК-ЕНЭС» – правопреемником АО «ДВЭУК», дополнительное соглашение №1 от 18.04.2023 г. к договору аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019, где указано, что Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания-«Россети» (ПАО «Россети»), является правопреемником Акционерного общества «Дальневосточная энергетическая управляющая компания ЕНЭС» и дополнительное соглашение №2 от 24.07.2023 г. к договору аренды объектов электросетевого хозяйства от 01.01.2019 г. №99-33-2019

Эксперты предлагают учесть расходы в сумме **24 062,78 тыс.руб.**

Таблица №2.6

дата договора	№ дого-вора	Организация	Наимено-вание затрат	Филиал «Дагэнерго» сумма, в тыс.руб., на 2023год	Минэнерго сумма, в тыс.руб., на 2023 год	Примечания РСТ Дагестана, см. приложения № 4
19.05.2018г на 11 мес. по 31.12.2023г. субаренда 24.06.2020	99-33-2019 №109/2020 и доп соглаш	АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК») АО «ДСК»	Всего	66 673,57	24 062,78	
			амортизация	56 824,39	21 649,47	рассчитана по максимальному сроку использования
			налог на имущество	9 628,28	2 199,07	движимое имущество не облагается налогом с 01.01.2019г. По НК ч.2 ст.134 и ст.135
			земельный налог	214,24	214,24	По расчету
			норма прибыли 1%	6,67	0,00	согласно пп.5 п.28 Основ ценообразования.

– по договору аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с МУП КЭС «Каспэнерго» от 04.04.2023 г. б/н (г.Каспийск) эксперты предлагают принять расходы в размере **550,86 тыс.руб.:** по налогу на имущество и земельному налогу (налоговая декларация по земельному налогу). Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются)

– по договору аренды (с правом выкупа) филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО СМК «Жилье» от 01.10.2023 г. №ВР-171043 эксперты предлагают **не учитывать** расходы, в связи с не представлением расчета арендной платы.

Эксперты предлагают **не учитывать** расходы по аренде имущества ОАО «Дагэнергосеть» по договору аренды от 01.01.2018г. №01 в сумме 4 518,00 тыс.руб. и Соглашение о замене стороны от 20.11.2020 (договор аренды №01 от 01.01.2018), в связи с не представлением документов подтверждающих право собственности Арендодателя и расчета арендной платы.

– по договору аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «Каспийэнергосервис» от 30.08.2024 г. № 157311_ВЭ (Сулакский Гидрокаскад, Каспийская ТЭЦ). Срок действия договора аренды 11 мес. (пролонгация). Эксперты предлагают принять расходы в размере **2 489,89 тыс.руб.:** по амортизации и налогу на имущество). Расчет амортизационных отчислений представлен. (арендуемое имущество создано за счет бюджетных средств, по которому в соответствии подпунктом 3 пункта 2 статьи 256 НК РФ амортизационные отчисления не начисляются)

– по договору аренды с ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД» Стекольный завод) от 28.08.2024 г. №28/08. Срок действия договора аренды установлен с 01.08.2024 г. до 31.12.2025 г., без пролонгации. Эксперты предлагают **не учитывать** расходы, в связи с тем, что он не представлена выписка из ЕГРН

удостоверяющая регистрацию договора аренды, актуальная на дату обращения (срок действия договора 17 мес.).

– по договору аренды (с правом выкупа) филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО СМК «Жилье» от 01.10.2023 г. №ВР-171043 эксперты предлагают **не учитывать** расходы, в связи с непредставлением расчета арендной платы.

– по договору аренды электросетевого имущества филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с ООО «ЭНКОМ» (ПС «Роббинс») от 23.08.2024 г. №143600/ДЭФ. Срок действия договора аренды с 01.08.2024 г. до 31.12.2025 г. (пролонгация), в связи с тем, что не представлена выписка из ЕГРН удостоверяющая регистрацию договора аренды, актуальная на дату обращения (срок действия договора 17 мес.)

❖ *По аренде земельных участков в сумме.*

Эксперты предлагают принять расходы в сумме **2 089,15 тыс.руб.**, по представленным договорам аренды земельных участков.

❖ *По аренде зданий и сооружений*

Эксперты предлагают не учитывать расходы по аренде зданий и сооружений на 2025 год, так как договора аренды представлены по г. Пятигорск.

❖ *По аренде спецтехники*

Эксперты предлагают не учитывать расходы по аренде спецтехники, в связи с не предоставлением договоров аренды на 2025 год.

2.3 Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы).

Расходы заявлены по данной статье филиалом «Дагэнерго» на 2025 год в сумме 4 732,00 тыс.руб., в том числе:

Налог на имущество в сумме 2 328,00 тыс.руб.

Транспортный налог в сумме 2 404,00 тыс.руб.

2.3.1. Налог на имущество

В качестве обоснования представлены пояснительная записка, перечень деклараций по налогу на имущество, налоговая декларация и расчет налога на имущество.

Эксперты предлагают учесть налог на имущество, по предложению филиала «Дагэнерго» в размере **2 419,66 тыс.руб.**

2.3.2. Транспортный налог.

В качестве обоснования представлены пояснительная записка, расчеты, налоговые декларации по транспортному налогу, перечень деклараций по транспортному налогу.

Эксперты предлагают учесть затраты по транспортному налогу в размере **1 650,66 тыс.руб.** в соответствии с налоговыми декларациями и с исключением машин по сбыту.

ИТОГО: 2 419,66 тыс.руб. + 1 650,66 тыс.руб. = **4 070,32 тыс.руб.**

Отчисления на социальные нужды (прил.№1)

Расходы заявлены по данной статье филиалом «Дагэнерго» на 2025 год в сумме 760 025,00 тыс.руб.

Эксперты предлагают принять отчисления на социальные нужды и на страхование от несчастных случаев в размере 30,4478% факт 2023 года от затрат на оплату труда на 2025 год в сумме **772 883,88 тыс.руб.**

$$2\ 538\ 389,71 \text{ тыс.руб.} \times 0,304478 = 772\ 883,88 \text{ тыс.руб.}$$

обратился в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с уточненным предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг.,

Амортизация основных средств

Расходы по данной статье заявлены филиалом «Дагэнерго» на 2025 г. в сумме 819 457,14 тыс.руб.

В качестве обоснований представлены ведомость амортизации ОС за 2023 г., а также расчет амортизации на 2025 г.

Филиал АО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» повторно письмом от 21.10.2024 г. №МР8/ДЭФ/01-00/8202 представили новый расчет на 2025 г. расходов по статье «Амортизация основных средств», в качестве обоснований представлены ведомость амортизации ОС за 2020 г., а также откорректированный расчет амортизации на 2022 г. и 2023 г. и предлагают учесть расходы в сумме 819 457,14 тыс.руб. на 2025 г.

Эксперты скорректировали расчет в соответствии с требованиями п. 27 Основ ценообразования на 2025 год. (При расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»).

Эксперты предлагают учесть амортизационные отчисления на 2025 год в размере **603 452,59 тыс.руб.**, с учетом ввода и выбытием производственных фондов.

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление
основных производственных фондов *
филиала ПАО "Россети Северный Кавказ"- "Дагэнерго" на 2025год
(тыс. руб.)**

№ п/п	Показатели	Базовый период регулирования Минэнерго на 2024 г.	Базовый период регулирования Минэнерго на 2025 г.
1	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования	11 609 082,00	12 463 665,24
2	Ввод основных производственных фондов	3 034 018,41	2390754,35
3	Выбытие основных производственных фондов	2 179 435,23	0,0
4	Балансовая стоимость основных производственных фондов на конец периода	12 463 665,24	14 854 419,59

	регулирования		
5	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов	12 036 373,65	13 659 042,41
6	Средняя норма амортизации	4,19	4,42
7	Сумма амортизационных отчислений	504 516,82	603 452,59

ИТОГО: Неподконтрольные расходы в размере 3 330 266,11 тыс. руб. без расчетной предпринимательской прибыли

Расчетная предпринимательская прибыль

$$HBB_i^{cod\ pnn} = HBB_i^{cod} + PПП_i, \quad (9.2),$$

где:

$PПП_1, PПП_i$ - расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации соответственно в базовом и в i -ом году долгосрочного периода регулирования, включаемая в необходимую валовую выручку сетевой организации, в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования (тыс. руб.).

Расходы заявлены по данной статье филиалом «Дагэнерго» на 2025 год материалах от 21.10.2024 г. №МР8/ДЭФ/01-00/8202 в сумме 878 143,19 тыс.руб.

Филиал	Необходимая валовая выручка сетевой организации с учетом расходов на оплату потерь за вычетом расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями	Расчетная предпринимательская прибыль в размере 5%
Дагэнерго	27 364 439,63	1 368 221,98

Эксперты предлагают принять по данной статье на 2025 г. в сумме 941 156,01 тыс.руб.

Филиал	Необходимая валовая выручка сетевой организации с учетом расходов на оплату потерь за вычетом расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями	Расчетная предпринимательская прибыль в размере 5%
Дагэнерго	18 831 079,57	941 553,98

3.Выпадающие доходы за исключением выпадающих доходов, учтенных по п.87 Основ ценообразования

B_i (B_{2025}) – расходы i -го года (2025 г.) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2023г.) долгосрочного периода

регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс.руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования, , определяется по формуле:

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \times (1 + I_{i-1}) \times (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}$$

где:

$B_i^{\text{инд}}$ – расходы i -го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.).

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i -ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на $(i-1)$ -й год;

I_{i-1} (I_{2024}) – индекс потребительских цен, определенный на i -й-1 год (на 2024 год) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации составил **1,08**;

I_i (I_{2025}) – индекс потребительских цен, определенный на i -й год (на 2025 год) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации составил **1,058**;

$B_i^{\text{распред}}$ - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования.

3.1. Расчет недополученного дохода, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком "минус")

Указанные расходы определяются следующим образом:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta \text{ПР}_i + \Delta \text{НР}_i + \Delta Y_i + \Delta \text{НВВ}_i + \text{ПО}_i$$

где:

ΔP_i - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов;

ΔH_i - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

ΔY_i - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. № 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения, рассчитываемая по следующей формуле:

$$\Delta Y_i = Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2},$$

Y_{i-2} , $Y_{i-2}^{\text{факт}}$ – плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

$\Delta HVB_i^{\text{сод}}$ - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

P_0 - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.

3.1.1. Корректировка подконтрольных расходов 2025 года (по факту 2022 года)

ΔP_i – корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется следующим образом:

$$\Delta \text{ПР}_i = \text{ПР}_{i-3}^{\text{уст}} \times (1 - X_i) \times (1 + \text{ИПЦ}_{i-2}^\phi) \times (1 + K_{\phi} \times \text{ИКА}_{i-2}^\phi) - \text{ПР}_{i-2}^{\text{уст}};$$

$\Delta \text{ПР}_i$ – корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется следующим образом:

$$\Delta \text{ПР}_i = \text{ПР}_{i-3} \times (K_{\phi}^{\text{уст}} - K_{\phi}^{\text{факт}})$$

$$K_{\phi}^{\text{уст}} = (1 - X_{i-2}) \times (1 + I_{i-2}^\phi) \times (1 + \text{ИКА}_{i-2}^\phi)$$

$$\text{ИКА}_{i-2}^\phi = \frac{УЕ_{i-2}^\phi - УЕ_{i-3}^\phi}{УЕ_{i-3}^\phi};$$

ПР_{i-2} – подконтрольные расходы за 2022 г. – 3 130 912,38 тыс. руб.;

X_{i-2} – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах – 3 %;

I_{i-2}^ϕ – фактические значения индекса потребительских цен в году $i-2$ – 5,9 %;

$УЕ_{i-2}^\phi$ – фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации в 2023 г. долгосрочного периода регулирования – 141 060,22;

$УЕ_{i-3}^\phi$ – фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации в 2022 г. долгосрочного периода регулирования – 116 206,98;

$$\Delta \text{ПР}_{25} = 3 130 912,38 \times (1,192 - 1,03778) = 482 850,50 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta \text{ПР}_{25} = 482 850,50 \text{ тыс. руб.}$$

С учетом индексации (2024 г. – 8% предполагаемая оценка факта; 2025 г. – 5,82 %) корректировка подконтрольных расходов сетевой организации за 2022 г., которая должна быть учтена в 2025 году **551 724,29 тыс. руб.**

3.2. Корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на ($i-1$)-й год.

Анализ исполнения инвестиционной программы филиала ПАО «Россети

Северный Кавказ»-«Дагэнерго» за 2022-2023 гг.

за 2022 год

По представленному разъяснению филиала ПАО:

Основные параметры инвестиционной программы филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго» по итогам 2022 года выполнены.

Выполнение капитальных вложений за 2022 год составило 317,00 млн. руб. (без НДС) при плане 256,65 млн. руб. (без НДС), или 123,56 %.

Профинансирано за 2022 год 889,53 млн. руб. (с НДС), без НДС 741,275 млн.руб., при плане 525,23 млн. руб. (с НДС), без НДС 437,69 млн.руб. или 169,36 %.

Введено на основные фонды за 2022 год 245,71 млн. руб. (без НДС) при плане 128,94 млн. руб. (без НДС), или 190,57 %; линий электропередачи, общей протяженностью 65,16 км при плане 7,45 км, или 874,56 %; трансформаторной мощности всего в объеме 1,87 МВА при плане 16,25 МВА, или 11,51 %.

В связи с тем, что инвестиционная программа на 2022 год регулируемой организацией не была заявлена для включения в тариф, ИПР не участвовала в формировании НВВ сетевой организации и регулятором корректировка ранее не проводилась.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний № 98-Э экспертами проведен анализ экономически обоснованного объема собственных средств на реализацию ИП по источникам финансирования, учтенным в тарифе на 2022 год филиалом «Дагэнерго» за счет амортизации и в соответствии представленной формой филиалом «Дагэнерго»: Республика Дагестан.NET. INV.2022.

Экспертами проведена оценка полной стоимости инвестиционного проекта на предмет не превышения укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики (далее – УНЦ). По результатам оценки эксперты отмечают, что по некоторым мероприятиям была запланирована разработка ПСД без проведения СМР, соответственно УНЦ по данным мероприятиям учитывали только разработку ПСД. По факту, данные мероприятия проведены с учетом разработки ПСД и выполнения СМР в пределах УНЦ. При анализе эксперты исключили затраты, не относящиеся к ИП, а именно:

Расходы на реализацию ИП признанные Минэнерго РД экономически не обоснованными						
Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Финансирование капитальных вложений 2022 года, тыс. рублей (без НДС)		исключены суммы, в тыс.руб.	Причины отклонений Минэнерго		
	факт					
	средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам)					
	Общая сумма ЭОР по расчету Минэнерго РД	снижение от плана				
Республика Дагестан	14 040,60	-7 128,13				
Всего исключено:			162 674,42			
Технологическое присоединение	625,00	0,00	32 475,91	превышение от		

энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно, всего				плана
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью от 15 до 150 кВт включительно, всего	13 415,60	-880,42		снижение от плана
Реконструкция ВЛ 110кВ Касумкент-Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) инв№31001008	0,00	0,00	146,58	нет в плане
Техническое перевооружения ВЛ 10кВ Ф№3 от ПС 110/35/10 кВ "Магарамкент" - 2 км	0,00	-1 200,41		снижение от плана
Техническое перевооружение ВЛ 0,4 кВ филиала ПАО "МРСК Северного Кавказа"- "Дагэнерго" в рамках проведения Учений по обработке взаимодействий ДЗО ПАО "Россети" при ликвидации аварийных ситуаций в электросетевом комплексе ПАО "МРСК Северного Кавказа"	0,00	0,00	16 547,95	нет в плане
Создание комплекса сбора данных учета электроэнергии на территории Республики Дагестан в рамках Учений по обработке взаимодействий ДЗО ПАО "Россети"	0,00	0,00	19 152,45	нет в плане
Строительство и реконструкция сети 10-0,4 кВ в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Ахтынских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	27 034,83	нет в плане
Строительство и реконструкция сети 10-0,4 кВ в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Кайтагских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	5 252,18	нет в плане
Строительство 1БКТП 6/0,4-630кВА "Школа механизации" РД г.Махачкала, пр А.Султана	0,00	0,00	627,23	нет в плане
Строительство 2БКТП 6/0,4-2x1000 кВА «Анановская» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Гаруна Курбанова.	0,00	0,00	1 849,23	нет в плане
Строительство 2БКТП 6/0,4-2x1000 кВА «Роддом» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Батырая.	0,00	0,00	1 473,27	нет в плане
Проведение предпроектного обследования и разработка проекта на строительство и реконструкцию сети 10-0,4 кВ в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» на территории Центральные РЭС, Сергокалинские РЭС, Буйнакские РЭС, Карабудахкентские РЭС, Буйнакские ГЭС, Дахадаевские РЭС, Магарамкентские РЭС, Кайтагские РЭС, Каякентские РЭС, Ахтынские РЭС, Касумкентские РЭС, Дербентские РЭС, Дербентские ГЭС, Табасаранские РЭС, Хунзахские РЭС, Гумбетовские РЭС, Кумухские РЭС, Унцукульские РЭС, Гергебильские РЭС, Шамильские РЭС, Акушинские РЭС, Гунибские РЭС, Цумадинские РЭС, Левашинские РЭС, Тляратинские РЭС, Ботлихские РЭС, Кизилюртовские РЭС, Бабаюртовские РЭС, Северные РЭС, Хасавюртовские РЭС, Южно-Сухокумские РЭС,	0,00	0,00	-1 045,25	нет в плане

Ногайские РЭС, Тарумовские РЭС, Кизлярские РЭС, Кизлярские ГЭС				
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ «Курах» с организацией схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191)	0,00	-2 280,63		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ Дылым-Тлох с отп. на Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой существующих металлических опор 35 кВ на 110 кВ, заменой дефектных провода, изоляторов, грозотроса на участке протяженностью - 1 км (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	1 738,15	нет в плане
Приобретение транспортных средств в рамках проведения учений по отработке взаимодействий ДЗО ПАО -77 шт	0,00	0,00	21 100,85	нет в плане
Приобретение автогидроподъемников в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» 27 шт	0,00	0,00	38 152,87	нет в плане
Приобретение автопогрузчиков для складских хозяйств - 2 шт	0,00	-2 766,67		снижение от плана
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№5/160 с.Аликент Касумкентский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	187,52	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№1-2/160 с.Магарамкент Магарамкентский РЭС замена КТП и ТМ-100/10 на ТМГ-250/10.	0,00	0,00	642,18	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№6-18 с.Ахты Ахтынский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10 .	0,00	0,00	653,97	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№2-12 с.Хлют Ахтынский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	658,61	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№2-8 с.Ругуж Табасаранский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	646,26	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№2-12 с.Хучни Табасаранский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	644,81	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№4-25 с.Хелетури Ботлихский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	657,08	нет в плане
Модернизация АТС в ПУ ЦЭС	0,00	0,00	296,31	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№2-2 с.Ботлих Ботлихский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	255,21	нет в плане
Разработка ПСД для технического перевооружения КТП№6/160 с.Гельхен Касумкентский РЭС замена КТП и ТМ-160/10 на ТМГ-250/10	0,00	0,00	654,35	нет в плане

Расчет корректировки по методике 98-э:

$B_i^{\text{корр ИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год.

$B_i^{\text{корр ИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода регулирования ПАО, осуществляемая в связи с изменением инвестиционной программы на 2021 год:

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 HP_{i-2} * \left(\frac{IP_{i-2}^{\text{факт}}}{IP_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

HP_{i-2} – 0,00 тыс.руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2022 году;

$IP_{i-2}^{\text{заяв}}$ – 21 168 тыс.руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы ПАО на 2022 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утверждённой в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

$IP_{i-2}^{\text{факт}}$ – 14 040,60 тыс.руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы ПАО за 2022 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования по расчетам экспертов;

$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$ – отчётные данные не представлены.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 21 168,73 * \left(\frac{14 040,60}{21 168,73} - 1 \right) - 0,00 = -7 128,13 \text{ тыс. руб.}$$

Выпадающие расходы по ИП за 2022 г. составят в сумме 8 625,44 тыс. руб. (со знаком «-») с учетом ИПЦ:

С учетом ИПЦ: 2024 г -5,9 %, 2024 г - 8,0%, 2025 г. - 5,8%,

-21 130,65 тыс.руб. x 1,059 x 1,08 x 1,058 = - 8 625,44 тыс.руб.

Итого выпадающие расходы за 2022 год по исполнению **инвестиционной программы** составят в сумме **8 625,44 тыс. руб.** со знаком «-» и будут учтены в тарифе на 2025 год, сглаживанием.

за 2023 год

По представленному разъяснению филиала ПАО:

Основные параметры инвестиционной программы филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго» по итогам 2023 года выполнены.

Выполнение капитальных вложений за 2023 год составило 741,92 млн. руб. (без НДС) при плане 578,80 млн. руб. (без НДС), или 128 %.

Основной причиной перевыполнения плановых показателей является выполнение работ, запланированных в 2024 году, с опережением графика. Наиболее значимые из них:

- Строительство двух КЛ 6кВ от ПС 110/6 кВ Дербент-Западная до границы ЗУ (дворца спорта) ориентировочной протяженностью 1,8 км и строительство двух ВЛ 6 кВ от границы ЗУ (дворца спорта) до границы ЗУ заявителя Очистных сооружений для технологического присоединения энергопринимающих устройств очистных сооружений.

- Реконструкция ПС 110/6 кВ Дербент-Западная с заменого силового трансформатора Т-1 6,3МВА на 16МВА с устройством АРН, расширение I и II СШ РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Дербент-Западная с установкой дополнительных линейных ячеек с вакуумным выключателем для технологического присоединения энергопринимающих устройств очистных сооружений.

При плане 2023 года 782,90 млн. руб. (с НДС), 652,42 млн.руб. без НДС профинансирано по факту 1 389,66 млн. руб. (с НДС), 1 158,05 млн.руб. без НДС, или 178 %, в том числе:

- текущая амортизация, учтенная в ценах (тарифах) в сумме 620,09 млн руб. без НДС;
- недоиспользованная амортизация прошлых лет в сумме 207,92 млн руб. без НДС;
- средства дополнительной эмиссии акций в сумме 93,62 млн руб. без НДС;
- прибыль от технологического присоединения в сумме 111,86 млн руб. без НДС;
- средства федерального бюджета 124,55 млн руб. без НДС.

Основной причиной перевыполнения плановых показателей по финансированию стало погашение просроченной КЗ 2018 г перед ДЗО ПАО «Россети» за мероприятия, реализованные в рамках проведения Учений по отработке взаимодействий ДЗО ПАО «Россети» при ликвидации аварийных ситуаций в электросетевом комплексе; приобретение ОТМ в связи с производственной необходимостью (в рамках ОЗП 2023/2024).

Введено на основные фонды за 2023 год 934,14 млн. руб. (без НДС) при плане 380,25 млн. руб. (без НДС), или 246 %; линий электропередачи, общей протяженностью 16,06 км при плане 11,14 км, или 144 %; трансформаторной мощности всего в объеме 30,66 МВА при плане 14,66 МВА или 209 %.

Увеличение плановых показателей по факту ввода основных фондов в 2023 г связано с реализацией мероприятий в рамках Программы снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Ахтынских РЭС и Кайтагских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго», приобретением ОТМ в связи с производственной необходимостью (в рамках ОЗП 2023/2024).

В связи с тем, что инвестиционная программа на 2023 год регулируемой организацией не была заявлена для включения в тариф, ИПР не участвовала в формировании НВВ сетевой организации и регулятором корректировка ранее не проводилась.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний № 98-э экспертами проведен анализ экономически обоснованного объема собственных средств на реализацию ИП по источникам финансирования, учтенным в тарифе на 2022 год «Дагэнерго» за счет амортизации и в соответствии представленной формой: Республика Дагестан.NET. INV.2023

Экспертами проведена оценка полной стоимости инвестиционного проекта на предмет не превышения укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики (далее – УНЦ). По результатам оценки эксперты отмечают, что по некоторым мероприятиям была запланирована разработка ПСД без проведения СМР, соответственно УНЦ по данным мероприятиям учитывали только разработку ПСД. По факту, данные мероприятия проведены с учетом разработки ПСД и выполнения СМР в пределах УНЦ. При анализе эксперты исключили затраты, не относящиеся к ИП, а именно:

Расходы на реализацию ИП признанные Минэнерго РД экономически не обоснованными				
Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Финансирование капитальных вложений 2023 года, тыс. рублей (без НДС)	исключены суммы, в тыс.руб.	Причины отклонений Минэнерго	
	факт			
	средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам)			
	Общая сумма ЭОР по расчету Минэнерго РД	снижение от плана		
Республика Дагестан	56 300,80	-95 498,22		
Всего исключено:			460 444,54	
Реконструкция ПС 110/10 кВ Восточная с установкой двух линейных ячеек ЗРУ на I и II С.Ш. для технологического присоединения энергопринимающих устройств ледового дворца с двумя катками на 3500 мест (договор №309/2020/ДЭ/МАХАГЭС от 28.12.2020)	228,23	0,00	0,00	исполнение плана
Реконструкция ПС 110/6 кВ Дербент-Западная с заменой силового трансформатора Т-1 6,3МВА на 16МВА с устройством АРН, расширение I и II СШ РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Дербент-Западная с установкой дополнительных линейных ячеек с вакуумным выключателем для технологического присоединения энергопринимающих устройств очистных сооружений (договор №16688/2019/ДГ/ДЕРБГЭС от 29.06.2020)	1 821,42	-55 597,98		снижение от плана
Реконструкция ПС 110кВ Южно-Сухокумск с установкой двух дополнительных линейных ячеек на I и II СШ ЗРУ-6кВс вакуумным выключателем (инв №05000101)	0,00	0,00	171,35	нет в плане
Создание систем учета электроэнергии в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Ахтынских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	7 775,57	нет в плане

Создание систем учета электроэнергии в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Кайтагских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	2 774,34	нет в плане
Создание комплекса сбора данных учета электроэнергии на территории Республики Дагестан в рамках Учений по обработке взаимодействий ДЗО ПАО "Россети"	0,00	0,00	141 475,19	нет в плане
Модернизация ССПИ на ПС 110 кВ Чиркей ГПП и ПС 110 кВ Миатлы	0,00	0,00	317,15	нет в плане
Организация ССПИ на ПС 110 кВ Тлох и организации двух цифровых каналов связи для передачи телеметрич	0,00	0,00	684,48	нет в плане
Техническое перевооружение ВЛ 0,4 кВ филиала ПАО "МРСК Северного Кавказа"- "Дагэнерго" в рамках проведения Учений по обработке взаимодействий ДЗО ПАО "Россети" при ликвидации аварийных ситуаций в электросетевом комплексе ПАО "МРСК Северного Кавказа"	0,00	0,00	168 991,57	нет в плане
Строительство и реконструкция сети 10-0,4 кВ в рамках "Плана (программы) снижения потерь электрической энергии в электрических сетях Кайтагских РЭС филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Дагэнерго»	0,00	0,00	7 431,73	нет в плане
Строительство 1БКТП 10/0,4-1000кВА "Шуринская" РД г.Махачкала, ул. Краснодарская	0,00	0,00	960,54	нет в плане
Строительство 1БКТП 10/0,4-630 кВА «пос. Степной» Республика Дагестан г. Махачкала, п. Степной.	220,11	0,00	1 798,77	превышение от плана
Строительство 1БКТП 10/0,4-630 кВА Республика Дагестан г. Махачкала, п. Семендер ул. Альбурикентская.	1 695,45	0,00	794,12	превышение от плана
Строительство 1БКТП 10/0,4-630 кВА Республика Дагестан г. Махачкала, п. Сулак ул. Проектная	1 826,06	-191,86		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000 кВА «8-е марта» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Коркмасова	2 673,93	-2 177,21		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000 кВА «Альбурикент» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Мурсалова.	1 762,48	-2 814,76		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000 кВА «Привокзальная» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Коминтерна	2 106,67	-2 221,00		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000 кВА «Рыбник» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Абубакарова/ул. Астемирова	1 030,58	-3 344,31		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1000кВА "Горянка" (Казначейство), Республика Дагестан, г.Махачкала, ул.Ярагского	13 535,05	0,00	639,91	превышение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-1250 кВА «Рыбный техникум», Республика Дагестан, г.Махачкала, ул.Батырая 132 – ул.Юсупова 32	2 767,72	-2 441,86		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-630 кВА «Карабудагова» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Карабудагова/ул. Астемирова.	2 170,80	-2 222,60		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-630 кВА «Лезгинцева» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Лезгинцева/ул. Танкаева.	9 502,21	-1 895,20		снижение от плана
Строительство 1БКТП 6/0,4-630кВА "Школа механизации" РД г.Махачкала, пр А.Султана	10 264,51	-1 860,37		снижение от плана
Строительство 2БКТП 6/0,4-2x1000 кВА «Анановская» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Гаруна Курбанова.	3 638,50	-4 605,36		снижение от плана
Строительство 2БКТП 6/0,4-2x1000 кВА «Роддом» Республика Дагестан г. Махачкала, ул. Батырая.	1 057,08	-6 828,43		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ Дылым-Тлох с отп. на Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой существующих металлических опор 35 кВ	0,00	0,00	86,00	нет в плане

на 110 кВ, заменой дефектных провода, изоляторов, грозотроса на участке протяженностью - 1 км (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)				
Приобретение лабораторно-испытательного оборудования, приборов и малой механизации для нужд филиала Дагэнерго	0,00	0,00	75 448,40	нет в плане
Приобретение оборудования, требующего монтажа	0,00	0,00	35 488,33	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Гуниб с заменой Т-2 10 МВА на 25МВА, фундамента (усиление сваями) маслоприёмника и маслосборника Т-2, заменой выключателя ВПБУЗ-10-20/1600 на элегазовый, заменой ошиновки 10кВ и трансформаторов тока 10кВ 2500, заменой панелей защит трансформатора, монтажом ШОТ с АБ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	216,73	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ ЗФС с заменой Т-2 31,5 МВА на 40МВА, заменой выключателя МГГ-10-29/2000 на элегазовый, заменой трансформаторов тока 6 кВ 4000А, заменой панелей защит трансформатора, заменой масляного выключателя ВМК-35 (В-35-Т2) на вакуумный выключатель с панелями защит, управления и РЗА, заменой масляного выключателя ВМК-35(СВ-35) на вакуумный с панелями автоматики, управления и РЗА, заменой разрядника РВС-110 (Т2) на ограничитель перенапряжения (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	2 378,14	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой ячейки выключателя ВЛ 110 кВ Л-143, Л-105 выключателя типа МКП -110 кВ на элегазовый баковый с панелями автоматики управления и РЗА	0,00	-4 570,96		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкций ПС 110кВ Буйнакск 1 с заменой Т-1 25 МВА на 40 МВА, реконструкцией фундаментов с усилением, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой выключателя масляного ВМПЭ-10-1600-20 на вакуумный, заменой трансформаторов тока 10 кВ 4000/5, заменой масляного выключателя ввода 35 кВ на вакуумный выключатель (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	216,09	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110кВ Шамхал с заменой силового трансформатора Т-2 16 МВА на 40 МВА, оборудования ячейки трансформатора, РЗА и ПА (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	217,53	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110кВ Махачкала с заменой Т-1 25 МВА на 40МВА, усиливанием фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой масляного выключателя ВМПЭ-10-3150-31,5 на вакуумный, заменой трансформаторов тока 10 кВ 3000/5 А, заменой масляного выключателя ввода 35 кВ на вакуумный выключатель, заменой панелей защит трансформатора (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	217,53	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ	0,00	0,00	435,21	нет в плане

Ярыксу с заменой Т-1 мощностью 25 МВА на 63 МВА, оборудования ячейки трансформатора, РЗА, ПА, монтажом АОПО (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)				
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Акташ с заменой Т-2 16 МВА на 40МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника, заменой выключателя масляного ВК-10-20/1000 У2 на вакуумный, заменой трансформаторов тока 10 кВ 3000/5 А, заменой масляного выключателя ввода 35 кВ на вакуумный выключатель, монтажом АОПО (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	6 704,72	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110кВ Кочубей с заменой ячейки выключателя ВЛ 110 кВ Л-88, Л-141 выключателя типа ММО -110 кВ на элегазовый баковый выключатель с заменой панелей защит, ошиновкой и прокладкой новых силовых и контрольных кабелей	0,00	-1 893,50		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Львовская с заменой аккумуляторной батареи СК-6 1992 года (108 элементов)	0,00	-600,18		снижение от плана
Разработка ПСД для реконструкции ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой Т-2 5,6 МВА на 16 МВА, заменой панелей защит трансформатора, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-2, заменой масляного выключателя ВК-10-1600-20 на вакуумный, заменой ошиновки 6 кВ и трансформаторов тока 10 кВ 2000/5 (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	141,79	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35кВ Крайновка с заменой Т-1 2,5 МВА на 4 МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	78,37	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35кВ Аксай с заменой Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА, реконструкцией фундамента, маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	78,41	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Первомайская с заменой Т-1 2,5 МВА и Т-2 1,8 МВА на 6,3 МВА, оборудования ячейки трансформатора, РЗА и ПА (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	76,36	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35кВ Костек с заменой Т-2 2,5 МВА на 6,3 МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-2, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	78,18	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ	0,00	0,00	76,19	нет в плане

Джимикент 35/10 кВ с заменой Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)				
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Бежта с заменой Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА, усилением фундамента, расширением маслоприемника и маслосборника Т-1, заменой шкафа защит трансформатора, заменой ячейки ввода 10 кВ (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	70,45	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух (ВЛ-110-195) с заменой существующих металлических опор 35 кВ на 110 кВ, заменой дефектных провода, изоляторов, грозотроса на участке протяженностью - 13 км (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	523,20	нет в плане
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Гидатль от ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух (ВЛ-110-195) с заменой существующих металлических опор 35 кВ на 110 кВ, заменой дефектных провода, изоляторов, грозотроса на участке протяженностью - 3,1 км (в рамках Программы первоочередных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевого комплекса Республики Дагестан)	0,00	0,00	38,62	нет в плане
Разработка ПСД для техперевооружения ПС 110 кВ Левапши с выполнением автоматической частотной разгрузки	0,00	-211,70		снижение от плана
Разработка ПСД для техперевооружения ПС 110 кВ Сергокала с выполнением автоматической частотной разгрузки и заменой АКБ выпрямительных устройств и шкафа оперативного постоянного тока	0,00	-211,60		снижение от плана
Разработка ПСД для техперевооружения ПС 110 кВ Цудахар с выполнением автоматической частотной разгрузки	0,00	-189,92		снижение от плана
Разработка ПСД для техперевооружения ПС 110 кВ Восточная с заменой защит ШДЭ-2801 на ШЭ-2607-085 (8шт)	0,00	-1 619,41		снижение от плана
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ПС 110/35/10 кВ Анцух в рамках Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан	0,00	0,00	49,19	нет в плане
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ПС 110/35/10 кВ Ботлих в рамках Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан	0,00	0,00	30,77	нет в плане
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ВЛ 10 кВ Ф-2 от ПС 110 Бабаюрт в рамках Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан	0,00	0,00	20,41	нет в плане
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Чиркей ГПП (ВЛ-110-164) в рамках Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан	0,00	0,00	67,93	нет в плане
Выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции ВЛ 110 кВ Миатлы – Чиркей ГПП (ВЛ-110-138) в рамках Программы	0,00	0,00	55,44	нет в плане

модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан				
Разработка ПСД для реконструкции ВЛ 110 кВ Касумкент - Курех с отпайкой на ПС Капир (ВЛ- 110-191)	0,00	0,00	3 835,83	нет в плане

Общая сумма ЭОР по расчету Минэнерго РД за вычетом экономически необоснованных расходов составила:

$$516\ 715,44 \text{ тыс. руб.} - 460\ 444,54 \text{ тыс. руб.} = 56\ 300,80 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет корректировки по методике 98-э:

$B_i^{\text{корр ИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на ($i-1$)-й год.

$B_i^{\text{корр ИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода регулирования ПАО, осуществляемая в связи с изменением инвестиционной программы на 2023 год:

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 \text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}}{\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

$\text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}}$ – 0,00 тыс.руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2021 году;

$\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}$ – 151 799,02 тыс.руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы ПАО на 2023 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утверждённой в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

$\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}$ – 56 300,80 тыс.руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы ПАО за 2023 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году ($i-2$) долгосрочного периода регулирования по расчетам экспертов;

$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$ – отчётные данные не представлены.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 151\ 799,02 * \left(\frac{56\ 300,80}{151\ 799,02} - 1 \right) - 0 = -95\ 498,22 \text{ тыс. руб.}$$

Выпадающие расходы по ИП за 2023 г. составят в сумме 109 120,08 тыс. руб. (со знаком «-») с учетом ИПЦ:

С учетом ИПЦ: 2024 г - 8,0%, 2025 г. - 5,8%,

$$-95\ 498,22 \text{ тыс.руб.} \times 1,08 \times 1,058 = 109\ 120,08 \text{ тыс.руб.}$$

Итого выпадающие расходы за 2023 год по исполнению **инвестиционной программы** составят в сумме **109 120,08 тыс. руб.** со знаком «-» и будут учтены в тарифе на 2025 год, сглаживанием.

Итого выпадающие расходы за 2022-2023 годы по исполнению **инвестиционной программы** составят в сумме **117 745,52 тыс. руб.** со знаком «-» и будут учтены в тарифе на 2025 год, сглаживанием.

$$B_{2022-2023}^{\text{коррИП}} = -8\,625,44 - 109\,150,08 = -117\,745,52 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.2. Корректировка неподконтрольных расходов

ΔHP_i – корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра $i = 2025$ г., $i - 2 = 2023$ г.:

$$\Delta HP_i = HP_{i-2}^{\text{расх. факт}} - HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$$

$HP_{i-2}^{\text{расх. факт}}$ – фактическая величина неподконтрольных расходов,
 $HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$ – плановая величина неподконтрольных расходов.

$$\Delta HP_{25} = -632\,487,43 \text{ тыс. руб.}$$

Анализ фактических расходов за 2023 год Минэнерго проведен по представленной филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» бухгалтерской и статистической отчетности.

$$122\,600,20 \text{ тыс.руб.} - 755\,087,63 \text{ тыс.руб.} = -632\,487,43 \text{ тыс.руб.}$$

С учетом индексации – 722 705,44 тыс.руб. (со знаком «минус»),
 $-632\,487,43 \text{ тыс.руб.} \times 1,08 \times 1,058 = -722\,705,44 \text{ тыс.руб.}$

ИЗБЫТОК (+), ВЫПАДАЮЩИЕ (+)						
№	Статья затрат	План	Факт экспертов	Факт ПАО	Разница, избыток	Разница, выпадающие
		2022г.	2022г.	2022г.		
1	Амортизация	447 461,94	507 244,53	564 299,41		59 782,59
2	Налог на имущество	2 032,00		2 419,66		387,66
3	Земельный налог	2 875,58		0,00	-2 875,58	
4	транспортный налог	1 321,23	1 570,62	2 345,47	-1,18	294,40
5	Прочие налоги и сборы	0,00	1 570,62	2 345,47		294,40

6	Услуги ПАО "ФСК ЕЭС" по передаче ээ	1 202 418,47		1 305 669,72		103 251,25
7	Аренда электросетевого оборудования ООО "ИГЭС"	822,122		2 627,72	-2 627,72	
8	Аренда электросетевого оборудования ОАО "Ставропольэлектросеть"	7 528,75		14 534,91	-7 006,16	
8	Аренда электросетевого оборудования ООО "МГЭСК"	26 970,80		6 355,93	- 20 614,87	
9	Аренда электросетевого оборудования ОАО "Махачкалинские горсети"	7 458,63		635,59	-6 823,04	
10	Казенное предприятие РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"	1 698,82		4 759,43	-3 060,61	
12	Казенное предприятие РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"	341,48		341,48	0,00	
13	Казенное предприятие РД "Управляющая компания инфраструктурными объектами по РД"	43,18		58,17	-14,99	
14	АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (АО «ДВЭУК»)	33 586,03		66 673,58	-33 087,54	
15	КЭС МУП Каспэнерго	0,00	601,120	7 134,77	0,00	601,20
16	Аренда земельных участков	2 116,44	2 183,21	2 183,21		66,77
17	Оформл. имущ. прав 4 578,24 т.р. работы по установлению публичных сервитутов 48 852,93 т.р.	53 431,17		0,00	-53 341,17	
18	Прочая аренда	0,00		39 233,15		0,00
19	Отчисления на социальные нужды	614 793,83		667 890,87		53 097,04
20	ПРОЧИЕ в смете затрат неподконтрольные (расчет предпринимательской прибыли)	625 544,76 (596 484,1+ +29 060,66 по предписанию)		0,00	-625 544,76	
	ВСЕГО				-755 087,63	122 600,20

Всего корректировка операционных (подконтрольных) расходов (2022 год) и неподконтрольных расходов (2023 год) с учетом ИПЦ составит:
 $551\ 724,29 \text{ тыс.руб.} - 722\ 705,44 \text{ тыс.руб.} = -170\ 981,15 \text{ тыс.руб.}$

1.1.3. Корректировка плановых и фактических расходов по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям

предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ "Об электроэнергетике" (в подконтрольных расходах)

y_{23} - корректировка плановых и фактических расходов по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности) относится к подконтрольным расходам, но при этом следует отметить, что за 2023 год организация не установила ни одного счетчика.

$$\Delta y_{25} = y_{23}^{\text{факт}} - y_{23},$$

$$y_{23} = \textcolor{red}{576\ 369,94 \text{ тыс.руб.}}, \quad y_{23}^{\text{факт}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

Снять данную сумму не представляется возможным, с связи с тем, что данные затраты являются операционными (подконтрольными) расходами.

3.1.4. Корректировка необходимой валовой выручки

Необходимая валовая выручка сетевой компании на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 г. составляет **13 107 379,25 тыс.руб.**, которая формируется как сумма планового НВВ на содержание электрических сетей (8 122 174,20 тыс.руб.) и оплату технологического расхода потерь (4 985 205,05 тыс.руб.).

$$8\ 122\ 174,20 + 4\ 985\ 205,05 = 13\ 107\ 379,25 \text{ тыс.руб.}$$

Из анализа представлена таблица за 2023 год:

Категории потребителей	План млн.кВтч	Факт млн.кВтч	Разница млн.кВтч. (Факт-План)	%
Поступление эл.энергии в сеть, млн.кВт.ч	8 683,58	8 327,92	-355,66	95,90
ВСЕГО: Полезный отпуск эл.энергии, млн.кВт.ч	6 742,15	4 447,38	-2 294,76	65,96
ВСЕГО полезный отпуск конечным потребителям	6 314,52	4 015,53	-2 298,99	63,59
итого прочие потребители - ВН	641,93	270,10	40,24	42,08
итого прочие потребители - СН1	62,13	37,27	60,06	59,99
итого прочие потребители - СН2	717,28	464,08	294,23	64,70
итого прочие потребители - НН	2 296,98	670,89	-1 272,72	29,21
Потребители, приравненные к населению	125,42	63,06	-83,26	50,28

население (город) - НН	887,82	872,68	136,83	98,29
население (село, эл.плиты) - НН	1 582,95	1 614,29	207,31	101,98
Потери электроэнергии-всего в т.ч.	1941,43	3 880,53		
нормативные	1941,43	1941,43	0,00	100,00
сверхнормативные	0,00	1939,10	1939,10	
% потерь	22,36	46,60		
ВЫРУЧКА	План тыс.руб.	Факт тыс.руб.	Разница тыс.руб. (Факт-План)	%
Выручка, в том числе от:	13 107 379,25	6 499 252,22	-6 608 127,03	49,58
Конечных потребителей по уровням напряжения:	12 803 653,65	6 288 969,89	-6 514 683,76	49,12
ВН	1 243 688,58	508 115,39	-735 573,19	40,86
СН1	158 191,59	94 904,74	-63 286,85	59,99
СН2	2 328 319,18	1 476 967,37	-851 351,81	63,43
НН	6 875 147,15	2 003 855,76	-4 871 291,38	29,15
<i>Население и приравн., в том числе:</i>	2 198 307,15	2 205 126,62	6 819,47	100,31
население (город). - НН	1 217 265,50	1 196 504,23	-20 761,26	98,29
население (село, эл.плиты)- НН	909 018,57	927 021,63	18 003,06	101,98
потребители, приравненные к населению	72 023,08	81 600,75	9 577,67	113,30
<i>Сетевых организаций</i>	285 227,45	210 282,33	-74 945,12	73,72
Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	4 985 205,05	9 614 023,44	4 628 818,39	192,85
нормативные	4 985 205,05	5 164 058,32	178 853,27	103,59
сверхнормативные		4 449 965,12	4 449 965,12	0,00

При рассмотрении данной таблицы возникает вопрос: почему у филиала ПАО при выполнении плана 2023 г. по объемам потребления электроэнергии на всех уровнях недобор объемов, а также выручки по котловым тарифам на передачу электроэнергии. Фактический процент потерь составил 46,6 %, при плане 22,36%.

Фактическим объемом выручки за услуги по передаче эл. энергии (с учетом фактически недополученной выручки по независящим от сетевой организации причинам) составляет **10 949 217,34 тыс. руб.**

$$6\ 499\ 252,22 + 4\ 449\ 965,12 = 10\ 949\ 217,34 \text{ тыс.руб.}$$

Разница НВВ сетевой компании на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) и фактическим объемом выручки за услуги по передаче эл. энергии с учетом сверхнормативных потерь составляет:

$$(8\ 122\ 174,20 + 4\ 985\ 205,05) - (6\ 499\ 252,22 + 4\ 449\ 965,12) = 2\ 158\ 161,91 \text{ тыс. руб.}$$

С учетом индексации (2024 г. – 8% предполагаемая оценка факта; 2025 г. – 5,82%) корректировка НВВ сетевой организации на 2023 г. составит **2 466 002,12 тыс. руб.**, которая должна быть учтена в 2025 году.

$$2\ 158\ 161,91 * 1,08 * 1,058 = 2\ 466\ 002,12 \text{ тыс.руб.}$$

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности осуществляется по формуле:

$$\Delta \text{НВВ}_i^{\text{сод}} = \text{НВВ}_{i-2}^{\text{сод}} - \text{НВВ}_{i-2}^{\Phi}$$

где:

$\text{НВВ}_{i-2}^{\text{сод}}$ - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на год $i-2$;

НВВ_{i-2}^{Φ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год $i-2$ (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год $i-2$ тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Регуляторный долг по корректировке необходимой валовой выручки регулируемой организации на 2025 год составил 1 348 715,47 тыс.руб. без ИПЦ по результату 2024 г., с учетом ИПЦ на 2025 г. 5,8% составляет 1 426 940,97 тыс.руб.:

$$1\ 348\ 715,47 \text{ (2024 г.)} * 1,058 = 1\ 426\ 940,97 \text{ тыс.руб. (2025 г.)}$$

Всего:

$$1\ 426\ 940,97 \text{ (2025 г.)} + 2\ 466\ 002,12 \text{ (2025 г.)} = 3\ 892\ 943,09 \text{ тыс.руб.}$$

С учетом индексации НВВ за 2024-2025 гг. составляет 3 892 943,09 тыс.руб. тыс.руб. и учтено НВВ на 2025 год 3 892 943,09 тыс. руб.

Следует также отметить, что расчет фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг для филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» в лице ПАО «Россети Северный Кавказ» за 2023 показывает неудовлетворительную работу ПАО.

$K_{обi}$ ($K_{об2023}$) на 2023 год принимается равным -0,6, так как плановые значения за 2023 год не достигнуты: $KHK_i = (KHK_{2023}) = -0,6 \times 2 \% = -1,2 \%$

$$8\ 122\ 174,20 \times (-1,2\%) = -97\ 466,09 \text{ тыс.руб. на 2025 год.}$$

3.1.5. Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую

энергию на компенсацию покупки нормативных потерь, рассчитанной в соответствии с Методическими указаниями по формуле:

$$\text{ПО}_i = \min\{\Pi_{i-2}^\Phi; N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}}\} \times \mathcal{ЦП}_{i-2}^\Phi - \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.пл}} \times \mathcal{ЦП}_{i-2} \times N_{i-2}$$

$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}}$ и $\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.пл}}$ – фактический и плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2)-том году долгосрочного периода регулирования;

N_{i-2} – уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год i-2, в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;

$\mathcal{ЦП}_{i-2}$ – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям;

$\mathcal{ЦП}_{i-2}^\Phi$ – средневзвешенная фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2;

Π_{i-2}^Φ – величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2

Указанные расходы определяются, в том числе с учетом проведения соответствующих контрольных мероприятий.

$$\text{ПО}_{25\text{г.}} = \min\{\Pi_{i-2}^\Phi; N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}}\} \times \mathcal{ЦП}_{i-2}^\Phi - \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.пл}} \times \mathcal{ЦП}_{i-2} \times N_{i-2}$$

$$\Pi_{23}^\Phi = 3\ 880,53 \text{ млн. кВтч.}$$

$$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}} = 8\ 327,92 \text{ млн.кВтч.}$$

$$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.план}} = 8\ 683,58 \text{ млн.кВтч.}$$

$$N_{23} = 22,36\%$$

$$\mathcal{ЦП}_{23}^\Phi = 2\ 477,50 \text{ руб. / кВтч.}$$

$$\mathcal{ЦП}_{23} = 2\ 567,80 \text{ руб. / кВтч.}$$

$$N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}} = 22,36 \% \times 8\ 327,92 = 1\ 862,12 \text{ млн. кВтч.}$$

$$N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.Ф}} \times 2\ 111,16 = (1\ 862,12 \times 2\ 477,50) = 4\ 613\ 409,61 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.пл}} \times \mathcal{ЦП}_{i-2} \times N_{i-2} = 8\ 683,58 \times 2\ 567,80 \times 22,36\% = 4\ 985\ 205,05 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПО}_{23\text{г.}} = 4\ 613\ 409,61 - 4\ 985\ 205,05 = - 371\ 795,44 \text{ тыс. руб.}$$

С учетом индексации на 2025 год (2024-8% и 2025-5,8%):

$$\text{ПО}_{23\text{г.}} = - 371\ 795,44 \times 1,08 \times 1,058 = - 424\ 828,34 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПО}_{25\text{г.}} = - 424\ 828,34 \text{ тыс. руб.}$$

Регуляторный долг по необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь за 2024 год составил 738 136,61 тыс.руб. без ИПЦ по результату 2024 г., с учетом ИПЦ на 2025 г. 5,8% составляет 780 948,53 тыс.руб.

$$738\ 136,61 * 1,058 = 780\ 948,53 \text{ тыс.руб. (2025 г.)}$$

С учетом индексации по корректировке необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь на 2025 год составляет 435 269,57 тыс.руб. тыс.руб., регуляторный долг будет учтен в последующих периодах и составляет **345 678,96** тыс. руб.

$$780\ 948,53 - 435\ 269,57 \text{ (2022)} = 345\ 678,96 \text{ тыс.руб.}$$

$$-424\ 828,34 + 435\ 269,57 = 10\ 441,23 \text{ тыс. руб.}$$

Итого недополученный доход, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученный избыток (со знаком "минус"):

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta \text{ПР}_i + \Delta \text{НР}_i + \Delta Y_i + \Delta \text{НВВ}_i + \text{ПО}_i$$

С учетом ИПЦ:

$$B_i^{\text{инд}} = 551\ 724,29 - 722\ 705,44 + 3\ 892\ 943,09 + 10\ 441,23 = 3\ 732\ 403,18 \text{ тыс. руб.}$$

3.3. Корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов

$B_i^{\text{распред}}$ – не определяется для территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, за исключением результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования.

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \times (1 + I_{i-1}) \times (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}$$

с учетом к ИПЦ:

$$B_{25} = (3\ 732\ 403,18 - 117\ 745,52) = 3\ 614\ 657,66 \text{ тыс. руб.}$$

4. Расчет показателей уровня надежности и качества КНК по филиалу «Дагэнерго» за 2025 год

Расчет фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг для филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» в лице ПАО «Россети Северный Кавказ» за 2023 год долгосрочного периода 2022-2026 гг.

$$KHK_i = KHK_{(2024)} = K_{обi} \times \Pi_{корi},$$

Где $\Pi_{корi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый начиная с 2013 года **2 %**, согласно Методическим указаниям по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденные приказом ФСТ России от 26.10.2010 г. №254-э/1.

Фактические данные по расчету уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг) представлены по формам 1.1, 1.3, 1.9, 3.1, 3.2, 3.3, 4.1, 4.2 в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.10.2016 г №1256.

$K_{об} = \alpha_1 \times K_{над1} + \alpha_2 \times K_{над2} + \beta_1 \times K_{кач1} + \beta_2 \times K_{кач3}$ (22),
где α и β - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг: $\alpha_1 = 0,3; \alpha_2 = 0,3; \beta_1 = 0,3; \beta_2 = 0,1$.

В соответствии с приложением к приказу Минэнерго Дагестана от 28.10.2022 г. № 45-ОД-208/22 плановый показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки на 2023 год, час:

$$\Pi_{saidi}^{пл 2023} = 8,7896;$$

плановый показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки на 2023 год:

$$\Pi_{saifi}^{пл 2023} = 1,7969 \text{ (форма 4.1)},$$

плановый показатель уровня качества осуществляющего технологического присоединения к сети на 2023 год:

$$\Pi_{mnp}^{nл 2023} = 1,0 \text{ (формы 3.1, 3.2).}$$

а) Расчет показателя уровня надежности $K_{над1}$

Плановые данные: $\Pi_{saidi}^{nл 2023} = 8,7896;$,

Фактические данные за 2023 год: $\Pi_{saidi} = 38,4649$ (форма 1.3),

б) Расчет показателя уровня надежности $K_{над2}$

Плановые данные: $\Pi_{saifi}^{nл 2023} = 1,7969,$

Фактические данные за 2023 год: $\Pi_{saifi} = 12,7181$ (форма 1.3),

в) Расчет показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети ($K_{кач1}$)

Плановые данные: $\Pi_{mnp}^{nл 2023} = 1,000;$

Фактические данные за 2023 год: $\Pi_{тпр} = 1,000$, т. е:

$$\Pi_{тпр} = 0,5 \times \Pi_{заяв_тпр} + 0,5 \times \Pi_{нс_тпр}$$

$\Pi_{заяв_тпр} = 1,0$ (форма 3.1)

$\Pi_{нс_тпр} = 1,0$; (форма 3.2)

$$\Pi_{тпр} = 0,5 \times 1,0 + 0,5 \times 1,0 = 1$$

г) Расчет показателя показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций ($K_{кач3}$)

Показатель считается достигнутым ($K_{кач3} = 0$) в случае исполнения сетевыми организациями требований приказа Минэнерго России N 186, в том числе исполнения сетевыми организациями требований по своевременному, полному и достоверному раскрытию информации в соответствии с Приложением 1 и 7 приказа Минэнерго России N 186.

В соответствии с п.4.1 и п. 4.2 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго России от 29.10.2016 г. №1256, произведен расчет достижения планового значения показателя надежности и качества услуг относительно факта.

Плановое значение за 2022 год показателей надежности и показателя качества услуг технологического присоединения к сети считается достигнутым ПАО «Дагэнерго» по результатам расчетного периода регулирования, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования соответствует плановому значению этого показателя с коэффициентом $(1 + K_m)$, $(1 - K1_m)$, $(1 + K)$,

$$\begin{aligned} \Pi_{t.saidi}^{nл} \times (1 - K1_m) &< \Pi_{t.saidi} \leq \Pi_{t.saidi}^{nл} \times (1 + Km); \\ \Pi_{t.saifi}^{nл} \times (1 - K1_m) &< \Pi_{t.saifi} \leq \Pi_{t.saifi}^{nл} \times (1 + Km); \end{aligned}$$

$$\Pi_{mnp}^{n\pi} \times (1 - K) < \Pi_{mnp} \leq \Pi_{mnp}^{n\pi} \times (1 + K);$$

где $\Pi_{t.saidi}$, $\Pi_{t.saifi}$ – фактические значения соответствующих показателей за соответствующий расчетный период регулирования,

где K_m , $K1_m$ - коэффициенты допустимого отклонения фактических значений показателей надежности от плановых для m -й группы территориальных сетевых организаций, установленные приказом Минэнерго России от 18.10.2017г. № 976 – 0,35,

K - коэффициент допустимого отклонения равный на 2023 год – 0,35:

$K_{над1} = -1$, так как плановое значение показателя считается не достигнутым:

$$8,7896 \times (1-0,35) < 38,4649 \leq 8,7896 \times (1+0,35);$$

$$5,71324 < 38,4649 \leq 11,86596.$$

11,86596 ≤ 38,4649 не достигнуто

$K_{над2} = -1$, так как плановое значение показателя считается не достигнутым:

$$1,7969 \times (1-0,35) < 12,7181 \leq 1,7969 \times (1+0,35);$$

$$1,16799 < 12,7181 \leq 2,42582.$$

2,42582 ≤ 12,7181 не достигнуто

$K_{кач1} = 0$, так как плановое значение показателя считается достигнутым:

$$1,0 \times (1-0,35) < 1,0 \leq 1,0 \times (1+0,35);$$

$$0,65 < 1,0 \leq 1,35$$

$K_{кач3} = 0$.

$\Pi_{корi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый начиная с 2013 года **2 %**.

$K_{обi}$ ($K_{об2023}$) на 2023 год принимается равным -0,6, так как плановые значения за 2023 год не достигнуты:

$$K_{обi} (K_{об2021}) = (0,3 \times -1) + (0,3 \times -1) + (0,3 \times 0) + (0,1 \times 0);$$

$$КНК_i = (КНК_{2022}) = -0,6 \times 2 \% = -1,2 \%$$

$$8\ 122\ 174,20 \times (-1,2\%) = -97\ 466,09 \text{ тыс.руб.}$$

5. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г. с учётом КНК без расчетной предпринимательской прибыли:

$$HBB_i^{cod} = PR_i + HP_i + B_i + Y_i + d_i + \Delta EP_i + HBB_{i-2}^{cod} \times KHK_i,$$

$$HBB_{2025}^{cod} = 4\ 763\ 639,92 + 3\ 330\ 266,11 + 3\ 614\ 657,66 + 0,00 + 0,00 - 97\ 466,09 = 11\ 621\ 252,61 \text{ тыс. руб.}$$

HBB^{сод}₂₀₂₅ = 11 621 252,61 тыс. руб.

6. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г. с учётом КНК и с расчетной предпринимательской прибылью:

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых филиалом «Дагэнерго» для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на период регулирования 2024 год, определена экспертами в сумме **12 562 806,59 тыс.руб.**, в том числе:

- себестоимость – 8 093 906,03 тыс.руб., в том числе:
 - ❖ операционные расходы – 4 763 639,92 тыс.руб.;
 - ❖ неподконтрольные расходы – 4 281 975,10 тыс.руб., в том числе:
 - расчетная предпринимательская прибыль – 941 553,98 тыс.руб.
 - ❖ Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования – 3 614 657,66 тыс.руб.;
 - ❖ Показатель уровня надежности и качества (КНК) – 97 466,09 тыс.руб. (со знаком «-»).

Расчет долгосрочных параметров регулирования на период 2022-2026 годов приведен в приложении № 1.

Показатели	Единица измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Итого НВВ на содержание сетей + расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	5 602 509,64	8 122 174,20	9 304 117,87	12 660 272,68	9 465 620,16
Итого НВВ на содержание сетей 2025, с учетом корректировки КНК= -1,2%	тыс.руб.	5 602 509,64	8 122 174,20	9 236 887,75	12 562 806,59	9 465 620,16

7. Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год.

$$HBB_i^{\text{пот}} = \Pi_i \times \Pi_i^{\text{пл}} + (1 - d_i) \times \Delta \Pi_i,$$

где:

Π_i - прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i , учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям,

принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяемая в соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования;

$P_i^{пл}$ - объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на i -й год долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

$\Delta\mathcal{E}\Pi_i$ - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования;

$$\Delta\mathcal{E}\Pi_{2023} = 0,00 \text{ тыс.руб.}$$

d_i - доля $\Delta\mathcal{E}\Pi_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1. $d_i = 0$

Поступление электрической энергии в сеть – 9 033,461 млн. кВтч.

Полезный отпуск электрической энергии – 6 964,545 млн. кВтч.

Потери электроэнергии в сети – 2 019,66 млн. кВтч.

то же в % – 22,36 %

$$НВВ_{2025}^{\text{пот}} = \mathcal{E}_{2025}^{\text{пот}} * \mathcal{I}\Pi_{2025}$$

$$НВВ_{2025}^{\text{пот}} = 6 268 272,98 \text{ тыс.руб.}$$

Соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»:

1. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 15 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 30 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 150 МВА.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляет Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляет Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с приложением N 3 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА. (п. 1 в ред. Постановления Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 20 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 50 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляет Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляет Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с приложением N

3 к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ трехфазных участков линий электропередачи.

(п. 2 в ред. Постановления Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владельцу объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

(п. 6 введен Постановлением Правительства РФ от 30.09.2016 N 989)

К моносетевым организациям относятся территориальные сетевые организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии преимущественно монопотребителю (за исключением управляющей организации, товарищества собственников жилья, жилищного, жилищно-строительного или иного специализированного потребительского кооператива, осуществляющих деятельность в целях оказания потребителям коммунальной услуги по электроснабжению) и (или) гарантирующему поставщику (энергосбытовой организации, энергоснабжающей организации), действующему в интересах таких потребителей, при условии соответствия одному из следующих критериев:

1. доля суммарной максимальной мощности энергопринимающих устройств, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании монопотребителю и технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации, за 10 календарных месяцев текущего

года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период и (или) на основании представленных сетевой организацией документов о величинах максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технологически присоединенных в установленном порядке к сетям такой сетевой организации) составляет не менее 80 процентов суммарной максимальной мощности всех энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства), технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации;

2. суммарный объем электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации в отношении монопотребителя без учета перетока иным потребителям, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период) составляет не менее 80 процентов суммарного объема электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации за указанный период.

Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» не соответствует критериям отнесения территориальных сетевых организаций, к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя.

Рекомендации.

В целях обеспечения безубыточной деятельности организации, соблюдения норм действующего законодательства филиалу «Дагэнерго» рекомендуется:

1. В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» и приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13.12.2011 г. № 585 «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» вести обязательный раздельный учет доходов и расходов, связанных с оказанием услуг по передаче электроэнергии, предоставлять необходимую информацию по данным раздельного учета.

2. Не допускать экономически необоснованных расходов при осуществлении регулируемой деятельности.

3. Во исполнение Федерального закона Российской Федерации от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении» представить разработанную в соответствии с установленными требованиями программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

4. Обеспечить исполнение Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 г. № 24.

5. Соблюдать установленные РСТ Дагестана в соответствии с Методическими указаниями, утвержденными приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256, уровни надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

6. В соответствии с п.7 статьи 24 Федерального закона от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», приказа ФАС от 27 июля 2022 г. № 537/22 «О системе отчетности, представляемой в Федеральную антимонопольную службу организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике» и письма Минэнерго РД от 11.01.2024 г.№45-05.6-69/24 «О системе отчетности, представляемой организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования» своевременно представлять отчетные данные о регулируемой деятельности в Министерство энергетики и тарифов с 01.04.2024 г.

7. Соблюдать принятые параметры балансов электрической энергии и мощности и не допускать изменения объемов, принятых в расчетах тарифов на услуги по передаче электрической энергии более, чем на (+) или (-) 5%.

Начальник отдела РЭК



М. Магомедов

Консультант отдела РЭК



С. Щербакова

Расчет НВВ на основе долгосрочных параметров 2022-2026 гг.

филиал ПАО "Россети Северного Кавказа"- "Дагэнерго" на 2025 год

Расчет коэффициента индексации							
		2021утв.	2022	2023	2024	2025	2026
инфляция	%	3,60%	4,30%	6,00%	7,20%	5,80%	4,00%
индекс эффективности операционных расходов (Xi)	%	1,00%		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
количество активов	у.е.	114 781,02	114 781,02	116 206,98	141 060,22	142 365,26	142 365,26
индекс изменения количества активов	%	1,47%		1,24%	21,39%	0,93%	0,00%
коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
итого коэффициент индексации		1,0380		1,03778024	1,2066333	1,0334	1,0088

Расчет операционных расходов								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021 утв.	2022 (базовый уровень)	2023	2024	2025	2026
1.1	Материальные затраты	тыс.руб.	65 420,51	96 926,12	100 588,01	121 372,84	125 424,38	126 528,11
1.1.1	Сыре, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	65 420,51	96 633,80	100 284,64	121 006,79	125 046,11	126 146,51
1.1.2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	0,00	292,32	303,37	366,05	378,27	381,60
1.2	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	1 351 958,52	1 856 203,85	2 035 741,17	2 456 393,09	2 538 389,71	2 560 727,54
1.3	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	531 208,52	1 101 174,70	1 604 519,16	1 936 066,24	2 000 693,89	2 018 299,99
1.3.1	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	483 897,58	474 145,54	953 800,69	1 150 887,67	1 189 305,34	1 199 771,23
1.3.2	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	31 758,43	37 026,41	38 425,28	46 365,22	47 912,93	48 334,56
1.3.2.1	УСЛУГИ СВЯЗИ	тыс.руб.	2 326,89	3 698,88	3 838,63	4 631,81	4 786,43	4 828,55
1.3.2.2	Расходы на услуги внедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	22 187,97	22 176,18	23 014,00	27 769,46	28 696,43	28 948,96
1.3.2.3	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	49,50	5 863,00	6 084,51	7 341,77	7 586,84	7 653,61
1.3.2.4	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0,00	740,93	768,92	927,81	958,78	967,22
1.3.2.5	Транспортные услуги	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3.2.6	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	7 194,07	4 547,42	4 719,22	5 694,37	5 884,45	5 936,24
1.3.3	Расходы на командировки и представительство	тыс.руб.	2 696,60	2 812,55	2 918,81	3 521,94	3 639,50	3 671,53
1.3.4	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	0,00	1 457,61	1 512,68	1 825,25	1 886,17	1 902,77
1.3.5	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	10 631,13	27 269,74	28 300,00	34 147,72	35 287,60	35 598,13
1.3.6	расходы на страхование	тыс.руб.	0,00	1 010,96	1 049,15	1 265,95	1 308,20	1 319,72
1.3.7	Другие прочие расходы	тыс.руб.	2 224,78	557 451,89	578 512,55	698 052,51	721 354,13	727 702,05
1.4	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	58 501,71	76 607,72	79 501,97	95 929,73	99 131,95	100 004,31
1.5	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	2 007 089,25	3 130 912,38	3 820 350,31	4 609 761,90	4 763 639,92	4 805 559,95

Расчет неподконтрольных расходов								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021утв.	2022	2023	2024	2025	2026
2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	1 096 940,62	1 202 418,47	1 521 966,24	1 837 445,73	1 922 243,59	1 939 159,33
2.2	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00			0,00
2.3	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00	0,00				
2.4	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	100 090,91	95 307,42	87 522,19	36 388,19	37 770,75	37 770,75
2.5	Налоги,всего, в том числе:	тыс.руб.	96 621,69	91 523,50	6 228,81	4 075,68	4 070,32	4 070,32
2.5.1	плата за землю	тыс.руб.	1 452,87	1 452,87	2 875,58	0,00	0,00	0,00
2.5.2	Налог на имущество	тыс.руб.	93 871,63	88 478,74	2 032,00	2 482,86	2 419,66	2 419,66
2.5.3	Прочие налоги и сборы	тыс.руб.	1 297,19	1 591,89	1 321,23	1 592,82	1 650,66	1 650,66
2.6	Обязательное социальное страхование (ЕСН)	тыс.руб.	410 995,39	560 573,56	614 793,83	756 634,45	772 883,88	788 772,24
2.7	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	0,00	41 192,36	53 431,17	200 376,00	0,00	0,00
2.8	величина расходов на выполнение предусмотренных пунктом 5 статьи 37	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.9	Налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.10	Выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.11	Амортизация ОС	тыс.руб.	424 192,33	480 581,94	447 461,94	504 516,82	603 452,59	603 452,59
2.12	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00			
2.13	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.			596 484,10	701 204,39	941 553,98	941 156,01
	Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)	тыс.руб.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс.руб.	2 128 840,94	2 471 597,26	3 327 888,29	4 040 641,270	4 281 975,10	4 314 381,24

Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021утв.	2022	2023	2024	2025	2026
3	Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	0,00	0,00	973 935,60	653 714,696	3 614 657,66	345 678,96

ИТОГО НВВ на содержание сетей								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021утв.	2022	2023	2024	2025	2026
4	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	4 135 930,19	5 602 509,64	8 122 174,20	9 304 117,87	12 660 272,68	9 465 620,16
5	КНК	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	-67 230,12	-97 466,09	0,00
6	Итого НВВ на содержание сетей, с учетом корректировки (КНК=-1,2% на 2025 год)	тыс.руб.	4 135 930,19	5 602 509,64	8 122 174,20	9 236 887,75	12 562 806,59	9 465 620,16

**Смета расходов на передачу электрической энергии
филиала ПАО "Россети Северного Кавказа"- "Дагэнерго" на 2025 год**

(тыс. руб.)

№ п/п	Наименование затрат	Период регулирования Минэнерго на 2023 г. долгср 2022-2026 гг	Период регулирования Минэнерго на 2024 г. долгср 2022-2026 гг и с изм по предпис и №2053	Период регулирован ия фил.Дагэнер го на 2025 г. до 1 мая	Период регулирования Минэнерго на 2025г. долгср 2022-2026 гг
1	2	4	6	5	6
1	Сырье, основные материалы				
2	Вспомогательные материалы	851 079,50	1 026 940,86		1 061 221,07
	из них на ремонт	751 589,38	906 892,78		937 165,68
3	Работы и услуги производственного характера	203 309,20	245 319,65		253 508,64
	из них на ремонт	202 211,30	243 994,89		252 139,66
4	Топливо на технологические цели				
5	Энергия	79 501,97	95 929,73		99 131,95
5.1	Энергия на технологические цели				
5.2	Энергия на хозяйственные нужды	79 501,97	95 929,73		99 131,95
6	Затраты на оплату труда	2 035 741,17	2 456 393,09		2 538 389,71
	из них на ремонт	0	0,00		0,00
7	Отчисления на социальные нужды	614 793,83	756 634,45		781 891,60
	из них на ремонт	0	0,00		0,00
8	Амортизация основных средств	447 461,94	504 516,82		603 452,59
9	Прочие затраты всего, в том числе:	2 916 350,98	3 564 668,57		3 708 019,46
9.1	Целевые средства на НИОКР	0,00	0,00		0,00
9.2	Средства на страхование	1 049,15	1 265,95		1 308,20
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (бросы)	0,00			
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети		1 521 966,24	1 837 445,73	1 922 243,59
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)	0,00	0,00		0,00
9.6	Водный налог (ГЭС)	0,00	0,00		0,00
9.7	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	6 228,81	4 075,68		4 070,32
9.7.1	Налог на землю	2 875,58	0,00		0,00
9.7.2	Налог на пользователей автодорог	2 032,00	2 482,86		2 419,66
9.7.3	Налог на имущество (в табл П1.21.3)	1 321,23	1 592,82		1 650,66
9.8	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего	1 387 106,77	1 721 881,21		1 780 397,35
	в т.ч. Из них:				
9.8.1	Арендная плата	87 522,19	36 388,19		37 770,75
9.8.2	Предпринимательская прибыль	596 484,10	701 204,39		941 553,98
10	Итого расходов	7 148 238,60	8 650 403,17		9 045 615,02
	из них на ремонт				
11	Расходы долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»)	973 935,60	653 714,70		3 614 657,66
11a	Корректировка подконтрольных расходов	0,00	0,00		551 724,29
11б	Корректировка неподконтрольных расходов	28 616,13	-57 246,42		-722 705,44
11в	Корректировка коммерческий учет	0,00	0,00		0,00
11г	Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	123 271,99			2 466 002,12
11д	Корректировка изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	286 192,14			-424 828,34
11e	Корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов	0,00	738 535,81		1 744 465,02
11ж	По досудебным решениям и предписанию	535 855,34	-27 574,69		0,00
13	Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	8 122 174,20	9 304 117,87		12 660 272,68
	в том числе:				
13.1	- электрическая энергия				
13.1.1	производство электроэнергии				
13.1.2	покупная электроэнергия				
13.1.3	передача электроэнергии				
13.2	- тепловая энергия				
13.2.1	производство теплоэнергии				
13.2.2	покупная теплоэнергия				
13.2.3	передача теплоэнергии				
13.3	- прочая продукция				

НВВ
КНК

8 122 174,20

9 304 117,87

12 660 272,68

-97 466,09

НВВ с учетом корректировки (КНК= 0%)

8 122 174,20

9 236 887,75

12 562 806,59

Таблица П1.16

Расчет расходов на оплату труда
филиала ПАО "Россети Северный Кавказ"- "Дагэнерго" на 2025 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Предложение Минэнерго на 2023 год	Предложение Минэнерго на 2024 год	Предложение Минэнерго на 2025 год
1	Численность				
	Численность ППП	чел.	3 724,82	4 192,63	4 221,72
2	Средняя оплата труда				
2.1	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.	10 256,500	10 643,993	11 410,361
2.2	Дефлятор по заработной плате		1,0378	1,0720	1,0263
2.3	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.	10 643,993	11 410,361	11 709,997
2.4	Средняя ступень оплаты		6,72	6,72	6,72
2.5	Тарифный коэффициент,	руб.	2,06	2,06	2,06
2.6	Среднемесячная тарифная ставка ППП	руб.	21 926,626	23 505,343	24 122,593
2.7	Выплаты, связанные с режимом работы, с условиями труда 1 работника				
2.7.1	процент выплаты	%	12,50	12,50	12,50
2.7.2	сумма выплат	руб.	2 740,828	2 938,168	3 015,324
2.8	Текущее премирование				
2.8.1	процент выплаты	%	42,000	42,000	42,000
2.8.2	сумма выплат	руб.	10 360,331	11 106,274	11 397,925
2.9	Вознаграждение за выслугу лет				
2.9.1	процент выплаты	%	12,50	12,50	12,50
2.9.2	сумма выплат	руб.	2 740,828	2 938,168	3 015,324
2.10	Выплаты по итогам года				
2.10.1	процент выплаты	%	33,00	33,00	33,00
2.10.2	сумма выплат	руб.	7 235,786	7 756,763	7 960,456
2.11	Выплаты по районному коэффициенту и северные надбавки				
2.11.1	процент выплаты	%	1,200	1,200	1,200
2.11.2	сумма выплат	руб.	540,053	578,937	594,139
2.12	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	45 544,452	48 823,652	50 105,762
3	Расчет средств на оплату труда ППП (включенного в себестоимость)		2 035 741,174	2 456 392,089	2 538 389,711
3.3	Итого средства на оплату труда ППП	тыс. руб.	2 035 741,17	2 456 392,09	2 538 389,71
4	Расчет средств на оплату труда непромышленного персонала (включенного в балансовую прибыль)				
4.1	Численность, принятая для расчета (базовый период - фактическая)	чел.			
4.2	Среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	45 544,45	48 823,65	50 105,76
4.3	Льготный проезд к месту	тыс. руб.			
4.4	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.			
4.5	Итого средства на оплату труда непромышленного персонала	тыс. руб.	2 035 741,17	2 456 392,09	2 538 389,71

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление
основных производственных фондов ***
филиала ПАО "Россети Северный Кавказ"- "Дагэнерго" на 2025 год
(тыс. руб.)

№ п/п	Показатели	Базовый период регулирования Минэнерго на 2024 г.	Базовый период регулирования Минэнерго на 2025 г.
1	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования	11 609 082,06	12 463 665,24
2	Ввод основных производственных фондов	3 034 018,41	2 390 754,35
3	Выбытие основных производственных фондов	2 179 435,23	0,00
4	производственных фондов на конец периода регулирования	12 463 665,24	14 854 419,59
5	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов	12 036 373,65	13 659 042,42
6	Средняя норма амортизации	4,19	4,42
7	Сумма амортизационных отчислений	504 516,82	603 452,59

Таблица П1.21.3

**Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов
на передачу электрической энергии на 2025 год**

№ п/п		Базовый период регулирования Минэнерго на 2023 г.	Период регулирования фил.Дагэнерго на 2025	Период регулирования Минэнерго на 2025 г. долгоср 2022- 2026 гг
1	2	3		4
	Прибыль на развитие производства		0,00	
	в том числе:			
	- капитальные вложения			
1	ВН			
	СН1			
	СН11			
	НН			
2	Прибыль на социальное развитие	0,00	34 238,02	0,00
	в том числе:			
	- капитальные вложения			
	Оплата труда работников произв. сферы из прибыли		14 672,57	
	Затраты социального характера		9 159,68	
	Взносы в РАЭЛ		700,00	
	Отчисления профсоюзу		6 890,60	
	Заработка плата профкома		399,68	
	Прочие льготы и компенсации согл. Колл.Дог		2 415,49	
	- капитальные вложения			
3	Прибыль на поощрение			
4	Дивиденды по акциям			0,00
5	Прибыль на прочие цели		107 110,71	
	- % за пользование кредитом			
	- услуги банка			0,00
	- другие (с расшифровкой)		107 110,71	
	Расходы на проведение ежегодного собр. акционеров		123,86	
	Расходы на ведение реестра акционеров		45,51	
	Судебные издержки		5 026,70	
	Расходы на провед. прочих культ-масс. мероприятий		292,43	
	Услуги по выплате дивидендов		40,10	
	Услуги рейтинговых агентств		80,30	
	Прочие расходы (Расходы на содержание БХО (безхозяйные энергообъекты))		99 671,33	
	Расходы по оценке стоимости имущества		628,75	
	Расходы на эмиссию и обслуживание ценных бумаг		879,16	
	Услуги PR в прочих расходах		188,73	

	Консультационные услуги (обслуживание опасных производственных объектов)»		133,84	0,00
6	Прибыль, облагаемая налогом			
7	Налоги, сборы, платежи - всего		7 318,04	
	в том числе:			
	- на прибыль		0,00	
	ВН		0,00	
	CH1		0,00	
	CH11		0,00	
	НН		0,00	
	- на имущество		0,00	
	ВН		0,00	
	CH1		0,00	
	CH11		0,00	
	НН		0,00	0,00
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		0,00	0,00
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		7 318,04	
	прочие налоги отражающиеся в операц. расходах			
8	Прибыль от товарной продукции		148 666,78	
	в том числе:			
	ВН		20 742,63	
	CH1		19 053,15	
	CH11		75 610,40	
	НН		33 260,60	

**Экспертное заключение
по расчету необходимой валовой выручки на долгосрочный период
регулирования 2022-2026 гг. на услуги по передаче электроэнергии
по распределительным сетям АО «Оборонэнерго»
в лице филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» на 2025 год.**

I.Основание экспертизы.

Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» письмом от 23.04.2024г. №СКФ/030/2280 обратился в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с заявлением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026гг. с приложением соответствующих материалов.

Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» письмом от 24.10.2024 г. №СКФ/030/5785 представило дополнительные материалы к предложениям об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 г. долгосрочного периода 2022-2026 гг.

В соответствии со ст.19.7.1 КоАП (ФЗ от 31.12.2005 г. №199-ФЗ) организация несёт ответственность за достоверность представленных Экспертной группой Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан проведена экспертиза по расчету необходимой валовой выручки для установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» на 2023г. (долгосрочный период 2022-2026гг.) с учетом анализа основных технико-экономических показателей за 2023 г.

При проведении экспертизы специалисты отдела руководствовались следующими нормативными актами Российской Федерации:

- Конституцией Российской Федерации, Гражданским, Налоговым кодексами Российской Федерации;
- Федеральным законом Российской Федерации от 26 марта 2003 года №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральным законом «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» от 29.07.1998 № 135-ФЗ (в действующей редакции);
- Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в действующей редакции);
- Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее Основы ценообразования);
- Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы

оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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»;

- Постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»;

- Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденными приказом ФСТ России от 6 августа 2004 года №20-э/2;

- Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям утвержденные приказом ФАС России от 27.05.2022 N 412/22 (далее Методические указания) (в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемыми с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой прибыли, утвержденными приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 года №98-э (далее Методические указания);

- Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256 (в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26.10.2010 года №254-э/1;

- Правилами принятия Федеральной антимонопольной службой решений об определении (установлении) цен (тарифов) и (или) их предельных уровней в сфере деятельности субъектов естественных монополий и иных регулируемых организаций, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.09.2015 № 941 (в действующей редакции);

- Приказом Минэнерго РФ от 13.12.2011г. №585 «Об утверждение порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»;

- Прочими законами и подзаконными актами, методическими разработками в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию.

При проведении экспертизы во внимание принимались все обосновывающие материалы и расчеты, представленные АО.

В соответствии с требованиями Основ ценообразования проведены:

1) оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) на 2025 г.;

2) оценка финансового состояния организации за предшествующий период, осуществляющей регулируемую деятельность;

3) анализ основных технико-экономических показателей за предшествующий и расчетный периоды регулирования;

4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;

5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;

7) анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней;

8) анализ соответствия организации **критериям** отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. (в действующей редакции) N 184 "Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям".

Цель экспертизы - выработка рекомендаций по объему экономически обоснованных расходов и предложений по установлению единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Методология работы - экспертиза проводилась методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода 2022-2026 гг., с учетом анализа технико-экономических показателей за 2023 г. и параметров, установленных в прогнозе социально - экономического развития Российской Федерации на 2022 - 2026 гг.

Результат экспертизы - экспертная оценка экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки для расчетов тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 г. и плановый период 2022-2026 гг., обеспечение компенсации расходов на услуги по передаче электрической энергии и получение необходимой прибыли.

Реквизиты филиала АО:

ИНН – 7704726225, КПП – 77505001,

почтовый адрес - 357528, РФ, г. Пятигорск, Ставропольского края, ул. Ермолова, д.28

тел. - 8(8793) 40-54-77, сайт – <http://www.oboronenergo.su>

На основании проведенного анализа, представленных материалов установлено, что у филиала АО «Оборонэнерго» находится следующее электротехническое оборудование:

Подстанции:

- ПС -110кВ – 1 ед.;
- ТП-10/0,4 кВ - 42 ед.;

- Воздушные линии:

- 1-20 кВ – 25,85 км.;
- 0,4 кВ – 10,91 км.;

-Кабельные линии:

- 0,4 кВ – 94,40 км.;
- 3-10 кВ – 31,84 км.

Количество условных единиц всего 1 429,94 у.е., в том числе:

ВН – 148,6 у.е.; СН1 – 41,9 у.е.; СН2 – 968,18 у.е.; НН – 271,26 у.е.

Учет доходов и расходов по видам деятельности

В соответствии с п. 5 Основ ценообразования, регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу, сбыт электрической энергии и технологическое присоединение к электрическим сетям.

4.2. Порядок учета доходов

Общество осуществляет учет доходов на основании положения по бухгалтерскому учету «Доходы организации» (ПБУ 9/99), утвержденного приказом Минфина России от 06 мая 1999 г. №32н.

Доходами Общества признается увеличение экономических выгод в результате поступления активов (денежных средств, иного имущества) и (или) погашения обязательств, приводящее к увеличению капитала, за исключением вкладов собственников имущества.

Доходы в зависимости от их характера, условия получения и направлений деятельности подразделяются на:

- доходы от обычных видов деятельности;
- прочие доходы.

Доходы Общества в соответствии с принципом начисления признаются в том отчетном периоде, в котором они имели место, независимо от фактического времени поступления денежных средств, связанных с этими фактами.

4.5.1. Доходы от обычных видов деятельности

Доходами от обычных видов деятельности Общество признает выручку от:

- услуг по передаче электрической энергии;
- услуг/работ по Государственным контрактам (в разрезе каждого контракта/предмета контракта (видов работ/услуг, выполняемых по контракту);
 - услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств;
 - производства и передачи тепловой энергии;
 - прочих производственных услуг.

Для обобщения информации о выручке от реализации товаров (работ, услуг) отчетного периода предназначен счет 90 «Продажи». Аналитика по счету ведется в разрезе видов деятельности.

В доходы от услуг по передаче электроэнергии включаются все доходы от передачи энергии, потребляемой субъектами рынка в регионе обслуживания Общества. Передача электроэнергии является регулируемым видом деятельности.

Доходы от услуг по передаче электроэнергии признаются в бухгалтерском учете на основании Актов об оказанных услугах по передаче электрической энергии по договорам, заключенным со Сбытовой (ыми) компанией (ями) и другими потребителями.

Доходы от услуг/работ по Государственным контрактам включают в себя доходы от оказанных услуг (выполненных работ) для нужд государственного заказчика.

Доходы формируются центральным аппаратом управления по Обществу в целом, в разрезе каждого контракта/предмета контракта (видов работ/услуг, выполняемых по контракту).

Доходы от выполненных работ/оказанных услуг признаются в бухгалтерском учете на основании Сводных актов выполненных работ/оказанных услуг, подписанных государственным заказчиком по формам, утверждаемым к Государственным контрактам.

К доходам от услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств к сети относятся доходы Общества, получаемые в результате выполнения комплекса работ (мероприятий) организационного и технического характера, направленного на обеспечение возможности передачи электрической энергии на энергопринимающие устройства юридических и физических лиц в соответствии с заявленными ими параметрами, а также на обеспечение выдачи мощности. Основанием для формирования выручки и расчетов с заказчиками является Акт оказанных услуг по технологическому присоединению к сети. Доходы от услуг по технологическому присоединению к сети признаются в бухгалтерском учете на дату утверждения сторонами Акта оказанных услуг.

К доходам от реализации прочих производственных услуг относятся все доходы, связанные с реализацией Обществом иных работ и услуг. Доходы по прочим услугам производственного характера определяются,

исходя из цен, рассчитанных по местам их оказания (филиалам).

Доходы, составляющие пять и более процентов от общей суммы доходов организации за отчетный период, выделяются в отдельную номенклатурную группу.

4.3. Порядок учета расходов

Общество осуществляет учет расходов на основании положения по бухгалтерскому учету «Расходы организации» (ПБУ 10/99), утвержденного приказом Минфина России от 06 мая 1999 г. № 33н.

Расходами Общества признается уменьшение экономических выгод в результате выбытия активов (денежных средств, иного имущества) и (или) возникновения обязательств, приводящее к уменьшению капитала, за исключением уменьшения вкладов по решению участников (собственников имущества).

Расходы Общества в зависимости от их характера, условий осуществления и направлений деятельности подразделяются на:

- расходы по обычным видам деятельности;
- прочие расходы.

Расходы признаются в том отчетном периоде, в котором они имели место, независимо от времени фактической выплаты денежных средств и иной формы осуществления (метод начисления).

4.6.1. Расходы по обычным видам деятельности

Расходами по обычным видам деятельности Общество признает:

- расходы, связанные с оказанием услуг по передаче электрической энергии;
- расходы, связанные с оказанием услуг/выполнением работ по Государственным контрактам (в разрезе каждого контракта/предмета контракта (видов работ/услуг, выполняемых по контракту));
- расходы, связанные с оказанием услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств;
- расходы, связанные с оказанием услуг по производству и передаче тепловой энергии;
- расходы, связанные с оказанием прочих производственных услуг.

При формировании расходов Общество обеспечивает их деление на прямые и косвенные расходы.

К прямым расходам относятся расходы, имеющие непосредственное отношение к конкретному объекту учета затрат (материалы и запасные части, заработка производственных рабочих, амортизация основных средств, услуги сторонних организаций и прочие), могут быть прямо на него отнесены, и их прямое отнесение экономически целесообразно.

К косвенным (накладным) расходам относятся расходы, имеющие отношение к объекту учета затрат (расходы на содержание персонала, не

относящегося к производственному персоналу, содержание зданий, сооружений оборудования, инвентаря, амортизация основных средств, расходы на охрану труда и прочие), но их невозможно или экономически нецелесообразно прямо отнести к конкретному объекту учета.

Затраты, понесенные Обществом при оказании услуг (работ), вне зависимости от их деления на прямые и косвенные, признаются расходами в полном объеме, в т. ч. по:

- оказанию услуг по передаче электроэнергии;
- услугам, оказываемым в рамках исполнения Государственных контрактов;
- услугам по технологическому присоединению;
- производству и передаче тепловой энергии;
- прочим услугам.

Расходы, связанные с выполнением Обществом работ (в рамках исполнения Государственных контрактов), на конец каждого отчетного периода могут формировать остатки по незавершенному производству.

Оценка незавершенного производства в Обществе осуществляется в сумме прямых затрат на выполнение работ, не законченных изготовлением или законченных, но не сданных заказчику на отчетную дату. Перечень прямых расходов включает в себя:

- материальные расходы;
- заработка плата и начисленные на нее обязательные страховые взносы работников, непосредственно выполняющих работы;
- стоимость субподрядных работ, непосредственно связанных с выполняемыми работами;
- прочие прямые расходы, имеющие непосредственное отношение к объекту учета затрат.

Общество подразделяет расходы по обычным видам деятельности отчетного периода на:

- производственные (счет 20). Учет на счете 20 организуется в разрезе номенклатурных групп, статей учета затрат и подразделений;
- общепроизводственные (счет 25). Учет на счете 25 ведется в разрезе статей учета затрат и подразделений;
- общехозяйственные (счет 26) Учет на счете 26 ведется в разрезе статей учета затрат и подразделений.

Счет 20 «Основное производство» включает в себя прямые расходы, связанные с основными видами деятельности Общества. На данном счете аккумулируются затраты производственных подразделений Общества, непосредственно связанные с выполнением работ (оказанием услуг) в субъекте Российской Федерации, а также затраты на содержание руководства районов электрических сетей, электросетевых участков, производственных участков, производственных групп.

Счет 20 «Основное производство» имеет два основных субсчета:

Субсчет 20.01.1 «Основное производство»;
Субсчет 20.03 «Основное производство (распределяемые затраты)».

Субсчет 20.01.1 «Основное производство» предназначен для аккумуляции производственных расходов, которые имеют непосредственное отношение к определенному виду деятельности в субъекте Российской Федерации.

Субсчет 20.03.1 «Основное производство (распределяемые затраты ПУ)» является промежуточным бухгалтерским субсчетом, на котором собираются затраты основного производства, которые относятся к определенному подразделению Общества, но подлежат распределению между видами деятельности «услуги по передаче электрической энергии» и «услуги по государственному контракту».

Распределение основных производственных расходов, сформированных на счете 20.03.1, производится по видам деятельности на основании данных по условным единицам объектов электросетевого хозяйства в субъекте Российской Федерации.

Субсчет 20.03.2 «Основное производство (распределяемые затраты РЭС)» является промежуточным бухгалтерским субсчетом, на котором собираются затраты основного производства, которые невозможно отнести к определенному подразделению и виду деятельности.

Данные расходы распределяются на счет 20.01.1 по видам деятельности на основании данных по условным единицам объектов электросетевого хозяйства в субъекте Российской Федерации.

Для каждого места их возникновения (подразделения РЭС) распределение производится пропорционально расходам по виду затрат «Оплата труда», сформированным на счете 20.01.1 «Основное производство» с учетом распределенных расходов ФОТ субсчета 20.03.1 «Основное производство (распределяемые затраты ПУ)».

Субсчет 20.03.3 «Основное производство (прямые затраты РЭС)» является промежуточным бухгалтерским субсчетом, на котором собираются затраты основного производства, которые относятся к одному из видов деятельности, но распределяются по подразделениям РЭС.

Данные расходы распределяются на счет 20.01.1 пропорционально расходам по виду затрат «Оплата труда», сформированным на счете 20.01.1 «Основное производство» с учетом распределенных расходов ФОТ субсчета 20.03.1. «Основное производство (распределяемые затраты ПУ)» по аналогичному виду деятельности.

Сформированные на счете 20 «Основное производство» суммы фактической себестоимости произведенной продукции (выполненных работ и оказанных услуг) списываются в дебет счета 90.02 «Себестоимость продаж».

Счет 25 «Общепроизводственные расходы» используется для учета

информации о расходах на содержание аппарата управления филиала, а также производственных расходов, подлежащих распределению между всеми обособленными подразделениями филиала.

Счет 25 «Общепроизводственные расходы» имеет два основных субсчета:

Субсчет 25.01 «Общепроизводственные расходы (по деятельности, не облагаемой ЕНВД)»;

Субсчет 25.04 «Общепроизводственные расходы не распределяемые».

В случае, если аппарат управления филиала несет расходы по определенному виду деятельности, то данные затраты аккумулируются непосредственно на субсчете 25.04 «Общепроизводственные расходы не распределяемые» по номенклатурной группе, соответствующей виду деятельности, по которому произведены расходы.

Информация об общепроизводственных расходах формируется в разрезе статей затрат и подразделений.

Ежемесячно накопленные расходы субсчета 25.04 «Общепроизводственные расходы не распределяемые» и субсчета 25.01 «Общепроизводственные расходы списываются на счет учета затрат по основному производству (счет 20.01.1 «Основное производство») пропорционально суммам расходов по виду затрат «Оплата труда», сформированным в разрезе номенклатурных групп на счете 20.01.1 «Основное производство», с учетом распределенных расходов ФОТ по счету 20.03 «Основное производство (распределяемые затраты)» и расходов ФОТ по видам деятельности по счету 25.04 «Общепроизводственные расходы».

Счет 26 «Общехозяйственные расходы» имеет два основных субсчета:

Субсчет 26.01 «Общехозяйственные расходы (по деятельности, не облагаемой ЕНВД)»;

Субсчет 26.04 «Общехозяйственные расходы не распределяемые».

В случае, если центральный аппарат управления несет расходы по определенному виду деятельности, то данные затраты аккумулируются непосредственно на субсчете 26.04 «Общехозяйственные расходы не распределяемые».

Ежемесячно накопленные расходы по субсчету 26.04 «Общехозяйственные расходы не распределяемые» и субсчету 26.01 «Общехозяйственные расходы (по деятельности, не облагаемой ЕНВД)» списываются в дебет счета 90.08.1 «Управленческие расходы» расходы распределяются на счет 90.08 «Управленческие расходы» по номенклатурным группам пропорционально доле выручки каждого подразделения (субъекта РФ).

Оказание услуг по передаче электроэнергии.

Особенности учета расходов

Расходы по передаче электрической энергии учитываются в филиалах (местах их возникновения) в разрезе подразделений, статей расходов. Учет расходов по передаче электрической энергии осуществляется по зонам эксплуатационной ответственности подразделений, которые несут затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией линий электропередач, распределительных устройств, подстанций и других сооружений и оборудования, предназначенных для передачи и распределения электрической энергии.

II. Анализ основных технико-экономических показателей филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» за 2022-2023 гг. (приложение №№ 4, 5)

Анализ основных технико-экономических показателей филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» за 2022 год.

Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей филиала АО «Оборонэнерго» за 2022 г.

Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 23.07.2018г ФНС г.Пятигорск № 2632

Директор филиала Багдасаров А.С.

Реквизиты филиала АО:

ИИН – 7704726225, КПП – 77505001,
почтовый адрес - 357538, РФ, г.Пятигорск Ставропольского края,
Ермолова, д.28,

тел. - 8(8793) 40-54-77, сайт – <http://www.oboronenergo.su>

Анализ выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности формы 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 за 2021г. и дополнительных материалов представленных для проведения анализа.

Организация несет ответственность за достоверность предоставленной информации.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единими (котловыми) тарифами на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, установленным постановлением РСТ Дагестана от 27.12.2021 г. № 137.

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у ООО «Каспэнергосбыт» и филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

На балансе филиала АО «Оборонэнерго» находится следующее электротехническое оборудование на конец 2022 года:

- ПС -110кВ – 1 ед.;
- ТП-10/0,4 кВ - 42 ед.;
- ВЛ - 33,41 км;
- КЛ – 126,20 км.

Количество условных единиц всего 1 424,31 у.е., в том числе:

ВН – 148,60 у.е.; СН1 – 41,90 у.е.; СН2 – 967,18 у.е.; НН – 266,63 у.е.

1.Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии, актов компенсации потерь электроэнергии, актов поставки по единым (котловым) тарифам для конечных потребителей, отчета форма № 46-ЭЭ за 2022 г. показал следующее:

- поступление электрической энергии в сеть по актам оказания услуг по передаче электроэнергии составило 108 891,74 тыс. кВтч, что составляет 100,76 %, от принятого при расчете тарифа.
- фактический полезный отпуск электрической энергии по данным интегральных актов составляет 108 080,73 тыс. кВтч, что составляет 100,87 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:
 - по конечным потребителям – 16 861,03 тыс. кВтч, что составляет 94,02 %, от принятого при расчете тарифа,
 - полезный отпуск электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (сальдо-переток) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии – 91 219,70 тыс. кВтч, что составляет 102,25 % от принятого при расчете тарифа.
- фактические потери электрической энергии по актам компенсации потерь электроэнергии – 811,02 тыс. кВтч, что составляет 0,74% от поступления электрической энергии в сеть при плане 0,85%.

2.Финансовые показатели

Анализ финансовых показателей АО выполнен на основе представленной бухгалтерской отчетности по формам №1(бухгалтерский баланс), 2,3,4,5, обязательной статистической отчетности по формам №: 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа.

Выручка АО за 2022 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии составила в размере 40 334,12 тыс. руб., что составляет 96,23 %, от принятого при расчете тарифа.

Всего расходы АО по регулируемому виду деятельности за 2022 год составили в размере 64 625,50 тыс. руб., что составляет 93,77 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- на оплату услуг сетевых организаций в размере 29 358,89 тыс. руб., что составляет 73,71 %, от принятого при расчете тарифа,
- на покупку энергии на технологические цели (потери) – 1 703,82 тыс. руб., что составляет 94,12 %, от принятого при расчете тарифа,

- расходы на НВВ содержание в размере 33 562,78 тыс. руб., что составляет 123,05 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

1) Превышение фактических расходов над плановыми расходами на передачу электрической энергии составили в размере 5 526,00 тыс. руб., в том числе по статьям:

- работы и услуги производственного характера - 877,02 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - кап. ремонт ОС - 790,47 тыс. руб.;
 - услуги метрологии - 35,65 тыс. руб.;
 - услуги автотранспорта - 0,14 тыс. руб.;
 - промышленная безопасность - 60,77 тыс. руб.
 - затраты на оплату труда - 2 244,00 тыс. руб.,
 - отчисления на социальные нужды - 624,28 тыс. руб.,
 - прочие расходы, всего - 658,16 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - страхование - 116,15 тыс. руб.;
 - командировочные - 128,13 тыс. руб.;
 - медосмотр - 43,68 тыс. руб.;
 - услуги связи - 103,87 тыс. руб.;
 - обучение и подготовка кадров - 11,93 тыс. руб.;
 - коммунальные услуги - 69,92 тыс. руб.;
 - юридические и информационные услуги - 115,39 тыс. руб.;
 - расходы из прибыли - 1 112,54 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - налог на прибыль - 51,43 тыс. руб.;
 - вознаграждение из прибыли - 278,61 тыс. руб.;
 - прочие из прибыли - 782,51 тыс. руб.

2) Не полностью освоенные средства составили 6 959,68 тыс. руб., в том числе по статьям:

- вспомогательные материалы - 1 646,52 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - текущий ремонт - 656,01 тыс. руб.;
 - автозапчасти - 54,77 тыс. руб.;
 - оргтехника малооцененная - 16,20 тыс. руб.;
 - мебель малооцененная - 5,99 тыс. руб.;
 - хозяйственное оборудование - 24,32 тыс. руб.;
 - МПЗ для установки приборов учета - 434,19 тыс. руб.;
 - прочие материалы - 121,28 тыс. руб.;
 - ГСМ - 333,76 тыс. руб.
- работы и услуги производственного характера - 326,42 тыс. руб.,
 - в том числе:
 - тек.ремонт ОС - 259,57 тыс. руб.;
 - прочие услуги произв-го характера - 66,84 тыс. руб.
- амортизация - 4,08 тыс. руб.,

- прочие расходы, всего	- 4 626,53 тыс. руб.,
в том числе:	
- транспортный налог	- 3,50 тыс. руб.;
- аренда офиса	- 257,05 тыс. руб.;
- обеспечение нормальных условий и ТБ	- 661,67 тыс. руб.;
- канцтовары	- 1,40 тыс. руб.;
- установка охранных зон	- 2 500,87 тыс. руб.;
- затраты относимые на себестоимость	- 26,54 тыс. руб.;
- услуги почты	- 1,02 тыс. руб.;
- затраты ЦАУ	- 1 174,48 тыс. руб.
- расходы из прибыли	- 356,13 тыс. руб.,
в том числе:	
- услуги банка	- 1,02 тыс. руб.;
- выплаты соц. характера	- 355,11 тыс. руб.

Убытки АО по итогам 2022 г. составили 24 291,37 тыс. руб., которые связаны с расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

Анализ основных технико-экономических показателей филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» за 2023 год.

Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей филиала АО «Оборонэнерго» за 2023 г.

Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 23.07.2018г ФНС г.Пятигорск № 2632

Директор филиала Багдасаров А.С.

Реквизиты филиала АО:

ИИН – 7704726225, КПП – 77505001,

почтовый адрес - 357538, РФ, г.Пятигорск Ставропольского края, ул. Ермолова, д.28

тел. - 8(8793) 40-54-77, сайт – <http://www.oboronenergo.su>

Анализ выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности формы 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 за 2021г. и дополнительных материалов представленных для проведения анализа.

Организация несет ответственность за достоверность предоставленной информации.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единими (котловыми) тарифами на услуги по передаче электрической

энергии по сетям Республики Дагестан, установленными приказами Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан №45-ОД-10/23 от 31.01.2023 г., №45-ОД-220/23 от 30.11.2023 г.

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у ООО «Каспэнергосбыт» и филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

На балансе филиала АО «Оборонэнерго» находится следующее электротехническое оборудование на конец 2023 года:

- ПС -110кВ – 1 ед.;
- ТП-10/0,4 кВ - 42 ед.;
- ВЛ - 33,41 км;
- КЛ – 126,24 км.

Количество условных единиц всего 1 424,31 у.е., в том числе:

ВН – 148,60 у.е.; СН1 – 41,90 у.е.; СН2 – 967,18 у.е.; НН – 266,33 у.е.

1.Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии, актов компенсации потерь электроэнергии, актов поставки по единым (котловым) тарифам для конечных потребителей, отчета форма № 46-ЭЭ за 2021 г. показал следующее:

- поступление электрической энергии в сеть по актам оказания услуг по передаче электроэнергии составило 107 853,27 тыс. кВтч, что составляет 97,28 %, от принятого при расчете тарифа.

- фактический полезный отпуск электрической энергии по данным интегральных актов составляет 105 759,09 тыс. кВтч, что составляет 96,28 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- по конечным потребителям – 16 231,79 тыс. кВтч, что составляет 117,97 %, от принятого при расчете тарифа,

- полезный отпуск электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (сальдо-переток) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии – 89 527,30 тыс. кВтч, что составляет 100,96 % от принятого при расчете тарифа.

- фактические потери электрической энергии по актам компенсации потерь электроэнергии – 692,64 тыс. кВтч, что составляет 0,64% от поступления электрической энергии в сеть при плане 0,85%.

2.Финансовые показатели

Анализ финансовых показателей АО выполнен на основе представленной бухгалтерской отчетности по формам №1 (бухгалтерский баланс), 2,3,4,5, обязательной статистической отчетности по формам №: 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа.

Выручка АО за 2023 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии составила в размере 46 536,31 тыс. руб., что составляет 77,89 %, от принятого при расчете тарифа.

Всего расходы АО по регулируемому виду деятельности за 2023 год составили в размере 55 457,78 тыс. руб., что составляет 88,60 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- на оплату услуг сетевых организаций в размере 10 326,45 тыс. руб., что составляет 123,02 %, от принятого при расчете тарифа,
- на покупку энергии на технологические цели (потери) – 1 825,57 тыс. руб., что составляет 84,94 %, от принятого при расчете тарифа,
- расходы на НВВ содержание в размере 43 305,75 тыс. руб., что составляет 83,20 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

1) Превышение фактических расходов над плановыми расходами на передачу электрической энергии составили в размере 7 811,49 тыс. руб., в том числе по статьям:

- вспомогательные материалы	- 6,97 тыс. руб.,
в том числе:	
- МТР для компьютерной оргтехники	- 6,97 тыс. руб.,
- работы и услуги производственного характера	- 482,11 тыс. руб.,
в том числе:	
- кап. ремонт ОС	- 225,56 тыс. руб.;
- тек. ремонт ОС и рем. автотр.	- 256,55 тыс. руб.;
- затраты на оплату труда	- 498,42 тыс. руб.,
- отчисления на социальные нужды	- 120,00 тыс. руб.,
- амортизация	- 364,22 тыс. руб.,
- прочие затраты, всего	- 1 158,23 тыс. руб.,
в том числе:	
- налог на имущество	- 16,28 тыс. руб.;
- налог на транспорт	- 0,91 тыс. руб.;
- командировочные	- 388,75 тыс. руб.;
- услуги связи	- 110,24 тыс. руб.;
- обучение и подготовка кадров	- 34,23 тыс. руб.;
- коммунальные услуги	- 99,84 тыс. руб.;
- юридические и информационные услуги	- 43,30 тыс. руб.;
- аттестация рабочих мест	- 72,73 тыс. руб.;
- прочие по охране труда (лабор. контроль)	- 16,81 тыс. руб.;
- другие затраты, относимые на себест-ть	- 308,30 тыс. руб.;
- регистрация прав собственности	- 66,85 тыс. руб.;
- расходы из прибыли	- 5 181,53 тыс. руб.,
в том числе:	
- прочие из прибыли	- 5 181,53 тыс. руб.

2) Не полностью освоенные средства составили 4 324,76 тыс. руб., в том числе по статьям:

- вспомогательные материалы	- 1 515,59 тыс. руб.,
в том числе:	
- текущий ремонт	- 614,01 тыс. руб.;
- МПЗ для тех. обслуж-я средств РЗиА	- 0,18 тыс. руб.;

- автозапчасти	- 2,18 тыс. руб.;
- инструменты, оснастка, инвентарь, лаб. оборудование, ремонт оргтехники	- 54,50 тыс. руб.;
- ГСМ	- 309,55 тыс. руб.
- хозяйственные средства	- 5,66 тыс. руб.;
- мебель малооцененная	- 2,13 тыс. руб.;
- оргтехника малооцененная	- 17,98 тыс. руб.;
- МПЗ для установки приборов учета	- 473,57 тыс. руб.;
- средства для пожарной безопасности	- 14,45 тыс. руб.;
- прочие материалы	- 21,67 тыс. руб.;
- работы и услуги производственного характера	- 47,14 тыс. руб.,
в том числе:	
- услуги метрологии	- 19,87 тыс. руб.;
- прочие услуги произв-го характера	- 27,27 тыс. руб.
- прочие затраты, всего	- 2 541,84 тыс. руб.,
в том числе:	
- страхование	- 5,18 тыс. руб.;
- экологические платежи	- 0,04 тыс. руб.;
- аренда офиса	- 22,32 тыс. руб.;
- мед. осмотр	- 4,45 тыс. руб.;
- инструмент по охране труда	- 75,84 тыс. руб.;
- печатная продукция	- 29,96 тыс. руб.;
- природоохранные мероприятия	- 2,11 тыс. руб.;
- спецодежда и СИЗы	- 163,00 тыс. руб.;
- канцтовары	- 62,85 тыс. руб.;
- сертификация эл. энергии	- 65,40 тыс. руб.;
- установка охранных зон	- 1 787,14 тыс. руб.;
- прочие услуги непроиз-го хар-па (COVID-19)	- 115,30 тыс. руб.;
- услуги почты	- 3,73 тыс. руб.;
- затраты ЦАУ	- 204,53 тыс. руб.
- расходы из прибыли	- 219,90 тыс. руб.,
в том числе:	
- услуги банка	- 7,37 тыс. руб.;
- выплаты соц. характера	- 212,52 тыс. руб.

Убытки АО по итогам 2023 г. составили 8 921,47 тыс. руб., которые связаны с расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

II. Расчет необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей филиала «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» на 2025 г.

Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, осуществляется в соответствии с методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, утвержденные на долгосрочный период регулирования, ежегодно корректируются в порядке, предусмотренном Методическими указаниями.

Долгосрочные тарифы определяются на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые в течение долгосрочного периода регулирования не меняются:

1) базовый уровень подконтрольных расходов на 2022 г. в размере 28 285,07 тыс. руб.;

2) индекс эффективности подконтрольных расходов в размере 1% от уровня подконтрольных расходов текущего года долгосрочного периода регулирования;

3) коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый Методическими указаниями - 0,75;

4) величина технологического расхода (потерь) электрической энергии;

5) уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с Основами ценообразования,

а также следующих планируемых на 2025 год значений параметров расчета тарифов:

1) индекс потребительских цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (далее - индекс потребительских цен).

В отсутствие одобренного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год долгосрочного периода регулирования в целях определения подконтрольных расходов применяются значения параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, соответствующие последнему году периода, на который был одобрен указанный прогноз;

2) размер активов, определяемый регулирующими органами;

3) величина неподконтрольных расходов;

4) величина мощности, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии потребителям услуг в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861;

5) величина полезного отпуска электрической энергии потребителям услуг территориальной сетевой организации;

6) цена (тариф) покупки потерь электрической энергии, учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, с использованием которых услуги по передаче электрической энергии оказываются регулируемыми организациями.

Расчет приведен в таблицах № П.1.15, № П.1.16, № П.1.17, № .1.21.3.

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей HVB_i^{cod} (тыс.руб.) на 2025 год долгосрочного периода регулирования определяется по следующей формуле:

$$HVB_i^{cod} = PR_i + HP_i + B_i + Y_i + d_i + \Delta EP_i + HVB_{i-2}^{cod} \times KHK_i,$$

где:

i (2025 год) - год долгосрочного периода регулирования;

PR_i - подконтрольные расходы, утвержденные Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан на 2025 г;

$HP_i(HP_{2025})$ – неподконтрольные расходы на 2025 г. долгосрочного периода регулирования, определяемые методом экономически обоснованных расходов;

Y_i - планируемые на период регулирования, соответствующий году i , расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального [закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ](#) "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемые до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу [постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246](#) "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2020, N 11, ст. 1550);

ΔEP_i , d_i - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) - 34(3) Основ ценообразования, и доля ΔEP_1 , ΔEP_i , которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1;

B_i (B_{2025}) – расходы i -го года (2025 года) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных

по итогам последнего истекшего года (2023 года) долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования;

KHK_i - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i , определяемый в процентах в соответствии с Методическими [указаниями](#) по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26 декабря 2010 г. N 254-Э/1 (зарегистрирован Министром России 13 ноября 2010 г., регистрационный № 18951).

Соответственно коэффициент индексации подконтрольных расходов на 2025 г. составит **1,048**:

$$K_{\text{инд 25г.}} = I_{25} \times \left(1 + K_{\text{эл}} \times \frac{ye_{25} - ye_{24}}{ye_{24}}\right) \times (1 - X_{24});$$

$$\begin{aligned} K_{\text{инд 25г.}} &= 1,058 \times \left(1 + 0,75 \times \frac{1\ 429,94 - 1\ 428,94}{1\ 428,94}\right) \times (1 - 0,01) \\ &= 1,048 \end{aligned}$$

$$K_{\text{инд 25г.}} \approx 1,048$$

1. Учитывая выше изложенное, подконтрольные расходы составят:

$$\text{ПР}_{2025} = 34\ 737,30 \text{ тыс. руб.} * 1,048 = 36\ 403,64 \text{ тыс. руб.}$$

2. НР₁(НР₂₀₂₅) – неподконтрольные расходы на 2025 г. долгосрочного периода регулирования, определяемые методом экономически обоснованных расходов и с учетом результатов анализа хозяйственной деятельности филиала АО за 2023 год, составят **12 868,46 тыс. руб.**, в том числе:

2.4 Аренда имущества

Расходы на 2025 год заявлены филиалом АО «Оборонэнерго» в размере 1 072,13 тыс. руб.

Расходы по данной статье, учтенные для АО «Оборонэнерго» на 2024г., составили 1 114,59 тыс. руб.

В качестве обоснования представлены:

- договор аренды нежилого помещения в г. Пятигорск от 16.01.2023 года №07-СКФ-2023 с ИП Шарабок Ж.Г. на сумму 7 639,13 тыс. руб., проект договора с ИП Шарабок Ж.Г. на сумму 972,44 тыс. руб. Затраты филиала АО по данной статье формируются исходя из доли АУП, приходящейся на ПУ по Республике Дагестан в размере 556,43 тыс. руб.;

- договор аренды нежилого помещения в г. Каспийск от 05.07.2024 года № 5Э-17(292-СКФ-2024) с ИП Магомедов Ш.М. на сумму 515,70 тыс. руб.

Эксперты предлагают учесть затраты в размере **1 072,13 тыс. руб.** по договорам с ИП Магомедов Ш.М. и ИП Шарабок Ж.Г.

2.5 Налоги всего, в том числе:

2.5.3.1 Транспортный налог

Расходы на 2025 год заявлены филиалом АО в размере 28,86 тыс. руб.

Расходы, учтенные на 2024 г. составили 18,84 тыс. руб.

В качестве обоснования представлены:

- расчет авансового платежа по налогу на транспорт на 2025 год.

Эксперты предлагают, учесть расходы на транспортный налог по предложению Филиала АО в размере **28,86 тыс. руб.**

2.5.3.2 Экологические платежи

Расходы на 2025 год не заявлены филиалом АО «Оборонэнерго».

Эксперты предлагают, учесть предложение АО «Оборонэнерго» по данной статье в размере 0,00 тыс. руб.

2.6 Отчисления на социальные нужды (таблица №П1.15)

Расходы на 2025 год по данной статье заявлены филиалом АО в размере 6 443,36 тыс. руб.

Расходы, учтенные на 2024 год составили 6 044,66 тыс. руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы на обязательное социальное страхование на 2025 г. в размере **6 247,54 тыс. руб.**

$20\ 837,58 \text{ тыс. руб.} \times 0,2998 = 6\ 247,54 \text{ тыс. руб.}$

где:

20 837,58 тыс.руб. – затраты на оплату труда,

29,98 % - ставка страховых взносов от затрат на оплату труда.

2.7. Прочие неподконтрольные расходы

2.7.1 Сертификация электрической энергии

Расходы на 2025 год не заявлены филиалом АО «Оборонэнерго».

Эксперты предлагают, учесть предложение АО «Оборонэнерго» по данной статье в размере 0,00 тыс. руб.

2.7.2 Оценка имущества

Расходы на 2025 год заявлены филиалом АО в размере 765,45 тыс. руб.

в том числе:

- госпошлина на регистрацию прав собственности – 660,00 тыс. руб.;
- расходы, связанные с получением выписок из ЕГРН – 36,83 тыс. руб.
- оценка имущественных прав – 68,62 тыс. руб.

В качестве обоснования представлены:

- расчет затрат на получение ЕГРН;
- расчет затрат по оценке имущества;
- расчет затрат на проведение работ по определению рыночной стоимости имущества;
- договор №34-2022 с ООО «ЛАИР» заключенный по процедуре закупок

Эксперты предлагают, учесть расходы на оценку имущества по расчету потребности филиала АО в размере 765,45 тыс. руб.

2.8. Налог на прибыль

Расходы на 2025 год не заявлены филиалом АО «Оборонэнерго».

Эксперты предлагают, учесть предложение АО «Оборонэнерго» по данной статье в размере 0,00 тыс. руб.

2.10. Амортизация

Расходы на 2025 год заявлены филиалом АО «Оборонэнерго» в размере 2 011,66 тыс. руб.

Расходы, учтенные на 2024 г. составили 184,91 тыс. руб.

В качестве обоснования представлена ведомость амортизации основных средств по счетам.

По расчету проведенному в соответствии с пунктом 27 основ ценообразования, эксперты предлагают, учесть расходы на амортизацию по предложению АО в размере **2 011,66 тыс. руб.**

2.11. Прибыль на капитальные вложения

(Таблица № П.1.21)

- прибыль на капитальные вложения по предложению ОА составляет 2 726,54

В качестве обоснования представлена;

- Инвестиционная программа на 2022-2026 года, утвержденная Министерством энергетики и тарифов Республики Дагестан приказом от 08.06.2023 г. № 45-ОД-87/23 на сумму 10,49082 тыс. руб. (без НДС).

Эксперты предлагают, учесть расходы на капитальные вложения по предложению ОАО в соответствии с пунктом № 38 Основ ценообразования в размере не превышающим 12% от НВВ на 2025 год в размере **2 726,54 тыс.руб.**

ИТОГО неподконтрольные расходы составили:

НР₂₀₂₄ = 12 868,46 тыс. руб.

3. Выпадающие доходы за исключением выпадающих доходов, учтенных по п.87 Основ ценообразования

B_i (B_{2025}) – расходы i-го года (2025г.) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2023г.) долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования, определяется по формуле:

$$B_i = B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррип}} + B_i^{\text{распред}}$$

где:

$B_i^{\text{инд}}$ – расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний,

$B_i^{\text{коррип}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год,

$B_i^{\text{распред}}$ - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39](#) Основ ценообразования.

3.1. Расчет недополученного дохода, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком "минус")

Указанные расходы определяются следующим образом:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta PR_i + \Delta HR_i + \Delta Y_i + \Delta HVB_i + PO_i$$

где:

ΔPR_i - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов. Не определяется для случаев, если год ($i-2$) является первым годом долгосрочного периода регулирования;

ΔHP_i - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

ΔY_i - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения;

ΔHVB_i^{cod} - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

ΔPO_i - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.

3.1.1 Корректировка подконтрольных расходов

ΔPR_i – корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется следующим образом:

$$\Delta PR_i = PR_{i-3} \times (K_{uhdi-2}^\phi - K_{uhdi-2})$$

$$K_{uhdi-2}^\phi = (1 - X_{i-2}) \times (1 + I_{i-2}^\phi) \times (1 + IKA_{i-2}^\phi)$$

3.1.2 Корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям:

$$\Delta Y = Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2},$$

$Y_{i-2}, Y_{i-2}^{\text{факт}}$ - плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

3.1.3 Корректировка неподконтрольных расходов

ΔHP_i -корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра $i = 2025$ г., $i - 2 = 2023$ г.:

$$\Delta HP_i = HP_{i-2}^{\text{расх. факт}} - HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$$

$HP_{i-2}^{\text{расх. факт}}$ фактическая величина неподконтрольных расходов,
 $HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$ – плановая величина неподконтрольных расходов.

Эксперты предлагают учесть выпадающие доходы по неподконтрольным расходам АО на 2025 г. в размере 298,34 тыс. руб.:

№	Статья затрат	^{*тыс. руб.}	
		План 2023г.	Факт 2023г.
1	аренда	948,08	925,76
2	налог на имущество	0,00	16,28
3	транспортный налог	17,46	18,32
4	амortизация	219,79	584,01
5	сертификация эл. эн	210,00	144,60
6	прочие услуги непроизводственного характера (COVID-19)	115,30	0,00
7	отчисления на социальные нужды	5 633,11	5 753,11
Итого		7 143,74	7 442,09

$$\Delta HP_{22} = 7 442,09 - 7 143,74 = 298,34 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.4 Корректировка необходимой валовой выручки

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности осуществляется по формуле:

$$\Delta HBB_i = HBB_{i-2} - HBB_{i-2}^{\phi}$$

HBB_{i-2} - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на 2023 год 54 200,56 тыс. руб.,

HBB_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год $i-2$ (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый

исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Фактический объем выручки в части содержания электрических сетей за 2023г. HVB_{23}^{ϕ} :

$$46\ 536,31 - 10\ 326,45 = 36\ 209,85 \text{ тыс. руб.},$$

где:

46 536,31 тыс. руб. – фактическая выручка за 2023 г.,

10 326,45 тыс. руб. – фактические расходы по оплате услуг сетевых организаций за 2023 г.,

Необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на год 2023г. HVB_{23} :

$$52\ 051,28 + 2\ 149,28 = 54\ 200,56 \text{ тыс. руб.},$$

где:

52 051,28 тыс. руб. – необходимая валовая выручка за 2023 г.,

2 149,28 тыс. руб. – плановые расходы по оплате услуг компенсации потерь за 2023г.,

$$\Delta HVB_{23} = 54\ 200,56 - 36\ 209,85 = 17\ 990,71 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.5 Корректировка необходимой валовой выручке на год i-2 экономии расходов на оплату потерь электрической энергии в соответствии с пунктом 34(3) Основ ценообразования корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию рассчитывается по следующей формуле:

$$PO_i = \left(\mathcal{E}_{i-2}^{onm,\phi} \times \mathcal{C}\Pi_{i-2}^{\phi} \times N - \mathcal{E}_{i-2}^{onm,n.l} \times \mathcal{C}\Pi_{i-2} \times N \right) - \\ - \max(0; N_{i-2}^{ycm} \times \mathcal{E}_{i-2}^{onm\phi} - \Pi_{\phi i-2}) \times \mathcal{C}\Pi_{i-2}^{\phi}$$

где:

PO_i – корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь;

$\Pi_{i-2}^{\phi\text{факт}}$ – величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2= 692,64 тыс. кВт. ч. на 2023г.;

$\mathcal{E}_{i-2}^{OTP.\text{факт}}$ – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2) - том году долгосрочного периода регулирования – 107 853,27 тыс. кВт. ч на 2023 г.;

$\mathcal{E}_{i-2}^{OTP.\text{план}}$ – плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2) - том году долгосрочного периода регулирования – 105 759,09 тыс. кВт. ч. на 2023 г.;

ЦП_{i-2} – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году $i-2$, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям году $i-2 = 2\ 268,42$ руб. на 2023 г.;

$\text{ЦП}_{i-2}^{\text{факт}}$ – фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году $i-2 = 2\ 635,66$ руб. на 2023 г.;

N_{i-2} - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год ($i-2$), в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования = 0,85%;

N - максимальное значение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям из значений уровня потерь электрической энергии, являющихся долгосрочными параметрами регулирования, определенными в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования для долгосрочного периода регулирования, к которому относится 2019 год, и следующих за ним долгосрочных периодов регулирования, но не ранее долгосрочного периода регулирования, к которому относится год, предшествующий на 10 лет году i , за который определяется экономия = 0,85 %.

$$\text{ПО}_{25\text{год}} = \left(\mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.факт}} \times \text{ЦП}_{23\text{год}}^{\text{факт}} \times N - \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.план}} \times \text{ЦП}_{23\text{год}} \times N \right) - \\ \max(0; N_{23\text{год}} \times \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.факт}} \times \Pi_{23\text{год}}^{\text{факт}}) \times \text{ЦП}_{23\text{год}}^{\text{факт}};$$

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{24\text{год}} &= (107\ 853,27 \times 2\ 635,66 \times 0,85\% - 110\ 866,92 \times 2\ 268,42 \\ &\quad \times 0,85\%) - \max(0,85\% \times 107\ 853,27 \times 692,64) \times 2635,66 \\ &= -312,12 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\text{ПО}_{25\text{г}} = -312,12 \text{ тыс. руб.}$$

Итого недополученный доход, связанный с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученный избыток (со знаком "минус"):

$$B_{24}^{\text{ннд}} = \Delta PR_{23} + \Delta HP_{23} + \Delta Y_{23} + \Delta HVB_{23}^{\text{сод}} + \text{ПО}_{23} = (-1\ 669,84) + \\ 298,34 + 0,00 + 17\ 990,71 + (-312,12) = 16\ 307,08 \text{ тыс. руб.}$$

3.2 Корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на ($i-1$)-й год.

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на ($i-1$)-й 2022 год.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i-1}^2 \text{HP}_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}}{\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

НР_{i-2}^{ИП} – 188,99 тыс. руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2022 году;

ИП_{i-2}^{заяв} – 136,67 тыс. руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы АО на 2022 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утверждённой в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

ИП_{i-2}^{факт} – 43,64 тыс. руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы АО за 2022 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования;

$$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 188,99 * \left(\frac{43,64}{136,67} - 1 \right) - 0 = -128,64 \text{ тыс. руб.}$$

B_i^{коррИП} – корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляется в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й 2023 год.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 \text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}}{\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

НР_{i-2}^{ИП} – 219,79 тыс. руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2023 году;

ИП_{i-2}^{заяв} – 219,79 тыс. руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы АО на 2023 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утверждённой в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

ИП_{i-2}^{факт} – 220,96 тыс. руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы АО за 2023 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования;

$$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 219,79 * \left(\frac{220,96}{219,79} - 1 \right) - 0 = 1,17 \text{ тыс. руб.}$$

B_i^{коррИП} – корректировка необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода регулирования, исходя из суммарных плановых

и фактических показателей финансирования мероприятий инвестиционных программ на 2022 - 2023 годы:

$$B_i^{\text{коррИП}} = - 128,64 * 1,059 * 1,08 * 1,058 = - 155,66 \text{ тыс. руб.}$$

3.3 Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов

$B_i^{\text{распред}}$ не определяется для территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, за исключением результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования](#).

Итого расходы 2025 г. долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2023 г.) долгосрочного периода регулирования составят:

$$\begin{aligned} B_{25} &= 16\,307,08 * 1,08 * 1,058 = 18\,633,13 \text{ тыс. руб.} \\ &18\,633,13 - 155,66 = 18\,477,47 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$B_{25} = 18\,633,13 \text{ тыс. руб.}$ (со знаком «плюс»)

$B_i^{\text{коррИП}} = -(-155,66) \text{ тыс. руб.}$ (со знаком «минус»)

4. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 год.

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых филиалу АО для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на период регулирования 2025 год, определена экспертами в размере 67 749,57 тыс. руб., в том числе:

- операционные расходы – 36 403,64 тыс. руб.;
- неподконтрольные расходы – 12 868,46 тыс. руб.;
- корректировка НВВ, связанная с компенсацией расходов (со знаком «плюс») – 18 477,47 тыс. руб.

5. Расчет экономии расходов на оплату потерь э/э 34(3)

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией в соответствии с [пунктом 34\(1\)](#)

настоящего документа ($\Delta\text{ЭП}_j$), определяется в течение периода регулирования для года j исходя из данных за год, относящийся к долгосрочному периоду регулирования, который наступил позднее долгосрочного периода регулирования, в который входит 2019 год, и рассчитывается по формуле:

$$\Delta\text{ЭП}_j = \Delta\text{ЭП}'_j + \Delta\text{ЭП}_{j-2},$$

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году $j-2$, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации ($\Delta\text{ЭП}_{j-2}$), определяется по формуле:

$$\Delta\text{ЭП}_{j-2} = \max (0; N_{j-2}^{\text{уст}} \times W_{oc,j-2} - \Pi_{\phi,j-2}) \times \text{ЦП}_{j-2},$$

$$\Delta\text{ЭП}_{j-2} = \max (0; (0,85\% - 107\,853,27 - 692,64)) * 2,64 = 590,68 \text{ тыс. руб.}$$

где:

$N_{j-2}^{\text{уст}}$ - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определенный в соответствии с [пунктом 40\(1\)](#) настоящего документа в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года $j-2$ 0,85%;

$W_{oc,j-2}$ - фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году $j-2$ (107\,853,27 тыс. кВт·ч);

$\Pi_{\phi,j-2}$ - величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации в году $j-2$ (692,64 тыс. кВт·ч);

ЦП_{j-2} - фактически сложившаяся за год $j-2$ средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (2\,635,66 руб./кВт·ч).

6. Расчёт понижающего (повышающего) коэффициента

$$КНК_i = K_{обi} * \Pi_{корi},$$

где:

$K_{обi}$ – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i (2023 году, определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов,

позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26 октября 2010 г. № 254-э/1 (зарегистрирован Министром России 13 ноября 2010 г., регистрационный N 18951);

$K_{обi}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в году i , используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее обобщенный показатель), который определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электронной сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256.

$\Pi_{корi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый начиная с 2013 г. **2 %.**

$K_{обi}$ на 2025 г. принимается равным **1,2 %** так как фактические данные за 2023 г. достигли планового значения (приложение №6).

$$KHK_i (KHK_{2025}) = 0,6 * 2 \% = 1,2 \%$$

6. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г. с учетом КНК

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых филиалу АО для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на период регулирования 2025 год с учётом понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку филиала АО с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг), рассчитан экспертами в размере **68 964,86** тыс. руб.

Необходимая валовая выручка по оказанию услуг по передаче электрической энергии по сетям филиала АО на 2025 год, рассчитана экспертами в соответствии Методическими указаниями на основании долгосрочных параметров регулирования и составила:

$$\begin{aligned} НВВ_{2025}^{сод} = & 36\,403,64 + 12\,868,46 + 18\,477,47 + 0,00 + 0,00 + 590,68 + \\ & + 624,62 = 68\,964,86 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$НВВ_{2025}^{сод} = **68 964,86** \text{ тыс. руб.}$$

Расчет долгосрочных параметров регулирования на период 2022-2026 годов приведен в приложении № 1.

Показатели	Единица измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Итого НВВ на содержание сетей	тыс. руб.	27 081,20	52 030,92	111 193,88	68 340,24	51 294,62
Итого НВВ на содержание сетей, с учетом корректировки КНК=1,2%	тыс. руб.	27 275,96	52 051,33	111 357,54	68 964,86	51 294,62

7. Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год.

$$НВВ_i^{\text{пот}} = \text{ЦП}_i \times \Pi_i^{\text{пл}} + (1 - d_i) \times \Delta\text{ЭП}_i,$$

где:

ЦП_i - прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i , учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяемая в соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования;

$\Pi_i^{\text{пл}}$ - объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на i -й год долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

$\Delta\text{ЭП}_i$ - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования;

$$\Delta\text{ЭП}_{2023} = 0,00 \text{ тыс.руб.}$$

d_i - доля $\Delta\text{ЭП}_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1. $d_i = 0$

Поступление электрической энергии в сеть – 106,452 млн. кВтч.

Полезный отпуск электрической энергии – 16,015 млн. кВтч.

Потери электроэнергии в сети – 0,9097 млн. кВтч.

то же в % – 0,855 %

$$НВВ_{2025}^{\text{пот}} = \mathcal{E}_{2025}^{\text{пот}} * \text{ЦП}_{2025}$$

$$НВВ_{2025}^{\text{пот}} = 2 764,40 \text{ тыс.руб.}$$

Соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

Филиал АО «Оборонэнерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»:

1. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 15 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 30 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 150 МВА.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в

административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА.

(п. 1 в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 20 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 50 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из

следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ трехфазных участков линий электропередачи.
(п. 2 в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владельцу объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

(п. 6 введен [Постановлением](#) Правительства РФ от 30.09.2016 N 989)

К моносетевым организациям относятся территориальные сетевые организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии преимущественно монопотребителю (за исключением управляющей организации, товарищества собственников жилья, жилищного, жилищно-строительного или иного специализированного потребительского кооператива, осуществляющих деятельность в целях оказания потребителям коммунальной услуги по электроснабжению) и (или) гарантирующему поставщику (энергосбытовой организации, энергоснабжающей организации), действующему в интересах таких потребителей, при условии соответствия одному из следующих критериев:

1. доля суммарной максимальной мощности энергопринимающих устройств, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании монопотребителю и технологически

присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период и (или) на основании представленных сетевой организацией документов о величинах максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технологически присоединенных в установленном порядке к сетям такой сетевой организации) составляет не менее 80 процентов суммарной максимальной мощности всех энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства), технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации;

2. суммарный объем электрической энергии, отпущененной из электрических сетей такой сетевой организации в отношении монопотребителя без учета перетока иным потребителям, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период) составляет не менее 80 процентов суммарного объема электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации за указанный период.

Филиал АО «Оборонэнерго» не соответствует критериям отнесения территориальных сетевых организаций, к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя.

Рекомендации.

В целях обеспечения безубыточной деятельности организации, соблюдения норм действующего законодательства филиалу АО «Оборонэнерго» рекомендуется:

1. В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» и приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» вести обязательный раздельный учет доходов и расходов, связанных с оказанием услуг по передаче электроэнергии, предоставлять необходимую информацию по данным раздельного учета.

2. Не допускать экономически необоснованных расходов при осуществлении регулируемой деятельности.

3. Во исполнение Федерального закона Российской Федерации от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении» представить разработанную в соответствии с установленными требованиями программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

4. Обеспечить выполнение Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии,

утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

5. На очередной период регулирования представить приказ об утверждении Министерством энергетики Российской Федерации нормативов технологических потерь электроэнергии в сетях.

6. Соблюдать установленные РСТ Дагестана в соответствии с Методическими указаниями, утвержденными приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 № 1256, уровни надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

7. В соответствии с п.7 статьи 24 Федерального закона от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике, приказа ФАС от 27.07.2022 № 537/22 «О системе отчетности, представляемой в Федеральную антимонопольную службу организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике» и письма Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан от 11.01.2024 № 45-05.6-69/24 «О системе отчетности, представляемой организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования» своевременно представлять отчетные данные о регулируемой деятельности в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с 01.04.2024 г.

8. Соблюдать принятые параметры балансов электрической энергии и мощности и не допускать изменения объемов, принятых в расчетах тарифов на услуги по передаче электрической энергии более, чем на (+) или (-) 5%.

Экспертная группа:

Начальник отдела РЭК

 М. Магомедов

Гл. специалист-эксперт отдела РЭК

 А. Магомедов

"Расчет НВВ на основе долгосрочных параметров в "2022-2026гг."

АО "Оборонэнерго" на 2025 год

Расчет коэффициента индексации							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026
инфляция	%	3,60%	4,30%	6,00%	7,20%	5,80%	4,00%
индекс эффективности операционных расходов	%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
количество активов	у.е.	1297,51	1322,48	1424,31	1428,94	1429,94	1429,94
индекс изменения количества активов	%	1,14%	1,92%	7,70%	0,33%	0,07%	0,00%
коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
итого коэффициент индексации		1,034	1,047	1,110	1,064	1,048	1,047

Расчет подконтрольных расходов								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1.1	Материальные затраты	тыс.руб.	793,82	3 281,20	3 642,14	3 874,76	4 060,63	4 253,18
1.1.1	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	793,82	3 281,20	3 642,14	3 874,76	4 060,63	4 253,18
1.1.2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	0,00					
1.2	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	10 386,58	15 706,88	18 690,07	19 883,76	20 837,58	21 825,70
1.3	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	349,22	6 383,55	7 085,75	7 538,30	7 899,91	8 274,53
1.3.1	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	940,65	1 666,13	1 849,41	1 967,52	2 061,91	2 159,68
1.3.2	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	101,27	4 736,31	5 257,32	5 593,09	5 861,39	6 139,34
1.3.2.1	услуги связи	тыс.руб.	54,14	68,59	76,14	81,00	84,89	88,91
1.3.2.2	расходы на услуги внедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	19,38	30,84	34,23	36,42	38,17	39,98
1.3.2.3	расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	0,00	17,71	19,66	20,91	21,92	22,96
1.3.2.4	расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.						
1.3.2.5	транспортные услуги	тыс.руб.						
1.3.2.6	прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	27,76	4 619,17	5 127,29	5 454,76	5 716,42	5 987,49
1.3.3	расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	153,91	302,40	335,66	357,10	374,23	391,98
1.3.4	расходы на подготовку кадров	тыс.руб.						
1.3.5	расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	0,00	1 116,20	1 238,98	1 318,11	1 381,34	1 446,84
1.3.6	расходы на страхование	тыс.руб.	17,80	19,45	21,59	22,96	24,07	25,21
1.3.7	другие прочие расходы	тыс.руб.	76,24	209,19	232,20	247,03	258,88	271,16
1.4	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.						
1.5	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	295,95	1 247,32	1 384,53	1 472,95	1 543,61	1 616,81
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	12 766,22	28 285,07	32 651,90	34 737,30	36 403,64	38 129,90

Расчет неподконтрольных расходов								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	0,00					
2.2	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00					
2.3	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00					
2.4	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	540,00	1 224,21	948,08	1 114,59	1 072,13	1 072,13
2.5	Налоги,всего, в том числе:	тыс.руб.			17,46	18,84	45,14	45,14
2.5.1	плата за землю	тыс.руб.	0,00					
2.5.2	Налог на имущество	тыс.руб.	0,00				16,28	16,28
2.5.3	прочие налоги и сборы	тыс.руб.	0,00	20,87	17,46	18,84	28,86	28,86
2.6	обязательные страховые отчисления	тыс.руб.	3 126,36	4 774,89	5 633,11	6 044,66	6 247,54	6 543,80
2.7	прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	28,37		325,30	204,87	765,45	765,45
2.8	Налог на прибыль	тыс.руб.	1 955,90	506,59	0,00	558,02	0,00	0,00
2.9	Выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.					0,00	
2.10	Амортизация ОС	тыс.руб.	131,64	188,99	219,79	184,91	2 011,66	2 011,66
2.11	прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	0,00				2 726,54	2 726,54
	Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)	тыс.руб.					4,18%	5,74%
	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс.руб.	5 782,27	6 715,55	7 143,74	8 125,89	12 868,46	13 164,72

Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
3	Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	-15 048,49	-7919,42	12 235,28	68 330,69	19 068,15	0

ИТОГО НВВ на содержание сетей								
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
4	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	3 500,00	27 081,20	52 030,92	111 193,88	68 340,24	51 294,62
5	Итого НВВ на содержание сетей с учетом коэффициента надежности и качества КНК =1,2%	тыс.руб.	3 401,32	27 275,96	52 051,33	111 357,54	68 964,86	51 294,62

Таблица П1.15

**Смета расходов на передачу электрической энергии АО "Оборонэнерго" на
2025 год**

тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Предложение ОА на 2024 г.	Предложение Минэнерго на 2024 г.	Предложение ОА на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	2				
1	Сырье, основные материалы				
2	Вспомогательные материалы	0,00	3 874,76	4 092,26	4 060,63
	из них на ремонт	0,00	2 628,86	2 764,19	2 754,97
3	Работы и услуги производственного характера	0,00	1 967,52	2 097,30	2 061,91
	из них на ремонт	0,00	1 694,37	1 806,12	1 775,64
4	Топливо на технологические цели				
5	Энергия				
5.1	Энергия на технологические цели (покупная энергия (таблица П1.12))				
5.2	Энергия на хозяйствственные нужды				
6	Затраты на оплату труда	0,00	19 883,76	21 195,26	20 837,58
	из них на ремонт				
7	Отчисления на социальные нужды		6 044,66	6 443,36	6 247,54
	из них на ремонт				
8	Амортизация основных средств	0,00	184,91	2 011,66	2 011,66
9	Прочие затраты всего, в том числе:	0,00	8 876,60	9 902,57	9 766,35
9.1	Целевые средства на НИОКР				
9.2	Средства на страхование	0,00	22,96	24,48	24,07
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)				
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России,				
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)				
9.6	Другие прочие (проценты по кредитам/займам)				
9.7	Водный налог (ГЭС)				
9.8	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)				
9.8.1	Налог на имущество				
9.8.2	Налог на пользователей автодорог		18,84	28,86	28,86
9.9	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего	-	8 834,80	9 849,24	9 713,43
	в т.ч.				
9.9.1	Арендная плата	0,00	1114,59	1072,13	1072,13
	за здания и сооружения				
9.9.2	Прочие неподконтрольные расходы		204,87	765,45	765,45
	лизинг				
10	Итого расходов	0,00	40 832,22	45 742,41	44 985,67
	из них на ремонт				
11	Расходы долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»)	-	68 330,69	20 775,59	19 068,15
11a	Корректировка подконтрольных расходов		-42,32	-34,41	- 1 669,84
11б	Корректировка неподконтрольных расходов		411,07	775,74	298,34
	Корректировка коммерческий учет				
	Корректировка НВВ содержания		18111,05	19 524,36	17 990,71

11в	Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию		12 338,98	549,36	590,68
11г	Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию		867,04	-348,08	- 312,12
11д	Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов		2 595,88	624,62	2 326,04
12	Корректировка в связи с изменением (неисполнением инвестиционной программы)			-316	- 155,66
13	Экономически-обоснованные доходы		34048,9931		
13	Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	0,00	109 162,91	66 518,00	64 053,81
	в том числе:				
13.1	- электрическая энергия				
13.1.1	производство электроэнергии				
13.1.2	покупная электроэнергия				
13.1.3	передача электроэнергии	0,00	109 162,91	66 518,00	64 053,81
13.2	- тепловая энергия				

НВВ**70 814,66****68 340,24**

Расчет расходов на оплату труда АО "Оборонэнерго" на 2025 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Предложение ОА на 2024 г.	Предложение Минэнерго на 2024 г.	Предложение ОА на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	2	3				
1	Численность					
	Численность ППП	чел.		25	26	25
	Численность ППП+АУП	чел.		31	33	31
2	Средняя оплата труда					
2.1	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.		11 342,36	0,00	12 066,77
2.2	Дефлятор по заработной плате			1,06	0,000	1,05
2.3	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.		12 066,77	0,00	12 645,61
2.4	Средняя ступень оплаты					
2.5	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда	руб.		2,26	0,00	2,26
2.6	Среднемесячная тарифная ставка ППП	руб.	0,00	27270,90	0,00	28579,08
2.7	Выплаты, связанные с режимом работы, с условиями труда 1 работника					
2.7.1	процент выплаты	%		12,00	0,00	12,00
2.7.2	сумма выплат	руб.	0,00	3272,51	0,00	3429,49
2.8	Текущее премирование					
2.8.1	процент выплаты	%		75,00	0,00	75,00
2.8.2	сумма выплат	руб.	0,00	22 907,56	0,00	24 006,43
2.9	Вознаграждение за выслугу лет					
2.9.1	процент выплаты	%				
2.9.2	сумма выплат	руб.				
2.10	Выплаты по итогам года					
2.10.1	процент выплаты	%				
2.10.2	сумма выплат	руб.				
2.11	Выплаты по районному коэффициенту и северные надбавки					
2.11.1	процент выплаты	%				
2.11.2	сумма выплат	руб.				
2.12	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	0,00	53 450,97	0,00	56 015,00
3	Расчет средств на оплату труда ППП (включенного в себестоимость)					
3.1	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.				
3.2	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.				
3.3	Итого средства на оплату труда ППП	тыс. руб.	0,000	19 883,760	21 195,260	20 837,579
4	Расчет средств на оплату труда непромышленного персонала (включенного в балансовую прибыль)					
4.1	Численность, принятая для расчета (базовый период - фактическая)	чел.				
4.2	Среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.				
4.3	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.				
4.4	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.				
4.5	Итого средства на оплату труда непромышленного персонала	тыс. руб.				
5	Расчет по денежным выплатам					
5.1	Численность всего, принятая для расчета	чел.				
5.2	Денежные выплаты на 1 работника	руб.				
5.3	Итого по денежным выплатам	тыс. руб.				
6	Итого средства на потребление	тыс. руб.				
7	Среднемесячный доход на 1 работника	руб.				
8	страховые взносы 30%					
9	Обязательное социальное страхование 0,4%	тыс.руб				

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов
АО "Оборонэнерго" на 2025 год**

тыс.руб.

№ п/п		Предложение ОА на 2024 г.	Предложение Минэнерго на 2024 г.	Предложение ОА на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования				
2	Ввод основных производственных фондов				
3	Выбытие основных производственных фондов				
4	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов				
5	Средняя норма амортизации				
6	Сумма амортизационных отчислений			184,91	2011,66
					2011,66

Таблица П1.21.3

Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу электрической энергии АО "Оборонэнерго" на 2025 год

тыс.руб.

№ п/п	Наименование	Предложение ОА на 2024 г.	Предложение Минэнерго на 2024 г.	Предложение ОА на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	2				
1	Прибыль на развитие производства				
	в том числе:				
	- капитальные вложения			2726,54	2726,54
	ВН				
	CH1				
	CH2				
	НН				
2	Прибыль на социальное развитие		1455,84368	1551,88	1525,68
	в том числе:				
	- капитальные вложения				
3	Прибыль на поощрение				
4	Дивиденды по акциям				
5	Прибыль на прочие цели	0,00	17,11	18,24	17,93
	- % за пользование кредитом				
	- услуги банка		17,1111791	18,24	17,93
	- другие (судебные издержки штрафы)				
6	Прибыль, облагаемая налогом	0,00	1472,95	4296,66	1543,61
7	Налоги, сборы, платежи - всего			45,14	16,28
	в том числе:				
	- на прибыль		558,02	0	0
	ВН				
	CH1				
	CH2				
	НН				
	- на имущество			16,28	16,28
	ВН				
	CH1				
	CH2				
	НН				
	- плата за выбросы загрязняющих веществ				
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (за безвозмездно переданное имущество)			28,86	
8	Прибыль от товарной продукции	0,00	2030,97	4296,66	4286,43
	в том числе:				
	ВН				
	CH1				
	CH2				
	НН				

**Экспертное предложение
по расчету необходимой валовой выручки на долгосрочный период
2025-2029 годов для установления тарифов на услуги по передаче
электроэнергии по распределительным сетям ОАО «РЖД»
в лице филиала «Трансэнерго» СП «СКДЭ».**

I.Основание экспертизы.

ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» письмом от 24.04.2024г. № ИСХ-3475/С-КАВ НТЭ обратилось в Министерство энергетики и тарифов Республики Дагестан с заявлением об установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2025г. (долгосрочный период 2025-2029 гг.), с приложением соответствующих материалов.

ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» письмом от 27.08.2024г. № ИСХ - 7431/С-КАВ НТЭ представило дополнительные материалы к предложениям об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025г. долгосрочного периода 2025-2029 гг.

ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» письмом от 17.10.2024г. № ИСХ - 9181/С-КАВ НТЭ представило дополнительные материалы к предложениям об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025г. долгосрочного периода 2025-2029 гг.

ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» письмом от 21.10.2024г. № ИСХ - 9291/С-КАВ НТЭ представило дополнительные материалы к предложениям об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025г. долгосрочного периода 2025-2029 гг.

В соответствии со ст.19.7.1 КоАП (ФЗ от 31.12.2005 г. №199-ФЗ) организация несёт ответственность за достоверность представленных материалов.

Экспертной группой Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан проведена экспертиза по расчету необходимой валовой выручки для установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» (филиал ОАО РЖД) на 2025г. (долгосрочный период 2024-2025 гг.), с учетом анализа основных технико-экономических показателей за 2023 г.

При проведении экспертизы специалисты отдела руководствовались следующими нормативными актами Российской Федерации:

- Конституцией Российской Федерации, Гражданским, Налоговым кодексами Российской Федерации;
- Федеральным законом Российской Федерации от 26 марта 2003 года №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральным законом «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» от 29.07.1998 № 135-ФЗ (в действующей редакции);
- Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о

внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в действующей редакции);

- Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее Основы ценообразования);

- Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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»;

- Постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденными приказом ФСТ России от 6 августа 2004 года №20-э/2;

- Методическими указаниями по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям утвержденные приказом ФАС России от 27.05.2022 N 412/22 (далее Методические указания) (в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемыми с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой прибыли, утвержденными приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 года №98-э (далее Методические указания);

- Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256(в действующей редакции);

- Методическими указаниями по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26.10.2010 года №254-э/1;

- Методическими указаниями по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых

организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов, утвержденными приказом ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э (в действующей редакции);

– Правилами принятия Федеральной антимонопольной службой решений об определении (установлении) цен (тарифов) и (или) их предельных уровней в сфере деятельности субъектов естественных монополий и иных регулируемых организаций, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.09.2015 № 941 (в действующей редакции);

– Приказом Минэнерго РФ от 13.12.2011г. №585 «Об утверждение порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»;

- Прочими законами и подзаконными актами, методическими разработками в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию.

При проведении экспертизы во внимание принимались все обосновывающие материалы и расчеты, представленные ОАО.

В соответствии с требованиями Основ ценообразования проведены:

1) оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) на 2025г.;

2) оценка финансового состояния организации за предшествующий период, осуществляющей регулируемую деятельность;

3) анализ основных технико-экономических показателей за предшествующий и расчетный периоды регулирования;

4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;

5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;

6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;

7) анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней;

8) анализ соответствия организации **критериям** отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. N 184 "Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям".

Цель экспертизы - выработка рекомендаций по объему экономически обоснованных расходов и предложений по установлению единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Методология работы – экспертиза проводилась методом экономически обоснованных расходов (затрат) на 2025 г. с учетом параметров, установленных в прогнозе социально - экономического развития Российской Федерации на 2025 год, методом по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных расходов, и методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на период 2025-2029 гг.

Результат экспертизы - экспертная оценка экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 г. и плановый период 2025-2029 гг., обеспечение компенсации расходов на услуги по передаче электрической энергии и получение необходимой прибыли.

Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 2010 г., на налоговом учете состоит в межрайонной инспекции ФНС № 25 по Ростовской области с 01.01.2010г.

Реквизиты филиала ОАО «РЖД»:

ИНН – 7708503727, КПП – 7708001001,

почтовый адрес - 344019, РФ, г. Ростов-на-Дону, ул. 14-я линия, д. 45,
тел.: 8(863)259-08-20, сайт - ee@skzd.rzd.ru.

На балансе филиала ОАО «РЖД» находится следующее электротехническое оборудование:

- ПС-110кВ – 5 ед.;
- Однотрансформаторные подстанции 34/0,4 кВ – 21 ед.;
- ТП10/0,4 кВ – 83 ед.;
- ВЛ – 701,45 км;
- КЛ – 33,29 км.

Количество условных единиц, всего 2 313,94 у.е., в том числе:

ВН – 603,00 у.е.; СН1 – 479,09 у.е.; СН2 – 1043,05 у.е.; НН – 188,80у.е

Учет доходов и расходов по видам деятельности

В соответствии с п. 5 Основ ценообразования, регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу, сбыт электрической энергии и технологическое присоединение к электрическим сетям.

2.9. Учет доходов

Формирование в бухгалтерском учете и бухгалтерской (финансовой) отчетности ОАО «РЖД» информации о доходах производится в соответствии с положениями по бухгалтерскому учету «Доходы организации» ПБУ 9/99 и «Учет договоров строительного подряда» (ПБУ 2/2008), утвержденными приказами Минфина России от 6 мая 1999 г. № 32н и от 24 октября 2008 г.

№ 11бн соответственно, с учетом следующих особенностей.

ОАО «РЖД» признает доходы отчетного периода в зависимости от их вида, условий получения и характера своей деятельности доходами от обычных видов деятельности или прочими доходами.

Доходы от обычных видов деятельности ОАО «РЖД» формируются по следующим видам деятельности:

- грузовые перевозки;
- предоставление услуг инфраструктуры;
- предоставление услуг локомотивной тяги;
- пассажирские перевозки в дальнем следовании;
- пассажирские перевозки в пригородном сообщении; ремонт подвижного состава;
- строительство объектов инфраструктуры;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- предоставление услуг социальной сферы;
- прочие виды деятельности.

Доходы от обычных видов деятельности признаются по местам их возникновения и подлежат передаче на отчетную дату по внутрихозяйственным расчетам в вышестоящее подразделение.

Раздельный учет доходов по регулируемым видам деятельности в сфере электроэнергетики, тепло-, водоснабжения и водоотведения осуществляется на статьях доходов классификатора доходов номенклатуры доходов и расходов субъектов естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок.

При государственном регулировании цен и тарифов на продукцию, работы и услуги доходы от обычных видов деятельности ОАО «РЖД» признаются в сумме равной величине установленных государством цен и тарифов.

Доходы, полученные в отчетном периоде, но относящиеся к следующим отчетным периодам, отражаются в составе доходов будущих периодов в порядке, установленном положениями (стандартами) по бухгалтерскому учету.

2.10. Учет расходов

Формирование в бухгалтерском учете и бухгалтерской (финансовой) отчетности ОАО «РЖД» информации о расходах производится в соответствии с положениями по бухгалтерскому учету «Расходы организации» ПБУ 10/99 и «Учет договоров строительного подряда» (ПБУ 2/2008), утвержденными приказами Минфина России от 6 мая 1999 г. № 33н и от 24 октября 2008 г.

№ 11бн соответственно, с учетом следующих особенностей.

ОАО «РЖД» признает расходы отчетного периода в зависимости от их вида, условий осуществления и характера своей деятельности расходами по обычным видам деятельности или прочими расходами.

Расходы по обычным видам деятельности ОАО «РЖД» формируются по следующим видам деятельности;

- грузовые перевозки;
- предоставление услуг инфраструктуры;
- предоставление услуг локомотивной тяги;
- пассажирские перевозки в дальнем следовании;
- пассажирские перевозки в пригородном сообщении;
- ремонт подвижного состава;
- строительство объектов инфраструктуры;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- предоставление услуг социальной сферы;
- прочие виды деятельности.

Раздельный учет расходов по регулируемым видам деятельности в сфере электроэнергетики, тепло-, водоснабжения и водоотведения осуществляется на статьях расходов классификатора расходов номенклатуры доходов и расходов субъектов естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок.

Затраты, связанные с передачей электрической энергии по сетям ОАО «РЖД», подлежащие учету у соответствующего подразделения ОАО «РЖД», определяются в соответствии с Методикой формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «РЖД», утвержденной распоряжением ОАО «РЖД» от 31 декабря 2004 г. № 4418р, с учетом требований номенклатуры доходов и расходов субъектов естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок.

Расходы по обычным видам деятельности признаются по местам их возникновения и в зависимости от отношения к производственному процессу делятся на;

специфические (прямые производственные) расходы; общепроизводственные расходы; общехозяйственные расходы без расходов по содержанию аппарата управления; расходы по содержанию аппарата управления (управленческие расходы); расходы на продажу (комерческие расходы).

Затраты, произведенные в отчетном периоде, но относящиеся к следующим отчетным периодам, отражаются в составе расходов будущих периодов в порядке, установленном положениями (стандартами) по бухгалтерскому учету.

II. Анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» за 2022-2023 гг.

Анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» за 2022 г.

Республиканской службой по тарифам Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» (далее филиал ОАО РЖД) за 2022 г.

Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 2010 г., на налоговом учете состоит в межрайонной инспекции ФНС № 25 по Ростовской области с 01.01.2010г.

Начальник дирекции Карпченко В.И

Реквизиты филиала ОАО «РЖД»:

ИНН – 7708503727, КПП – 7708001001,

почтовый адрес - 344019, РФ, г. Ростов-на-Дону, ул. 14-я линия, д. 45, тел.: 8(863)259-08-20, сайт - ee@skzd.rzd.ru.

Анализ выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности формы 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 за 2022г. и дополнительных материалов представленных для проведения анализа.

Организация несет ответственность за достоверность предоставленной информации.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единими (котловыми) тарифами на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, установленным постановлением РСТ Дагестана от 27.12.2021 г. № 137.

Согласно приказу об учётной политике, филиал ОАО РЖД относит расходы по передаче электрической энергии в соответствии с Методикой формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО РЖД, утвержденной распоряжением ОАО «РЖД» от 07.08.2012г. № 1599 Д, т.е. пропорционально доле полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям от общего объема полезного отпуска по сетям ОАО «РЖД».

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

На балансе филиала ОАО «РЖД» находится следующее электротехническое оборудование:

- ПС-110кВ – 5 ед.;
- Однотрансформаторные подстанции 34/0,4 кВ – 21 ед.;
- ТП10/0,4 кВ – 83 ед.;
- ВЛ – 701,39 км;
- КЛ – 33,20 км.

Количество условных единиц, всего 2 313,52 у.е., в том числе:

ВН – 603,0 у.е.; ЧН1 – 479,09 у.е.; ЧН2 – 1 043,05 у.е.; НН – 188,61 у.е

1.Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии, актов компенсации потерь электроэнергии, актов поставки по единым (котловым) тарифам для конечных потребителей, отчета форма № 46-ЭЭ за 2022 г. показал следующее:

- поступление электрической энергии в сеть по актам оказания услуг по передаче электроэнергии составило 51 072,98 тыс. кВтч, что составляет 115,70 %, от принятого при расчете тарифа.

- фактический полезный отпуск электрической энергии по данным интегральных актов составляет 44 836,97 тыс. кВтч, что составляет 113,34 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- полезный отпуск электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (сальдо-переток) по актам оказания услуг по передаче электроэнергии – 22 971,75 тыс. кВтч, что составляет 128,93 % от принятого при расчете тарифа,

- по конечным потребителям – 21 865,22 тыс. кВтч, что составляет 100,57 %, от принятого при расчете тарифа,

- фактические потери электрической энергии по актам компенсации потерь электроэнергии – 6 236,01 тыс. кВтч, что составляет 12,21% от поступления электрической энергии в сеть при плане 10,48%.

2.Финансовые показатели

Анализ финансовых показателей ОАО выполнен на основе представленной бухгалтерской отчетности по формам №1(бухгалтерский баланс), 2,3,4,5, обязательной статистической отчетности по формам №: 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа.

Выручка ОАО за 2022 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии составила в размере 38 129,22 тыс. руб., что составляет 96,48 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- по единым (котловым) тарифам от конечных потребителей в размере 38 129,22 тыс. руб., что составляет 96,48 %, от принятого при расчете тарифа,

Всего расходы ОАО по регулируемому виду деятельности за 2022 год составили в размере 71 691,16 тыс. руб., что составляет 253,53 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- на оплату услуг сетевых организаций в размере 11 162,87 тыс. руб., что составляет 107,29 %, от принятого при расчете тарифа,

- на покупку энергии на технологические цели (потери) – 13 182,84 тыс. руб., что составляет 144,64 %, от принятого при расчете тарифа,

- расходы на НВВ содержание в размере 58 508,32 тыс. руб., что составляет 305,33 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

1) Превышение фактических расходов над плановыми расходами на передачу электрической энергии составили в размере 23 549,55 тыс. руб., в том числе по статьям:

- вспомогательные материалы	- 2 655,48 тыс. руб.,
в том числе:	
- капитальный ремонт	- 1 685,00 тыс. руб.;
- текущий ремонт	- 55,48 тыс. руб.;
- ГСМ	- 915,00 тыс. руб.
- работы и услуги производственного характера	- 1 295,98 тыс. руб.,
в том числе:	
- тек. ремонт ОС	- 268,00 тыс. руб.;
- обслуживание АСКУЭ	- 745,98 тыс. руб.;
- услуги метрологии	- 135,00 тыс. руб.;
- обслуживание оргтехники	- 9,00 тыс. руб.;
- прочие услуги	- 138,00 тыс. руб.
- затраты на оплату труда	- 8 893,66 тыс. руб.,
- отчисления на социальные нужды	- 2 540,13 тыс. руб.,
- амортизация	- 6 276,92 тыс. руб.;
- прочие расходы, всего	- 1 585,51 тыс. руб.,
в том числе:	
- транспортный налог	- 10,00 тыс. руб.;
- страхование	- 71,99 тыс. руб.;
- услуги вневедомственной охраны	- 482,64 тыс. руб.;
- командировочные	- 342,61 тыс. руб.;
- услуги связи	- 20,80 тыс. руб.;

- обучение и подготовка кадров
- медосмотр
- техобслуживание и ремонт транспорта
- выплаты по нетрудоспособности
- оплата проезда работников
- изобретательство и рационализация
- прочие
- расходы из прибыли
 - в том числе:
 - налог на прибыль
 - расходы по агентскому договору

2) Не полностью освоенные средства составили 757,49 тыс. руб., в том числе по статьям:

- кап. ремонт ОС
- электроэнергия на хоз. нужды
- прочие расходы, всего
 - в том числе:
 - охрана труда ТБ
 - сертификация электроэнергии
 - канцтовары
 - информационные услуги
 - услуги ОАО «ФСК ЕЭС»
- расходы из прибыли
 - в том числе:
 - услуги банка
 - прочие неподконтрольные расходы
 - налог на имущество
 - выплаты по коллективному договору

Убытки ОАО по итогам 2022 г. составили 42 824,16 тыс. руб., которые связаны с расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

Анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» за 2023 г.

Республиканской службой по тарифам Республики Дагестан проведен анализ основных технико-экономических показателей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» (далее филиал ОАО РЖД) за 2023 г.

Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» осуществляет регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии с 2010 г., на налоговом учете состоит в межрайонной инспекции ФНС № 25 по Ростовской области с 01.01.2010г.

Начальник дирекции Карпченко В.И

Реквизиты филиала ОАО «РЖД»:

ИНН – 7708503727, КПП – 7708001001,

почтовый адрес - 344019, РФ, г. Ростов-на-Дону, ул. 14-я линия, д. 45, тел.: 8(863)259-08-20, сайт - ee@skzd.rzd.ru.

Анализ выполнен на основе представленных форм бухгалтерской отчетности: формы № 1 (бухгалтерский баланс), форм № 2, 3, 4, 5, обязательной статистической отчетности формы 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 за 2023г. и дополнительных материалов представленных для проведения анализа.

Организация несет ответственность за достоверность предоставленной информации.

Расчеты с сетевыми организациями и конечными потребителями проводились по индивидуальным тарифам на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями и единими (котловыми) тарифами на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан, установленным приказом Министерства энергетики и тарифов республики Дагестан от 31.01.2023 г. № 45-ОД-10/23.

Согласно приказу об учётной политике, филиал ОАО РЖД относит расходы по передаче электрической энергии в соответствии с Методикой формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО РЖД, утвержденной распоряжением ОАО «РЖД» от 07.08.2012г. № 1599 Д, т.е. пропорционально доле полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям от общего объема полезного отпуска по сетям ОАО «РЖД».

Электроэнергию для компенсации технологического расхода (потерь) в электросетях предприятие покупает у ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

На балансе филиала ОАО «РЖД» находится следующее электротехническое оборудование:

- ПС-110кВ – 5 ед.;
- Однотрансформаторные подстанции 34/0,4 кВ – 21 ед.;
- ТП10/0,4 кВ – 83 ед.;
- ВЛ – 701,46 км;
- КЛ – 33,29 км.

Количество условных единиц, всего 2 313,94 у.е., в том числе:

ВН – 603,00 у.е.; СН1 – 479,09 у.е.; СН2 – 1 043,05 у.е.; НН – 188,80 у.е

1.Основные натуральные показатели

1. Анализ фактического исполнения баланса электрической энергии (мощности) по данным интегральных актов по передаче электроэнергии, актов компенсации потерь электроэнергии, актов поставки по единым (котловым) тарифам для конечных потребителей, отчета форма № 46-ЭЭ за 2023 г. показал следующее:

- поступление электрической энергии в сеть по актам оказания услуг по передаче электроэнергии составило 53 680,87 тыс. кВтч, что составляет 113,04 %, от принятого при расчете тарифа.

- фактический полезный отпуск электрической энергии по данным интегральных актов составляет 47 296,93 тыс. кВтч, что составляет 112,91 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- полезный отпуск электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (сальдо-переток) по актам оказания услуг по передаче электроэнергии – 24 233,09 тыс. кВтч, что составляет 121,77 % от принятого при расчете тарифа,

- по конечным потребителям – 23 063,83 тыс. кВтч, что составляет 104,88 %, от принятого при расчете тарифа,

- фактические потери электрической энергии по актам компенсации потерь электроэнергии – 6 561,42 тыс. кВтч, что составляет 12,18% от поступления электрической энергии в сеть при плане 12,21%.

2.Финансовые показатели

Анализ финансовых показателей ОАО выполнен на основе представленной бухгалтерской отчетности по формам №1(бухгалтерский баланс), 2,3,4,5, обязательной статистической отчетности по формам №: 5-з, П-4, 1-П, Ф-11 и дополнительных материалов, представленных для проведения анализа.

Выручка ОАО за 2023 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электроэнергии составила в размере 57 009,21 тыс. руб., что составляет 105,52 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- по единым (котловым) тарифам от конечных потребителей в размере 47 498,69 тыс. руб., что составляет 102,85 %, от принятого при расчете тарифа,

- от ПАО «Россети Северный Кавказ» в размере 9 510,52 тыс. руб., что составляет 121,26 %, от принятого при расчете тарифа.

Всего расходы ОАО по регулируемому виду деятельности за 2023 год составили в размере 89 627,73 тыс. руб., что составляет 165,90 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

- на покупку энергии на технологические цели (потери) – 17 142,24 тыс. руб., что составляет 129,75 %, от принятого при расчете тарифа,

- расходы на НВВ содержание в размере 72 485,49 тыс. руб., что составляет 177,60 %, от принятого при расчете тарифа, в том числе:

1) Превышение фактических расходов над плановыми расходами на передачу электрической энергии составили в размере 35 324,32 тыс. руб., в том числе по статьям:

- | | |
|---|--|
| - вспомогательные материалы
в том числе:
- текущий ремонт
- ГСМ | - 5 417,18 тыс. руб.,

- 3 707,18 тыс. руб.;
- 1 710,00 тыс. руб. |
| - работы и услуги производственного характера
в том числе:
- тек. ремонт ОС
- обслуживание АСКУЭ
- услуги метрологии
- обслуживание оргтехники | - 2 032,82 тыс. руб.,

- 319,00 тыс. руб.;
- 1 631,82 тыс. руб.;
- 62,00 тыс. руб.;
- 20,00 тыс. руб. |
| - электроэнергия на хоз. нужды
- затраты на оплату труда
- отчисления на социальные нужды
- амортизация
- прочие расходы, всего | - 717,72 тыс. руб.,
- 13 616,61 тыс. руб.,
- 3 900,40 тыс. руб.,
- 9 687,94 тыс. руб.,
- 1 667,37 тыс. руб., |
| в том числе:
- транспортный налог
- страхование
- услуги вневедомственной охраны
- командировочные
- услуги связи
- обучение и подготовка кадров
- медосмотр
- техобслуживание и ремонт транспорта
- выплаты по нетрудоспособности
- оплата проезда работников
- изобретательство и рационализация
- оплата услуг ФСК | - 2,56 тыс. руб.;
- 86,19 тыс. руб.;
- 705,11 тыс. руб.;
- 440,06 тыс. руб.;
- 22,86 тыс. руб.;
- 117,51 тыс. руб.;
- 181,12 тыс. руб.;
- 3,00 тыс. руб.;
- 53,89 тыс. руб.;
- 16,00 тыс. руб.;
- 16,00 тыс. руб.;
- 23,05 тыс. руб.
- 317,10 тыс. руб., |
| - расходы из прибыли
в том числе:
- налог на прибыль
- расходы по агентскому договору
- путевки и выплаты по кол. договору | - 8,20 тыс. руб.;
- 238,00 тыс. руб.;
- 70,90 тыс. руб. |

2) Не полностью освоенные средства составили 2 726,89 тыс. руб., в том числе по статьям:

- | | |
|--|---|
| - вспомогательные материалы
в том числе:
- кап. ремонт ОС
- сертификация электроэнергии | - 2 635,00 тыс. руб.,

- 2 556,92 тыс. руб.,
- 78,08 тыс. руб. |
| - прочие расходы, всего
в том числе: | - 28,33 тыс. руб., |

- охрана труда ТБ	- 2,84 тыс. руб.;
- канцтовары	- 13,91 тыс. руб.;
- информационные услуги	- 3,44 тыс. руб.;
- пожарная безопасность	- 8,14 тыс. руб.
- расходы из прибыли	- 63,55 тыс. руб.,
в том числе:	
- услуги банка	- 53,55 тыс. руб.;
- налог на имущество	- 10,00 тыс. руб.

Убытки ОАО по итогам 2023 г. составили 32 618,52 тыс. руб., которые связаны с расходами, не предусмотренными тарифными решениями.

Учитывая вышеизложенное, эксперты отмечают, что при условии недопущения перерасхода средств, не предусмотренных тарифными решениями, принятая по расчету необходимая валовая выручка достаточна для осуществления регулируемого вида деятельности.

III. Расчет необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей ОАО «РЖД» филиал «Трансэнерго» СП «СКДЭ» на 2025 год.

Необходимая валовая выручка (далее НВВ) на услуги по передаче электрической энергии, рассчитана с применением метода экономически обоснованных расходов на 2025 год согласно Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном рынке, утвержденным приказом ФСТ России от 6 августа 2004 года №20-э/2 и Методическими указаниями по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов, утвержденными приказом ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э (в действующей редакции).

На 2025-2029 гг., НВВ рассчитана методом долгосрочной индексации в соответствии с требованиями Методических указаний по расчету регулируемых тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки утвержденных приказом ФСТ России от 17.02.2012 N 98-э (далее Методические указания).

Расчет приведен в таблицах № П.1.15, № П.1.16, № П.1.17, № П.1.21.3 и приложениях № 1-6

Таблица № П.1.15

2. Вспомогательные материалы.

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 6 488,16 тыс.руб., в том числе:

- прочие расходы на инструменты и материалы в размере 4 534,25 тыс.руб.;
- ГСМ в размере 1 953,51 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 5 891,00 тыс.руб., в том числе:

- на прочие расходы на инструменты и материалы в размере 3 164,00 тыс.руб.;
- на ГСМ в размере 1 710,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 422,89 тыс.руб., в том числе:

- на текущий ремонт в размере 502,93 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- расчет на приобретение спецодежды;
- расчет фактических расходов на ГСМ;
- расшифровка расчета инструментов и материалов по договорам заключенным на торговых площадках.

Эксперты предлагают, учесть расходы на вспомогательные материалы в размере 7 959,29 тыс.руб., в том числе:

- прочие расходы на инструменты и материалы в размере 6 005,38 тыс.руб., с учетом перенесенных из амортизации расходов на спецодежду в размере 1 526,21 тыс.руб.;
- ГСМ в размере 1 953,51 тыс.руб., так как цена на ГСМ ниже статистических данных Дагстат.

$$6\ 005,38 + 1953,51 = 7\ 959,29 \text{ тыс.руб.}$$

3.«Работы и услуги производственного характера»

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 29 428,46 тыс.руб., в том числе:

- на капитальный ремонт ОС в размере 21 740,16 тыс.руб.;
- обслуживание и ремонт зданий, сооружений автотранспорта в размере 364,64 тыс.руб.;
- охрана труда в размере 10,28 тыс.руб.;
- обслуживание АИСКУЭ в размере 2 448,54 тыс.руб.;

- метрология в размере 70,84 тыс.руб.;
- установка приборов учета в размере 3 670,79 тыс.руб.;
- сервисное обслуживание оргтехники в размере 22,8 тыс.руб.;
- уборка производственных помещений в размере 153,11 тыс.руб.;
- сертификация электрической энергии в размере 947,25 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- акты обследования объектов основных средств;
- акты о продлении назначенного срока службы объектов основных средств;
 - локальные сметы на проведение капитального ремонта объектов основных средств;
 - инвентарные карточки учета объектов;
 - план-график капитального ремонта электросетевого хозяйства на 2025-2029гг.;
 - расчет фактических затрат на обслуживание и ремонт зданий, сооружений автотранспорта по договорам заключенным в результате проведенным открытым аукционам № 2030/ОКЭ-ЦАТ/22/6/1 от 30.12.2022г., № 4720/ОАЭ-ТЭ/22/1/1 от 05.12.2022г.;
 - расшифровка фактических расходов по обслуживанию АИИС КУЭ;
 - договор № 1339/ОКЭ-ТЭ/21/1/1 от 25.02.2022 г. проведенный по торгам;
 - протокол заседания конкурсной комиссии;
 - акт сдачи/приемки услуг по договор № 1339/ОКЭ-ТЭ/21/1/1 от 25.02.2022 г.;
 - расшифровка фактических расходов по метрологическому обследованию;
 - договор № 296/ОКЭ-ТЭ/22/3/1 от 29.04.2022 г. проведенный по торгам;
 - протокол заседания конкурсной комиссии;
 - акт сдачи/приемки услуг по договор № 296/ОКЭ-ТЭ/22/3/1 от 29.04.2022 г.;
 - договор № 5263289 от 04.05.2023 г., с ООО ФБУ «Дагестанский ЦСМ» на оказание услуг метрологических по проверке средств измерения;
 - коммерческие предложения по приборам учета;
 - акты обследования приборов учета;
 - план установки приборов учета на 2025-2029гг.;
 - ведомость расчета текущей стоимости;
 - письмо ФСТ по сертификации электроэнергии от 17.017.2012 г. № ЕП-5560/12;
- письмо Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) по сертификации электроэнергии от 30.10.2012 г. № 120/30-2577;

- расшифровка фактических расходов по сертификации электроэнергии;
- расшифровка фактических расходов по проведению инспекционного контроля за сертификацией электроэнергии;
- договор 131/ОКЭ-ТЭ/21/1/1 от 09.06.2021 г. по сертификации электроэнергии;
- протокол заседания конкурсной комиссии;
- акты сдачи/приемки услуг;
- сертификат соответствия;
- решение органа по сертификации электроэнергии;

Фактические расходы за 2023 год составили 7 736,00 тыс.руб., в том числе:

- капитальный ремонт ОС в размере 4 591,00 тыс.руб.;
- обслуживание и ремонт зданий, сооружений автотранспорта в размере 319,00 тыс.руб.;
- охрана труда в размере 9,00 тыс.руб.;
- обслуживание АИСКУЭ в размере 2 145,00 тыс.руб.;
- метрология в размере 62,00 тыс.руб.;
- обслуживание и ремонт оргтехники в размере 20,00 тыс.руб.;
- уборка производственных помещений в размере 134,00 тыс.руб.;
- на сертификацию электрической энергии в размере 456,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 3 825,62 тыс.руб., в том числе:

- на капитальный ремонт ОС в размере 2 714,02 тыс.руб.;
- на обслуживание АИСКУЭ в размере 544,71 тыс.руб.;
- на сертификацию электрической энергии в размере 566,90 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы на работы и услуги производственного характера в размере 13 775,37 тыс.руб., в том числе:

- на капитальный ремонт ОС в размере 9 764,80 тыс.руб., с учетом доли затрат на передачу электрической энергии 45,48%.;
- обслуживание и ремонт зданий, сооружений автотранспорта в размере 364,64 тыс.руб.;
- охрана труда в размере 10,28 тыс.руб.;
- обслуживание АИСКУЭ в размере 2 448,54 тыс.руб., так как предлагаемая сумма ниже расчетной.;
- метрология в размере 59,07 тыс.руб.;
- установка приборов учета в размере 237,20 тыс.руб., с распределением затрат на 2025-2029гг. и ценами по приказу Министерства энергетики и тарифов от 19.12.23г. №45-ОД-294/23;
- сервисное обслуживание оргтехники в размере 22,80 тыс.руб.;
- уборка производственных помещений в размере 0,00 тыс.руб.;
- сертификация электрической энергии в размере 868,12 тыс.руб.

$9\ 764,80 + 364,64 + 10,28 + 2\ 448,54 + 59,07 + 237,20 + 22,80 + 0,00 + 868,12$
= 13 775,37 тыс.руб.

5. «Электроэнергия на хозяйствственные нужды»

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 1 607,65 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- расчет расходов на электроэнергию на хозяйствственные нужды;
- расшифровка объемов расхода электроэнергии по структурным подразделениям;
- отчет о покупке по договорам с поставщиками электроэнергии;
- договор купли-продажи электрической энергии (мощности) от 30.08.2005 г. № 160/011-Р/128д-05;
- реестр счетов-фактур и актов по покупке электрической энергии;
- счета-фактуры и акты приема-передачи электрической энергии (мощности);
- реестр платежных поручений по покупке электрической энергии;
- платежные поручения по покупке электрической энергии;
- помесячная расшифровка объемов расхода электроэнергии по структурным подразделениям.

Фактические расходы за 2023 год составили 1 389,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 712,20 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты электроэнергии на хозяйственные нужды по предложению ОАО в размере 1 607,65 тыс.руб., в связи с тем что по расчетам экспертов затраты выше предлагаемых ОАО.

6. «Затраты на оплату труда» (таблица П1.16).

По предложению ОАО расходы на 2025 год составили 34 172,72 тыс.руб., при численности 41 чел. и среднемесячной оплаты труда на одного работника 69 456,75 руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 27 128,00 тыс.руб., при численности 41 чел. и среднемесячной оплаты труда на одного работника 53 825,40 руб.

Плановые расходы на 2024 год составили 14 341,52 тыс.руб., при численности 42 чел. и среднемесячной оплаты труда на одного работника 28 641,96 руб.

Эксперты предлагают учесть:

6.1. Численность персонала.

Численность персонала для расчета предлагается учесть по предложению ОАО в количестве 41 чел.

6.2. Ступень оплаты труда.

Среднюю ступень оплаты труда ППП предлагается учесть на уровне 7 разряда, соответственно средний тарифный коэффициент 2,50.

6.3. Тарифная ставка

Эксперты предлагают учесть тарифную ставку рабочего первого разряда, с учетом Отраслевого тарифного соглашения в электроэнергетике РФ на 2022-2024 гг., с учетом ИПЦ МЭР РФ на 2024-2025 гг. в размере 1,080 и 1,058.

В связи с выше изложенным эксперты предлагают для расчета затрат на оплату труда принять среднюю тарифную ставку рабочего первого разряда на 2025 год в размере 11 892,96 руб.

$$11\ 892,96 \times 1,080 = 12\ 582,75 \text{ руб.}$$

Среднемесячная ставка ППП с учетом средней ступени оплаты труда составить $11\ 892,96 \times 2,5 = 31\ 456,88$ руб.

Среднемесячная заработная плата с учетом всех выплат составит 57 526,77 руб.

Эксперты предлагают, учесть фонд оплаты труда в размере 28 303,17 тыс.руб., с учетом предлагаемой численности ОАО на 2025 г. в количестве 41 чел. и среднемесячной зарплаты 57 526,77 руб.

Итого расходы на оплату труда предлагается учесть в размере 28 303,17 тыс.руб.

$$(57\ 526,77 \text{ руб.} \times 41 \text{ чел.} \times 12 \text{ мес.}) / 1000 = 28\ 303,17 \text{ тыс.руб.}$$

7. «Обязательное социальное страхование»

(вступило в действие с 01.01.2010г. вместо единого социального налога (ЕСН) на основании Федерального закона от 24.07.2009г. №212-ФЗ)

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 г., составили 4 359,82 тыс. руб.

Эксперты предлагают учесть отчисления на социальные нужды в размере **8 490,95 тыс. руб.:**

$$28\ 303,17 \text{ тыс. руб.} \times 0,30 = \mathbf{8\ 490,95} \text{ тыс. руб.}$$

8. «Амортизация основных средств»

Фактические расходы за 2023 год составили 13 239,22 тыс.руб.

По предложению ОАО на 2025 год расходы на амортизацию основных средств составили 12 384,66 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 11 576,00 тыс.руб. Эксперты предлагают, учесть расходы на амортизацию основных средств в размере 10 858,45 тыс.руб., с исключением из амортизации спецодежды СИЗ в размере 1 526,21 и переноса их в операционные расходы, с учетом

максимального срока полезного использования активов (в соответствии с ПП РФ от 11.06.2014 г. №542 и ПП РФ от 29.12.2011 г.№1178 по представленной ведомости амортизации основных средств, отнесенных на осуществление передачи электрической энергии по сетям филиала ОАО РЖД по факту 2023 г.

$$12\ 384,66 \text{ тыс.руб.} - 1\ 526,21 \text{ тыс.руб.} = \mathbf{10\ 858,45 \text{ тыс.руб.}}$$

9. Прочие затраты

Расчеты приведены в табл.П1.15 и приложении № 4.

9.2. Средства на страхование.

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 102,84 тыс.руб.,

В качестве обоснования представлены страховые полюса.

Фактические расходы за 2023 год составили 90,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 4,47 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты по предложению в размере 102,84 тыс.руб.

9.4. Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи)

9.4.2. Налог на пользователей автодорог

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 8,00 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- копия налоговой декларации по транспортному налогу за 2023г.,
- расшифровка транспортного налога.

Фактические расходы за 2023 год составили 8,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 10,00 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы на транспортный налог по предложению ОАО в размере 8,00 тыс.руб.

9.8. Другие затраты относимые на себестоимость продукции

9.8.2.Оплата работ и услуг сторонних организаций

9.8.2.1.Услуги связи

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 31,99 тыс.руб.

В качестве обоснования представлен договор с ООО «Оптика-ТелеКом» № 411/20 от 01.03.2020 г., и акты к договору.

Фактические расходы за 2023 год составили 28,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 5,77 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на услуги связи по предложению ОАО на 2025 год в размере 31,99 тыс.руб.

9.8.2.2.Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства

9.8.2.2.1.Расходы на услуги вневедомственной охраны

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 891,26 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены договора:

- договор №447/ОАЭ/23/1/1 от 27.03.2023 г. с ООО ЧОП «СИСТЕМА» заключенный по открытому аукциону,
- договор №672/ОАЭ/22/1/1 от 18.03.2022 г. с ООО ЧОО «СКИФ» заключенный по открытому аукциону,
- акты о выполненных работах по договорам.

Фактические расходы за 2023 год составили 780,00 тыс.руб.

Расходы учтенные в НВВ на 2024 год составили 66,79 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на услуги вневедомственной охраны в размере 890,85 тыс.руб.

9.8.2.2.2.Расходы на услуги коммунального хозяйства

По предложению ОАО на 2025 год расходы составляют 4,58 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены договора:

- договор № 4/000171/A/-РО от 14.04.2023 г. с МБУ «Махачкала-1» на предоставление услуг по обращению с твердыми коммунальными отходами;

Фактические расходы за 2023 год составили 4,00 тыс.руб.

Расходы учтенные в НВВ на 2024 год составили 12,70 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на услуги коммунального хозяйства по предложению ОАО на 2025 год в размере 4,58 тыс.руб.

9.8.2.3.Расходы на юридические и информационные услуги

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 2,29 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 2,0 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 5,77 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на юридические и информационные услуги по предложению ОАО на 2020 год в размере 2,29 тыс.руб.

9.8.2.4. Прочие услуги сторонних организаций

По предложению ОАО на 2022 год расходы составили 798,35 тыс.руб. в том числе:

- расходы на проживание вне места жительства работникам постоянно работающим в пути следования – работники, имеющие разъездной характер работы в размере 629,59 тыс.руб.;
- оплата услуг ФСК в размере 128,77 тыс.руб.;

- оплата работникам за проезд в размере 18,28 тыс.руб.;
 - обслуживание и текущий ремонт здания в размере 3,43 тыс.руб.;
 - изобретательство и рационализация в размере 18,28 тыс.руб.
- Эксперты предлагают не учитывать затраты по вышеизложенным расходам на 2025 г.

9.8.3. Расходы на командировки и представительские

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 540,47 тыс.руб.

В качестве обоснования представлена расшифровка расходов по авансовым платежам.

Фактические расходы за 2023 год составили 473,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 34,96 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на командировки в размере 463,74 тыс.руб.

9.8.4. Расходы на подготовку кадров

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 171,40 тыс.руб.

В качестве обоснования представлен договор № 5247921 от 12.04.2023 г. с Махачкалинским филиалом Московского автомобильно-дорожного государственного технического университета (МАДИ) на предоставление образовательных услуг, акты оказания услуг.

Фактические расходы за 2023 год составили 150,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 34,38 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на подготовку кадров в размере 114,29 тыс.руб.

9.8.5. Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 316,51 тыс.руб., в том числе:

- медицинский осмотр в размере 290,23 тыс.руб.,
- мероприятия по охране труда и ТБ в размере 5,71 тыс.руб.,
- пожарная безопасность в размере 20,57 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены договора:

- договор №5172767 от 08.02.2023 г., с ГБУ « Карабудахкентская центральная районная больница», акты оказания услуг;
- договор №5172918 от 08.02.2023 г., с ГБУ « Каякентская центральная районная больница», акты оказания услуг;
- договор №5263240 от 05.05.2023 г., с ЧУЗ «КБ РЖД-Медицина», акты оказания услуг;
- договор №5087987 от 26.12.2022 г., с ЧУЗ «КБ РЖД-Медицина», акты оказания услуг;

Фактические расходы за 2023 год составили 277,00 тыс.руб., в том числе:

- медицинский осмотр в размере 254,00 тыс.руб.,
- мероприятия по охране труда и ТБ в размере 5,00 тыс.руб.,
- пожарная безопасность в размере 18,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 94,32 тыс.руб., в том числе:

- медицинский осмотр в размере 77,36 тыс.руб.,
- мероприятия по охране труда и ТБ в размере 8,32 тыс.руб.,
- пожарная безопасность в размере 8,64 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы по обеспечению нормальных условий труда и мер по технике безопасности по в размере 219,33 тыс.руб., в том числе:

- медицинский осмотр в размере 193,05 тыс.руб.,
- мероприятия по охране труда и ТБ в размере 5,71 тыс.руб.,
- пожарная безопасность в размере 20,57 тыс.руб.

9.8.6. Другие прочие расходы

9.8.6.2. Выплаты пособия по временной нетрудоспособности

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 133,70 тыс.руб.
Фактические расходы за 2023 год составили 117,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 66,98 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы в размере 133,70 тыс.руб.

10. Расчет балансовой прибыли (Таблица № П.1.21.3)

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 238,72 тыс.руб.
Фактические расходы за 2023 год составили 211,79 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 1 591,40 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть прибыль от товарной продукции в размере 238,72 тыс.руб., в том числе:

1. Подконтрольные расходы из прибыли

Эксперты предлагают, учесть расходы по статье в размере 172,57 тыс.руб., в том числе:

5. Прибыль на прочие цели, в том числе:

- услуги банка

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 7,40 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 6,48 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 63,72 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты на услуги банка по предложению ОАО в размере 7,40 тыс.руб.

- другие (с расшифровкой)

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 165,17 тыс.руб. в том числе;

- путевки работникам и их детям в размере 28,99 тыс.руб.,
- прочие выплаты по коллективному договору в размере 136,18 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 144,55 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 78,18 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть затраты по предложению ОАО в размере 165,17 тыс.руб.

2. Неподконтрольные расходы из прибыли

6. Налоги, сборы, платежи, в том числе:

Налог на прибыль

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 43,14 тыс.руб.

Фактические расходы за 2023 год составили 37,76 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 300,34 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть налог на прибыль по предложению ОАО в размере 43,14 тыс.руб.

Налог на имущество

По предложению ОАО на 2025 год расходы составили 23,00 тыс.руб.

В качестве обоснования представлены:

- копия налоговой декларации по налогу на имущество за 2023г.,
- расшифровка налога на имущество по ставкам 1,6% и 2,2%,
- расчет налога на имущество.

Фактические расходы за 2023 год составили 23,00 тыс.руб.

Расходы, учтенные в НВВ на 2024 год составили 26,00 тыс.руб.

Эксперты предлагают, учесть расходы на налог на имущество по предложению ОАО в размере 23,00 тыс.руб.

ИТОГО неподконтрольные расходы составили:

$$HP_{2025} = 19\ 423,54 \text{ тыс. руб.}$$

Выпадающие доходы за исключением выпадающих доходов, учтенных по п.87 Основ ценообразования

B_i (B_{2025}) – расходы i-го года (2025 года) долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со

знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2023 года) долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования, , определяется по формуле:

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \times (1 + I_{i-1}) \times (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}$$

где:

$B_i^{\text{инд}}$ – расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.),

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-ый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год,

I_{i-1} – индекс потребительских цен, определенный на i-1 год,

$B_i^{\text{распред}}$ - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39](#) Основ ценообразования.

3.1. Расчет недополученного дохода, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком "минус")

Указанные расходы определяются следующим образом:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta PR_i + \Delta HR_i + \Delta Y_i + \Delta HVB_i + PO_i$$

где:

$\Delta\text{ПР}_i$ - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов;

$\Delta\text{НР}_i$ - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

$\Delta\text{У}_i$ - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального [закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ](#) "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу [постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246](#) "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения;

$\Delta\text{НВВ}^{cod}_i$ - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

ПО_i - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.

3.1.1 Корректировка подконтрольных расходов

$\Delta\text{ПР}_i$ - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется следующим образом:

$$\Delta\text{ПР}_i = \text{ПР}_{i-3} \times (K_{uhdi-2}^\phi - K_{uhdi-2})$$

$$K_{uhdi-2}^\phi = (1 - X_{i-2}) \times (1 + I_{i-2}^\phi) \times (1 + ИКА_{i-2}^\phi)$$

$$\text{ИКА}_{i-2}^\phi = \frac{YE_{i-2}^\phi - YE_{i-3}^\phi}{YE_{i-3}^\phi};$$

ПР_{i-3} - подконтрольные расходы за 2022г. – 17 834,31 тыс. руб.;

X_{i-2} – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах – 1%;

I_{i-2}^ϕ - фактические значения индекса потребительских цен в году $i-2$ – 5,9%;

YE_{i-2}^{ϕ} - фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации в 2023 г. долгосрочного периода регулирования – 2 313,53;

YE_{i-3}^{ϕ} - фактическое количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации в 2022 г. долгосрочного периода регулирования – 2 313,90;

$$\Delta PR_{25} = 17\ 834,31 \times (1,049 - 1,047) = 35,31 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta PR_{25} = 19,89 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.2 Корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям:

$$\begin{aligned}\Delta Y &= Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2}, \\ \Delta Y &= 0,00 - 0,00 = - 524,35 \text{ тыс. руб.}\end{aligned}$$

$Y_{i-2}, Y_{i-2}^{\text{факт}}$ - плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

3.1.3 Корректировка неподконтрольных расходов

ΔHP_i – корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра $i = 2025$ г., $i - 2 = 2023$ г.:

$$\Delta HP_i = HP_{i-2}^{\text{расх. факт}} - HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$$

$HP_{i-2}^{\text{расх. факт}}$ – фактическая величина неподконтрольных расходов,
 $HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$ – плановая величина неподконтрольных расходов.

Эксперты предлагают учесть выпадающие доходы по неподконтрольным расходам на 2025 г. в размере 596,41 тыс. руб.:

тыс. руб.

№	Статья затрат	План 2023г.	Факт 2023г.
1	отчисления на социальные нужды	3 877,10	3 909,10
2	амortизация	12 698,86	13 239,22

3	оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	103,57	126,62
4	налог на имущество	33,00	23,00
5	транспортный налог	5,34	7,90
6	налог на прибыль	29,56	37,76
7	сертификация электроэнергии	372,77	373,00
	Итого	17 120,19	17 716,61

$$\Delta HP_{24} = 17 120,19 - 17 716,61 = 596,41 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.4 Корректировка необходимой валовой выручки

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности осуществляется по формуле:

$$\Delta HVB_i^{cod} = HVB_{i-2}^{cod} - HVB_{i-2}^{\phi},$$

HVB_{i-2}^{cod} - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на год 2023 г. – 54 024,45 тыс. руб.,

HVB_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год i-2 (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год 2023 г. HVB_{23}^{ϕ} – 57 009,21 тыс. руб.:

$$57 009,21 - 0,00 = 57 009,21 \text{ тыс. руб.},$$

где:

57 009,21 тыс. руб. – фактическая выручка за 2023 г. от конечных потребителей,

0,00 тыс. руб. – фактические расходы по оплате услуг сетевых организаций за 2023 г.,

$$\Delta HVB_{25}^{cod} = 54 024,45 - 57 009,21 = - 2 984,76 \text{ тыс. руб.}$$

3.1.5 Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь, рассчитанной в соответствии с Методическими указаниями по формуле:

$$PO_i = \min\left(\Pi_{i-2}^{\text{факт}}; N_{i-2} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{ОТП.факт}}\right) \times \mathcal{C}\Pi_{i-2}^{\text{факт}} - \mathcal{E}_{i-2}^{\text{ОТП.план}} \times N_{i-2} \times \mathcal{C}\Pi_{i-2};$$

где:

ПО_i- корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на компенсацию покупки нормативных потерь;

$\Pi_{i-2}^{\text{факт}}$ – величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2 = 6 531,42 тыс. кВт. ч. на 2023 г.;

$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{ОТП.факт}}$ – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2) - том году долгосрочного периода регулирования – 53 858,34 тыс. кВт.ч. на 2023 г.;

$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{ОТП.план}}$ – плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2) - том году долгосрочного периода регулирования – 47 715,00 тыс. кВт.ч. на 2023 г.;

ЦП_{i-2} – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям году i-2 = 2 268,42 руб. на 2023 г.;

ЦП_{i-2}^{факт} – фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2 = 2 612,58 руб. на 2023 г.;

N_{i-2} - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год (i-2), в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования = 12,21%.

$$\text{ПО}_{25\text{год}} = \min(\Pi_{23\text{год}}^{\text{факт}}; N_{23\text{год}} \times \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.факт}}) \times \text{ЦП}_{23\text{год}}^{\text{факт}} - \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.план}} \times N_{23\text{год}} \times \text{ЦП}_{23\text{год}};$$

$$\Pi_{23\text{год}}^{\text{факт}} = 6 561,42 \text{ тыс. кВтч.}$$

$$N_{23\text{год}} \times \mathcal{E}_{23\text{год}}^{\text{ОТП.факт}} = 53 858,34 * 12,21\% = 6 576,10 \text{ тыс. кВт. ч.}$$

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{25\text{год}} &= 6 561,42 \times 2 612,58 - 47 715,00 \times 12,21\% \times 2 268,42 \\ &= 3 926,41 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\text{ПО}_{25\text{г.}} = 3 926,41 \text{ тыс. руб.}$$

Итого недополученный доход, связанного с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученный избыток (со знаком "минус"):

$$\begin{aligned} B_{25}^{\text{ннд}} &= \Delta PR_{25} + \Delta HP_{25} + \Delta Y_{25} + \Delta HBB_{25}^{\text{сод}} + PO_{25} = 35,31 + 596,41 + \\ &0,00 + (-2 984,770 + 3 926,41) = 1 573,36 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

3.2. Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год.

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й 2022 год.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 HP_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{IP_{i-2}^{\text{факт}}}{IP_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

$HP_{i-2}^{\text{ИП}}$ – 6 683,00 тыс. руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2022 году;

$IP_{i-2}^{\text{заяв}}$ – 6 683,40 тыс. руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы АО на 2022 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утвержденной в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам));

$IP_{i-2}^{\text{факт}}$ – 6 683,40 тыс. руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы АО за 2022 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) в году (i-2) долгосрочного периода регулирования;

$$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 6 683,00 * \left(\frac{6 683,40}{6 683,40} - 1 \right) - 0 = - 0,41 \text{ тыс. руб.}$$

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й 2023 год.

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 HP_{i-2}^{\text{ИП}} * \left(\frac{IP_{i-2}^{\text{факт}}}{IP_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}}$$

$HP_{i-2}^{\text{ИП}}$ – 12 699,00 тыс. руб., расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2023 году;

$IP_{i-2}^{\text{заяв}}$ – 12 698,86 тыс. руб., плановый размер финансирования инвестиционной программы АО на 2023 год, в соответствии с Инвестиционной программой, утвержденной в установленном порядке, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

$ИП_{i-2}^{\text{факт}} = 0,00$ тыс. руб., объем фактического финансирования инвестиционной программы АО за 2023 год, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования;

$$B_{i-2(9\text{мес})}^{\text{коррИП}} = 0,00 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{i-1}^{\text{коррИП}} = 12\,699,00 * \left(\frac{0,00}{12698,86} - 1 \right) - 0 = -12\,698,76 \text{ тыс. руб.}$$

$B_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на 2025 год долгосрочного периода регулирования, исходя из суммарных плановых и фактических показателей финансирования мероприятий инвестиционных программ на 2022 - 2023 годы:

$$B_i^{\text{коррИП}} = -12\,698,17 \text{ тыс. руб.}$$

3.3. Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования в целях сглаживания изменения тарифов вследствие исключения необоснованных доходов и расходов

$B_i^{\text{распред}}$ не определяется для территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, за исключением результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно [абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования](#).

Итого расходы 2025 г. долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года (2025 г.) долгосрочного периода регулирования составят:

$$B_{25} = (1\,573,36 - 12\,698,76) \times 1,080 \times 1,058 + 0 = 12\,712,80 \text{ тыс. руб.}$$

4. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г.

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых ОАО для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на 2025 г. долгосрочного периода регулирования, рассчитаны экспертами в размере **60 492,38 тыс. руб.**, в том числе:

- | | |
|--|----------------------------------|
| - операционные расходы | – 53 781,64 тыс. руб.; |
| - неподконтрольные расходы | – 19 423,54 тыс. руб.; |
| - корректировка НВВ, связанная с компенсацией расходов (со знаком «минус») | - (- 12 712,80) тыс. руб. |

5. Расчёт понижающего (повышающего) коэффициента

$$КНК_i = K_{обi} * \Pi_{корi},$$

где:

$K_{обi}$ – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i (2021 г), определяемый в процентах в соответствии с [Методическими указаниями](#) по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными [приказом](#) ФСТ России от 26 октября 2010 г. № 254-э/1 (зарегистрирован Министром России 13 ноября 2010 г., регистрационный N 18951);

$K_{обi}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в году i , используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее обобщенный показатель), который определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электронной сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. №1256.

$\Pi_{корi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый начиная с 2013 г. **2 %.**

$K_{обi}$ на 2025 г. принимается равным **- 1,2%**, так как плановые показатели утверждены на 2025-2029 гг.

$$КНК_i (КНК_{2025}) = - 0,6 * 2 \% = -1,2 \%$$

6. Необходимая валовая выручка (НВВ) на 2025 г. с учётом КНК

Из приведенных выше расчетов следует, что объем финансовых средств, необходимых ОАО для осуществления деятельности по передаче электрической энергии на период регулирования 2025 год с учётом понижающего (повышающего) коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку ОАО с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг), рассчитан экспертами в размере **67 961,92 тыс. руб.**

$$\text{НВВ}_{2025}^{\text{сод}} = 53\,781,64 + 19\,423,54 + (-12\,712,80) + 0,00 + 0,00 + 0,00 + (-489,75) = 60\,002,63 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НВВ}_{2025}^{\text{сод}} = \mathbf{60\,002,63} \text{ тыс. руб.}$$

Расчет долгосрочных параметров регулирования на период 2025-2029 гг. приведен в приложении № 6

Показатели	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Итого НВВ на содержание сетей	тыс. руб.	60 492,38	76 427,52	79 583,84	82 885,22	86 355,14
Итого НВВ на содержание сетей с учётом коэффициента надёжности и качества КНК =-1,2%	тыс. руб.	60 002,63	76 427,52	79 583,84	82 885,22	86 355,14

7. Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год.

Поступление электрической энергии в сеть – 106,452 млн. кВтч.

Полезный отпуск электрической энергии – 26,022 млн. кВтч.

Потери электроэнергии в сети – 6,5408 млн. кВтч.

то же в % – 11,52 %

$$\text{НВВ}_{2025}^{\text{пот}} = \mathcal{E}_{2025}^{\text{пот}} * \text{ЦП}_{2025}$$

$$\text{НВВ}_{2025}^{\text{пот}} = \mathbf{20\,7384,30} \text{ тыс.руб.}$$

Соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям
Филиал ОАО «РЖД» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 №184 «Об отнесении владельцев

объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»:

1. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 15 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 30 МВА;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 150 МВА.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА.

(п. 1 в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и

используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет:

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год, не менее 20 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, не менее 50 км;

применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

В отношении владельцев объектов электросетевого хозяйства - юридических лиц, права акционера которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, и юридических лиц, права собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, а также владельцев объектов электросетевого хозяйства, соответствующих критериям отнесения территориальных сетевых организаций к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя, в соответствии с [приложением N 3](#) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", - владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположеными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в [пункте 1](#) настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ трехфазных участков линий электропередачи.

(п. 2 в ред. [Постановления](#) Правительства РФ от 30.04.2022 N 807)

3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов

Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

(п. 6 введен [Постановлением](#) Правительства РФ от 30.09.2016 N 989)

К моносетевым организациям относятся территориальные сетевые организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии преимущественно монопотребителю (за исключением управляющей организации, товарищества собственников жилья, жилищного, жилищно-строительного или иного специализированного потребительского кооператива, осуществляющих деятельность в целях оказания потребителям коммунальной услуги по электроснабжению) и (или) гарантирующему поставщику (энергосбытовой организации, энергоснабжающей организации), действующему в интересах таких потребителей, при условии соответствия одному из следующих критериев:

1. доля суммарной максимальной мощности энергопринимающих устройств, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании монопотребителю и технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный

период и (или) на основании представленных сетевой организацией документов о величинах максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технологически присоединенных в установленном порядке к сетям такой сетевой организации) составляет не менее 80 процентов суммарной максимальной мощности всех энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства), технологически присоединенных в установленном порядке к электрическим сетям такой сетевой организации;

2. суммарный объем электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации в отношении монопотребителя без учета перетока иным потребителям, за 10 календарных месяцев текущего года (для организаций, в отношении которых ранее не осуществлялось государственное регулирование цен (тарифов), - за имеющийся отчетный период) составляет не менее 80 процентов суммарного объема электрической энергии, отпущенной из электрических сетей такой сетевой организации за указанный период.

Филиал ОАО «РЖД» не соответствует критериям отнесения территориальных сетевых организаций, к сетевым организациям, обслуживающим преимущественно одного потребителя.

Рекомендации.

В целях обеспечения безубыточной деятельности организации, соблюдения норм действующего законодательства филиалу ОАО «РЖД» рекомендуется:

1. В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» и приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13.12.2011 г. № 585 «Об утверждении порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» вести обязательный раздельный учет доходов и расходов, связанных с оказанием услуг по передаче электроэнергии, предоставлять необходимую информацию по данным раздельного учета.

2. Не допускать экономически необоснованных расходов при осуществлении регулируемой деятельности.

3. Во исполнение Федерального закона Российской Федерации от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении» представить разработанную в соответствии с установленными требованиями программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

4. Обеспечить исполнение Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 г. № 24.

5. На очередной период регулирования представить приказ об утверждении Министерством энергетики Российской Федерации нормативов технологических потерь электроэнергии в сетях.

6. Соблюдать установленные РСТ Дагестана в соответствии с Методическими указаниями, утвержденными приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256, уровни надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

7. В соответствии с п.7 статьи 24 Федерального закона от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике, приказа ФСТ от 10 февраля 2006 г. № 19-э/4 «О системе отчетности, представляемой в Федеральную службу по тарифам организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования в электроэнергетике» и письма РСТ Дагестана от 12.01.2022 г. №30-16-04А/22 «О системе отчетности, представляемой организациями, осуществляющими деятельность в сфере регулируемого ценообразования» своевременно представлять отчетные данные о регулируемой деятельности в Министерство энергетики и тарифов с 01.04.2022 г.

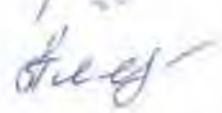
8. Соблюдать принятые параметры балансов электрической энергии и мощности и не допускать изменения объемов, принятых в расчетах тарифов на услуги по передаче электрической энергии более, чем на (+) или (-) 5%.

Экспертная группа:

Начальника отдела РЭК


М. Магомедов

Консультанта отдела РЭК


А. Мажидханов

"Расчет НВВ на основе долгосрочных параметров в "2025-2029гг."

ОАО "РЖД" на 2025г.

Расчет коэффициента индексации			2025	2026	2027	2028	2029
инфляция	%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
индекс эффективности операционных расходов	%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
количество активов	у.е.	2 313,94	2 313,94	2 313,94	2 313,94	2 313,94	2 313,94
индекс изменения количества активов	%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
итого коэффициент индексации		1,047486	1,047419	1,047420	1,047420	1,047420	1,047420

Расчет операционных расходов			2025	2026	2027	2028	2029
№ п/п	Показатели	Единица измерения					
1.1	Материальные затраты	тыс.руб.	11 969,86	12 537,46	13 131,99	13 754,71	14 406,96
1.1.1	Сыре, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	7 959,29	8 336,7	8 732,0	9 146,1	9 579,8
1.1.2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	4 010,6	4 200,7	4 399,9	4 608,6	4 827,1
1.2	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	28 303,17	29 645,27	31 051,05	32 523,49	34 065,76
1.3	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	11 728,38	12 311,61	12 924,17	13 567,54	14 243,30
1.3.1	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	9 764,8	10 227,8	10 712,8	11 220,8	11 752,9
1.3.2	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	929,71	986,38	1 046,51	1 110,32	1 178,02
1.3.2.1	Услуги связи	тыс.руб.	32,0	33,5	35,1	36,8	38,5
1.3.2.2	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	895,4	950,4	1 008,8	1 070,8	1 136,6
1.3.2.3	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	2,3	2,4	2,6	2,7	2,9
1.3.2.4	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.2.5	Транспортные услуги	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.2.6	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.		0,0	0,0	0,0	0,0
1.3.3	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	463,7	492,2	522,5	554,6	588,6
1.3.4	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	114,3	121,3	128,7	136,6	145,0
1.3.5	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	219,3	232,8	247,1	262,3	278,4
1.3.6	расходы на страхование	тыс.руб.	102,8	109,2	115,9	123,0	130,5
1.3.7	Другие прочие расходы	тыс.руб.	133,7	141,9	150,6	159,9	169,7
1.3	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	1 607,7	1 706,4	1 811,3	1 922,5	2 040,7
1.4	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	172,6	183,2	194,4	206,4	219,1
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	53 781,64	56 383,94	59 112,90	61 974,67	64 975,74

Расчет неподконтрольных расходов			2025	2026	2027	2028	2029
№ п/п	Показатели	Единица измерения					
2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	0,00	98,82	98,82	98,82	98,82
2.2	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00				
2.3	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00				
2.4	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	0,00				
2.5	Налоги,всего, в том числе:	тыс.руб.	31,00	31,00	31,00	23,00	23,00
2.5.1	плата за землю	тыс.руб.	0,00				
2.5.2	Налог на имущество	тыс.руб.	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00
2.5.3	Прочие налоги и сборы	тыс.руб.	8,00	8,00	8,00	0,00	0,00
2.6	Обязательные страховые отчисления	тыс.руб.	8 490,95	9 012,16	9 439,52	9 887,14	10 355,99
2.7	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.					
2.7.1		тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.8	Налог на прибыль выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	43,14	43,14	43,14	43,14	43,14
2.9		тыс.руб.					
2.10	Амортизация ОС	тыс.руб.	10 858,45	10 858,45	10 858,45	10 858,45	10 858,45
2.11	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.					
	Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)	тыс.руб.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс.руб.	19 423,54	20 043,58	20 470,93	20 910,56	21 379,40

Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования			2025	2026	2027	2028	2029
№ п/п	Показатели	Единица измерения					
3	Выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	-12 712,80	0,00	0,00	0,00	0,00

ИТОГО НВВ на содержание сетей			2025	2026	2027	2028	2029
№ п/п	Показатели	Единица измерения					
4	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	60 492,38	76 427,52	79 583,84	82 885,22	86 355,14
5	Итого НВВ на содержание сетей на 2025г. с учётом коэффициента надёжности и качества КНК 0,0%	тыс.руб.	60 002,63	76 427,52	79 583,84	82 885,22	86 355,14

Таблица П1.15

**Смета расходов на передачу электрической энергии
ОАО "РЖД" на 2025 год**

№ п/п	Наименование показателя	Предложение ОАО на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.	(тыс. руб.)
1	2			
1	Сырье, основные материалы			
2	Вспомогательные материалы	6 488,16	7 959,29	
	из них на ремонт	2950,82	0,00	
3	Работы и услуги производственного характера	29428,46	13775,37	
	из них на ремонт	21 740,16	9 764,80	
4	Топливо на технологические цели	1 607,65	1 607,65	
5	Энергия	1 607,65	1 607,65	
5.1	Энергия на технологические цели (покупная энергия (таблица П1.12))			
5.2	Энергия на хозяйствственные нужды	1607,65	1607,65	
6	Затраты на оплату труда	31 502,54	28 303,17	
	из них на ремонт			
7	Отчисления на социальные нужды	9450,76	8490,95	
	из них на ремонт			
8	Амортизация основных средств	12 384,66	10 858,45	
9	Прочие затраты всего, в том числе:	2371,80	1971,57	
9.1	Целевые средства на НИОКР			
9.2	Средства на страхование	102,84	102,84	
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)			
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, оперативно-диспетчерскому управлению в	128,77	0,00	
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)			
9.6	Водный налог (ГЭС)			
9.7	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	8,00	8,00	
9.7.1	Налог на землю			
9.7.2	Налог на пользователей автодорог	8,00	8,00	
9.8	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего	2 132,19	1 860,73	
9.8.1	Арендная плата (лизинг)			
9.8.2	Прочие неподконтрольные расходы			
10	Итого расходов	93 234,03	72 966,46	
	из них на ремонт	24 690,98	9 764,80	
11	Расходы долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»)	-12 185,93	-12 712,80	
11а	Корректировка подконтрольных расходов	-20,72	35,31	
11б	Корректировка неподконтрольных расходов	1113,44	596,41	
11в	Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	-2984,77	-2984,77	
11г	Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	3926,50	3926,41	
11д	Сглаживание изменения тарифов Ви	-1521,21	-1 586,99	
	приборы учета	0	0	
12	Корректировка ИПР	-12699,17	-12699,17	
13	разница подконтрольных			
	Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	93 747,27	73 224,29	
	в том числе:			
14.1	- электрическая энергия			
14.1.1	производство электроэнергии			
14.1.2	покупная электроэнергия			
14.1.3	передача электроэнергии	93 747,27	73 224,29	
14.2	- тепловая энергия			
14.2.1	производство теплоэнергии			
14.2.2	покупная теплоэнергия			
14.2.3	передача теплоэнергии			
14.3	- прочая продукция			
	НВВ 2025			60 492,38
	НВВ на содержание сетей на 2025г. с учётом коэффициента надёжности и качества КНК = -1,2%			-489,75
				60 002,63

Таблица П1.16

**Расчет расходов на оплату труда
ОАО "РЖД" на 2025 год**

(тыс. руб.)

№ п/п		Ед. изм.	Предложение ОАО на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	2	3	4	5
1	Численность			
	Численность ППП	чел.	41	41
2	Средняя оплата труда			
2.1	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.	12 582,00	11 892,96
2.2	Дефлятор по заработной плате		1,06	1,06
2.3	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.	13311,76	12582,75
2.4	Средняя ступень оплаты		7,00	7,00
2.5	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда	руб.	2,50	2,5
2.6	Среднемесячная тарифная ставка ППП	руб.	33 279,39	31 456,88
2.7	Выплаты, связанные с режимом работы, с условиями труда 1 работника			
2.7.1	процент выплаты	%	20,00	12,5
2.7.2	сумма выплат	руб.	6 655,88	3 932,11
2.8	Текущее премирование			
2.8.1	процент выплаты	%	27,00	27,00
2.8.2	сумма выплат	руб.	10 782,52	9 555,03
2.9	Вознаграждение за выслугу лет			
2.9.1	процент выплаты	%	20	20
2.9.2	сумма выплат	руб.	6 655,88	6 291,38
2.10	Выплаты по итогам года			
2.10.1	процент выплаты	%	20	20
2.10.2	сумма выплат	руб.	6 655,88	6 291,38
2.11	Выплаты по районному коэффициенту			
2.11.1	процент выплаты	%		
2.11.2	сумма выплат	руб.		
2.12	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	64 029,55	57 526,77
3	Расчет средств на оплату труда ППП (включенного в себестоимость)		31 502,54	28 303,17
3.1	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.		
3.2	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.		
3.3	Итого средства на оплату труда ППП	тыс. руб.	31 502,54	28 303,17
4	Расчет средств на оплату труда непромышленного персонала (включенного в балансовую прибыль)			
4.1	Численность, принятая для расчета (базовый период - фактическая)	чел.		
4.2	Среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.		
4.3	Льготный проезд к месту отдыха	тыс. руб.		
4.4	По Постановлению от 03.11.1994 № 1206	тыс. руб.		
4.5	Итого средства на оплату труда непромышленного персонала	тыс. руб.		
5	Расчет по денежным выплатам			
5.1	Численность всего, принятая для расчета (базовый период - фактическая)	чел.		
5.2	Денежные выплаты на 1 работника	руб.		
5.3	Итого по денежным выплатам	тыс. руб.		
6	Итого средства на потребление	тыс. руб.		
7	Среднемесячный доход на 1 работника	руб.		

Таблица П1.17

**Расчет амортизационных отчислений на восстановление
основных производственных фондов ***
ОАО "РЖД" на 2025 год

(тыс. руб.)

№ п/п		Предложение ОАО на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1	Балансовая стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования	255335,28	
2	Ввод основных производственных фондов	45823	
3	Выбытие основных производственных фондов		
4	Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов	264626,01	
5	Средняя норма амортизации	10,29	
6	Сумма амортизационных отчислений	12384,66	10858,45

Таблица П1.21.3

Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на передачу электрической энергии ОАО "РЖД" на 2025 год

(тыс. руб.)

№ п/п		Предложение ОАО на 2025 г.	Предложение Минэнерго на 2025 г.
1			
1	Прибыль на развитие производства		
	в том числе:		
	- капитальные вложения		
	ВН		
	CH1		
	CH2		
	HH		
2	Прибыль на социальное развитие		
	в том числе:		
	- капитальные вложения		
3	Прибыль на поощрение		
4	Дивиденды по акциям		
5	Прибыль на прочие цели	172,57	172,57
	- % за пользование кредитом		
	- услуги банка	7,40	7,40
	- другие (с расшифровкой)	165,17	165,17
6	Прибыль, облагаемая налогом	165,17	165,17
7	Налоги, сборы, платежи - всего	66,14	66,14
	в том числе:		
	- на прибыль	43,14	43,14
	ВН	11,24	
	CH1	8,93	
	CH2	19,45	
	HH	3,52	
	- на имущество	23,00	23,00
	ВН		
	CH1		
	CH2		
	HH		
	- плата за выбросы загрязняющих веществ		
	- другие налоги и обязательные сборы и платежи (с расшифровкой)		
8	Прибыль от товарной продукции	238,72	238,72
	в том числе:		
	ВН	54,95	
	CH1	43,66	
	CH2	95,06	
	HH	17,21	