



**КОМИТЕТ ПО ТАРИФАМ
РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ**

Коммунистический пр., д. 182
г. Горно-Алтайск, 649000
8 (388 22) 611 53, факс 8 (388 22) 611 53
8 (388 22) 6 25 14, 8 (388 22) 6 42 80
rek.adra.gornv@mail.ru

**АЛТАЙ РЕСПУБЛИКАНЫН
ТАРИФЛЕ КОМИТЕДИ**

Коммунистический пр., т. 182
Горно-Алтайск кала, 649000
8 (388 22) 611 53, факс 8 (388 22) 611 53
8 (388 22) 6 25 14, 8 (388 22) 6 42 80
rek.adra.gornv@mail.ru

приказ Комитета по тарифам Республики Алтай
от 16 декабря 2020 года № 40/36

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по материалам рассмотрения дела об установлении долгосрочных параметров регулирования для МУП «Горно-Алтайское городское предприятие электрических сетей», в отношении которой тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций на 2021-2025 годы

г. Горно-Алтайск, 2020 год

СОДЕРЖАНИЕ

Правовые основы проведения экспертизы	3
Сведения об организации	5
1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложении организации	6
2. Анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов)	7
3. Анализ финансового состояния организации	7
4. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям	9
5. Определение долгосрочных параметров регулирования	10
5.1 Определение индекса эффективности подконтрольных расходов	10
5.2 Расчет величины базового уровня операционных, подконтрольных расходов	12
5.3 Расчет уровня операционных расходов с применением метода долгосрочной индексации НВВ	15
5.3.1 Материальные затраты	15
5.3.2 Расходы на оплату труда	18
5.3.3 Прочие расходы	24
5.3.4 Электроэнергия на хозяйственные нужды	38
5.4. Определение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	38
5.5. Расчет плановых показателей качества и надежности оказываемых услуг	41

Правовые основы проведения экспертизы

1. Налоговый Кодекс РФ от 05.08.2000 г. № 117-ФЗ;
2. Трудовой Кодекс РФ от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ;
3. Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
4. Федеральный закон от 16.07.1999 г. № 165-ФЗ «Об основах обязательного социального страхования»;
5. Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
6. Федеральный закон от 06.12.2011 г. № 402 «О бухгалтерском учете»;
7. Федеральный закон от 18.07.2011 г. № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц»;
8. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
9. Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;
10. Постановление Правительства РФ от 21.02.2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»;
11. Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;
12. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
13. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»;
14. Приказ ФАС России от 19.06.2018 г. № 834/18 «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, и формы решения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов»;
15. Приказ ФСТ России от 06.08.2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»;

16. Приказ ФСТ России от 17.02.2012 г. № 98-э «Об утверждении методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»;

17. Приказ ФСТ России от 18.03.2015 г. № 421-э «Об утверждении Методических указаний 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 и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 г. № 98-э и от 30.03.2012 г. № 228-э»;

18. Приказ Минэнерго России от 29.11.2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций»;

19. Приказ Минэнерго России от 18.10.2017 г. № 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»;

20. Приказ Минэнерго России от 26.09.2017 г. № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций»;

21. Приказ Госстроя РФ от 03.04.2000 г. № 68 «Об утверждении Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства. Часть 3. Нормативы численности работников коммунальных электроэнергетических предприятий»;

22. Приказ Госстроя РФ от 01.10.1999 г. № 69 «Об утверждении Нормативов численности работников, занятых техническим обслуживанием и текущим ремонтом подвижного состава автомобильного транспорта, строительных и специальных машин на предприятиях и в организациях жилищно-коммунального хозяйства»;

23. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и плановый период 2022 – 2023 годов, одобренный на заседании Правительства Российской Федерации 16.09.2020 года;

24. Постановление Правительства Республики Алтай от 15.03.2012 г. № 57 «Об утверждении Положения о Комитете по тарифам Республики Алтай и признании утратившими силу некоторых постановлений Правительства Республики Алтай».

25. Приказ Комитета по тарифам Республики Алтай от 31.03.2020 г. № 11-ВД «Об установлении требований к программам в области

энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Алтай, на 2021 - 2023 годы».

Основание для установления тарифа: заявление организации от 30.04.2020 г. № 1508 (входящий от 30.04.2020 г. № 1164).

Основание для проведения экспертизы: приказ Комитета по тарифам Республики Алтай от 19.05.2020 г. № 91-ОД.

Сведения об организации

Полное наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие «Горно-Алтайское городское предприятие электрических сетей»
Сокращенное наименование организации	МУП «Горэлектросети»
Руководитель	директор Коренов Анатолий Аркадьевич
Телефон	(388-22)2-22-93;4-84-05;6-12-08
Электронная почта	g-gaes@mail.ru
Юридический адрес	649002, г Горно-Алтайск, ул. Связистов, 1
ИНН	0400000157
КПП	041101001
ОКВЭД	40.10.3
ОКПО	30247592
Вид регулируемой деятельности	Производство, передача и распределение электроэнергии
Налоговый режим	Общий
Сведения о предыдущих долгосрочных параметрах	Приказ Комитета по тарифам Республики Алтай от 13.11.2015 г. № 44/1 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования для МУП «Горно-Алтайское городское предприятие электрических сетей», в отношении которой тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций на 2016 - 2020 годы». Базовый уровень подконтрольных расходов на 2016 г. – 60,94 млн. руб.; Индекс эффективности подконтрольных расходов – 2%; Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов – 75 %; Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии: 2016 – 16,05 % 2017 – 16,05 % 2018 – 16,05 % 2019 – 16,05 % 2020 – 16,05 % Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)

	2016 – 0,00974 2017 – 0,00959 2018 – 0,00945 2019 – 0,00931 2020 – 0,00917 Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети 2016 – 1,00667 2017 – 1,00 2018 – 1,00 2019 – 1,00 2020 – 1,00 Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг: 2016 – 1,01020 2017 – 0,99505 2018 – 0,98012 2019 – 0,96542 2020 – 0,95094
Сведения о предыдущих тарифах	Приказ Комитета по тарифам Республики Алтай от 30.12.2019 г. № 34/3 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями на 2020 год»: 1 полугодие 2020 года Двухставочный тариф: - ставка за содержание электрических сетей – 425,36774 руб./кВт · мес.; - ставка на оплату технологического расхода (потерь) – 0,445 руб./кВт · ч Одноставочный тариф – 1251,67 руб./МВт · ч. 2 полугодие 2020 года Двухставочный тариф: - ставка за содержание электрических сетей – 434,01264 руб./кВт · мес.; - ставка на оплату технологического расхода (потерь) – 0,43693 руб./кВт · ч Одноставочный тариф – 1251,67 руб./МВт · ч.

1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложении организации

В процессе проведения экспертизы оснований для сомнения в достоверности представленной информации не возникло. Предложение об установлении тарифов подписано руководителем Организации. Информация, представленная Организацией в обосновывающих материалах, подтверждена подписями должностных лиц. Информация по каждой статье доходов и расходов изложена в соответствующих разделах настоящего экспертного заключения.

Недостающие документы дополнительно запрошены Комитетом письмами от 13.08.2020 г. № 1460 и от 18.08.2020 г. № 1490.

Организацией в адрес Комитета направлены дополнительные материалы и расчеты следующими письмами: от 28.08.2020 г. № 2510, от 28.08.2020 г. № 2512.

Расчеты выполнены согласно требованиям нормативных и методических документов.

Экспертами проведена оценка выполнения организацией стандартов раскрытия информации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 г. № 24. Вся информация, подлежащая раскрытию, сетевой организацией опубликована своевременно и в полном объеме. Результаты проверки соблюдения организацией стандартов раскрытия информации представлены в акте проверки (приложение № 1 к экспертному заключению).

2. Анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов)

Расчётные и обосновывающие материалы оформлены надлежащим образом и представлены в объёме согласно требованиям, изложенным в Правилах. Расчет предложенных цен (тарифов) соответствует Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178, методическим указаниям по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов, утвержденным приказом ФСТ России от 18.03.2015 г. № 421-э, методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 года № 98-э, методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом ФСТ России от 06.08.2004 г. № 20-э/2.

По итогам изучения представленного предложения по установлению цен (тарифов) экспертами сделан вывод о соответствии расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов).

3. Анализ финансового состояния организации

Организация осуществляет деятельность с 30.01.1994 г., зарегистрирована в Управлении Федеральной налоговой службы по Республике Алтай от 25.05.2005 г.

Основным видом деятельности организации является распределение электроэнергии (ОКВЭД 40.10.3).

Основные финансовые результаты деятельности МУП «Горэлектросети» в течение анализируемого периода (с 31.12.2019 г. по 31.12.2019 г.) приведены ниже в таблице.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, тыс. руб.		Изменение показателя		Среднегодовая величина, тыс. руб.
		2018 год	2019 год	тыс. руб.	+ - %	
1	Выручка	204 563,00	205 717,00	1 154,00	0,56	205140
2	Себестоимость продаж	-169 963,00	-178 048,00	-8 085,00	4,76	-174005,4
3	Прибыль (убыток) от продаж	34 600,00	27 669,00	-6 931,00	-20,03	31134,4
4	Проценты к получению	-	-	-		(
5	Проценты к уплате	-135,00	-67,00	68,00	-50,37	-101
6	Прочие доходы	4 457,00	4 878,00	421,00	9,45	4667,4
7	Прочие расходы	-4 850,00	-5 784,00	-934,00	19,26	-5317
8	Прибыль (убыток) до налогообложения	34 072,00	26 696,00	-7 376,00	-21,65	30384
9	Текущий налог на прибыль	-6 863,00	-5 537,00	1 326,00	-19,32	-6200
10	Изменение отложенных налоговых обязательств	-31,00	-379,00	-348,00	1 122,58	-204
11	Изменение отложенных налоговых активов	-162,00	75,00	237,00	-146,30	-43,4
12	Прочее	-	5,00	5,00		2,4
13	Чистая прибыль (убыток)	27 016,00	20 850,00	-6 166,00	-22,82	23935
	Справочно:					
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	-1 869,00	-3 556,00	-1 687,00	90,26	-2712,4
	Совокупный финансовый результат периода	25 147,00	17 294,00	-7 853,00	-31,23	21220,4

За последний год значение выручки составило 205717,00 тыс. руб. За два года выручка выросла на 1154,00 тыс. руб.

Прибыль от продаж за 2019 год равнялась 27669,00 тыс. руб. и снизилась по отношению к предыдущему году на 6931 тыс. руб. или на 20,03 %.

Анализ рентабельности

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, %		Изменение показателя, %
		2018 год	2019 год	
1	Рентабельность продаж (величина прибыли от продаж в каждом рубле выручки). Нормальное значение для данной отрасли 4%	16,91	13,45	-20,48
2	Рентабельность продаж по ЕВІТ (величина прибыли от продаж до уплаты процентов и налогов в каждом рубле выручки)	16,59	12,94	-21,97
3	Рентабельность продаж по чистой прибыли (величина чистой прибыли в каждом рубле выручки). Нормальное значение для данной отрасли: 1% и более	13,21	10,14	-23,26

Все три показателя рентабельности за 2019 год, приведенные за 2019 год, имеют отрицательную динамику.

4. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

В соответствии с критериями отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 г. № 184 экспертами проведен анализ соответствия организации указанным критериям:

организация владеет на праве собственности трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами) общей номинальной мощностью 102,625 МВА;

организация владеет на праве собственности линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) общей протяженностью 612,89 км по уровням напряжения: 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ;

у организации отсутствуют за 3 предшествующих расчетных периода регулирования факты применения Комитетом 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;

у организации определен абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению 8(38822) 62293;

у организации присутствует официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» www.g-ages.ru;

у организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах Республики Алтай и используемые 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 Республики Алтай 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.

На основании вышеизложенного, **организация соответствует критериям территориальной сетевой организации.**

5. Определение долгосрочных параметров регулирования

5.1 Определение индекса эффективности подконтрольных расходов

Согласно п. 7 Методических указаний 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, утвержденных приказом ФСТ России от 18.03.2015 года № 421-э (далее – Методические указания № 421-э), расчет индекса эффективности ОПР и величины базового уровня ОПР с применением метода сравнения аналогов осуществляется на основании распределения ТСО по группам ТСО, показатель рейтинга эффективности которых находится в заданном интервале фиксированных значений в соответствии с приложением N 3 к Методическим указаниям №421-э по итогам расчета рейтинга эффективности ТСО, с учетом:

1) уровня цен и климатических условий в регионе, в котором осуществляется деятельность ТСО;

2) натуральных показателей ТСО, предусмотренных приложением N 1 к Методическим указаниям.

Фактический объем операционных расходов за 2019 год (ОРЕХ₂₀₁₉), рассчитанный в соответствии с перечнем статей затрат, определенных в приложении № 1 к Методическим указаниям № 421-э, и принятый Комитетом с учетом норм п. 7 Основ ценообразования составил **73923,07 тыс. руб.**

Стоимость фиксированного набора потребительских товаров и услуг в декабре 2019 года по Республике Алтай составила 16262,86 руб., в г. Москва – 23022,27 руб. (данные с официального сайта Единой межведомственной информационно-статистической системы (ЕМИСС)). Следовательно

коэффициент приведения затрат по уровню цен для ТСО в 2019 году (C_{2019}) составит **1,42**.

Согласно формуле 8 Методических указаний № 421-э произведем расчет коэффициента приведения затрат по климатическим условиям.

$$T^n = \frac{1}{T_1^n * T_2^n * T_3^n} = \frac{1}{1,058 * 1,041 * 1,088} = \mathbf{0,835}$$

Фактическая протяженность линий электропередач МУП «Горэлектросети» ($км_{2019}$), эксплуатируемых на законных основаниях и участвующих в регулируемом виде деятельности в 2019 году, составила **612,89 км**.

Фактическая установленная трансформаторная мощность электрооборудования МУП «Горэлектросети» ($мва_{2019}$), эксплуатируемого на законных основаниях и участвующая в регулируемом виде деятельности, в 2019 году составила **102,625 МВА** (информация принята согласно данным, размещенным на официальном сайте организации g-ages.ru).

Фактическое максимальное за отчетный период регулирования число точек присоединения потребителей услуг к электрической сети МУП «Горэлектросети» ($тп_{2019}$), в том числе принятых в опытно-промышленную эксплуатацию в 2019 году, составило **15164 шт.**

Согласно формулам 5, 6 и 8 Методических указаний № 421-э произведем расчет приведенных удельных показателей, характеризующих отношение фактических операционных (подконтрольных) расходов к фактическим показателям по протяженности линий электропередач, трансформаторной мощности электрооборудования и числу точек присоединения потребителей услуг к электрической сети.

$$Y_{тп i}^n = \frac{OPEX_i^n * C_i^n * T^n}{тп_i^n} = \frac{73923,07 * 1,42 * 0,835}{15164} = 5,759;$$

$$Y_{км i}^n = \frac{OPEX_i^n * C_i^n * T^n}{км_i^n} = \frac{73923,07 * 1,42 * 0,835}{612,89} = 142,49;$$

$$Y_{мва i}^n = \frac{OPEX_i^n * C_i^n * T^n}{мва_i^n} = \frac{73923,07 * 1,42 * 0,835}{102,625} = 850,97.$$

Согласно формулам 2, 3 и 4 Методических указаний № 421-э произведем расчет значений нормализованных удельных показателей.

$$N_{тп 2019} = Y_{тп i}^n * L_{тп i} - M_{тп i} = 5,759 * 0,001340 - 0,003562 = 0,004;$$

$$N_{км 2019} = Y_{км i}^n * L_{км i} - M_{км i} = 142,49 * 0,001699 - 0,076671 = 0,165;$$

$$N_{\text{мва}} 2019 = Y_{\text{мва}i}^n * L_{\text{мва}i} - M_{\text{мва}i} = 850,97 * 0,000726 - 0,05957 = 0,558.$$

В соответствии с п. 8 Методических указаний № 421-э произведен расчет рейтинга эффективности организации:

$$R_i^n = \frac{N_{\text{тп}i}^n + N_{\text{км}i}^n + N_{\text{мва}i}^n}{3} = \frac{0,004 + 0,165 + 0,558}{3} = 0,243$$

Индекс эффективности операционных расходов составил 3% (определен согласно Приложения № 3 к Методическим указаниям № 421-э).

5.2 Расчет величины базового уровня операционных, подконтрольных расходов

Согласно п. 10 Методических указаний № 421-э величина эффективного уровня ОПР в целях расчета базового уровня ОПР ТСО для расчета долгосрочных параметров регулирования ТСО рассчитывается на основании расчета коэффициента изменения рейтинга эффективности.

$$k^n = \frac{\sum_{i=2013}^{m-1} (R_i^n - R_{i-1}^n)}{m - 2013},$$

где:

k^n - коэффициент изменения рейтинга эффективности ТСО n;

m - год, предшествующий периоду регулирования;

R_i^n - значение рейтинга эффективности ТСО n в году i.

В таблице 2 представлены исходные данные для расчета рейтинга эффективности ТСО за период с 2012 года по 2019 год, а также непосредственно сам расчёт рейтинга эффективности за указанный период.

Таблица 2

Расчет рейтинга эффективности ТСО за 2012-2019 годы

Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Фактический объем операционных расходов, тыс. руб. (ОРЕХ _i)	42287,567	46757,336	45903,064	50717,984	60939,294	63359,176	67011,828	73923,
Фактическая протяженность линий электропередач, км (км _i)	459,360	471,210	498,980	506,610	515,300	532,280	589,440	612,8
Фактическая установленная трансформаторная мощность электрооборудования, МВА (мва _i)	76,240	80,870	83,850	86,000	87,675	93,900	100,935	102,6

Фактическое максимальное за отчетный период регулирования число точек присоединения потребителей услуг к электрической сети, шт. (тп _i)	15642,000	15642,000	16214,000	16676,000	14531,000	14874,000	15066,000	15164,
Коэффициент приведения затрат по уровню цен (C _i)	1,350	1,380	1,277	1,305	1,332	1,354	1,393	1,4
Коэффициент приведения затрат по климатическим условиям (Т)	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,8
Приведенные удельные показатели (Y _{тп i})	3,046	3,442	3,017	3,311	4,662	4,812	5,171	5,7
Приведенные удельные показатели (Y _{км i})	103,712	114,274	98,046	108,995	131,453	134,477	132,174	142,4
Приведенные удельные показатели, мва (Y _{мва i})	624,882	665,850	583,458	642,068	772,602	762,296	771,872	850,9
Нормализованные удельные показатели (N _{тп i})	0,001	0,001	0,000	0,001	0,003	0,003	0,003	0,0
Нормализованные удельные показатели (N _{км i})	0,100	0,117	0,090	0,109	0,147	0,152	0,148	0,1
Нормализованные удельные показатели (N _{мва i})	0,394	0,424	0,364	0,407	0,501	0,494	0,501	0,5
Расчет рейтинга эффективности (R _i)	0,165	0,181	0,151	0,172	0,217	0,216	0,217	0,2

Произведем расчет коэффициента изменения рейтинга эффективности.

$$k^n = \frac{\sum_{i=2013}^{2019} (R_i - R_{i-1})}{2019 - 2013} = \frac{0.078}{7} = 0,011$$

Согласно расчетам, приведенным выше, индекс эффективности операционных расходов, определенный на основании расчета рейтинга эффективности в соответствии с приложением № 3 к Методическим указаниям № 421-э, составил 3%.

$0,010 \geq -\frac{3}{100}$, следовательно, величина эффективного уровня операционных расходов определяется по формуле:

$$\text{Эф.Орех}_{m+1}^n = (1 - k^n - x^n) * \text{ОРЕХ}_{m-1}^n * (1 - x^n)^2 * (1 + \text{ИПЦ}_m^n) * (1 + \text{ИПЦ}_{m+1}^n) * (1 + \text{ИКА}_m^n) * (1 + \text{ИКА}_{m+1}^n)$$

где:

m - год, предшествующий периоду регулирования;

x^n - значение индекса эффективности ОПР ТСО n, определенное на основании расчета рейтинга эффективности в соответствии с приложением № 3 к Методическим указаниям № 421-э;

$ОРЕХ_{m-1}^n$ - значение фактических экономически обоснованных операционных, подконтрольных расходов ТСО п в году $m - 1$, сформированное в соответствии с Методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала или с Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации НВВ, в зависимости от применяемого в отношении ТСО метода регулирования, за исключением случаев, предусмотренных п. 16 Методических указаний № 421-э.

$ИПЦ_m^n$, $ИПЦ_{m+1}^n$ - индекс потребительских цен в соответствии с одобренным прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на год m и год $m + 1$;

$ИКА_m^n$ - индекс изменения количества активов, установленный на год m при расчете долгосрочных тарифов, определяемый как:

$$ИКА_m^n = K_{эл} * \frac{УЕ_m^n - УЕ_{m-1}^n}{УЕ_{m-1}^n}$$

$ИКА_{m+1}^n$ - индекс изменения количества активов, установленный на год $m + 1$ при расчете долгосрочных тарифов, определяемый как:

$$ИКА_{m+1}^n = K_{эл} * \frac{УЕ_{m+1}^n - УЕ_m^n}{УЕ_m^n},$$

где:

$УЕ_m^n$ - количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в году m , определяется органами регулирования исходя из количества условных единиц, относящихся к активам, на последнюю отчетную дату года $m - 1$, и объектам электросетевого хозяйства, использование которых при осуществлении производственной деятельности планируется начать в период с последней отчетной даты $m - 1$ года до окончания года m , в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой;

$УЕ_{m+1}^n$ - количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в году $m + 1$, определяется органами регулирования исходя из количества условных единиц, относящихся к активам, на последнюю отчетную дату года m , и объектам электросетевого хозяйства, использование которых при осуществлении производственной деятельности планируется начать в период с последней отчетной даты m года до окончания года $m + 1$, в том числе

вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой;

$K_{эл}$ - коэффициент эластичности операционных, подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливаемый органом регулирования на долгосрочный период регулирования в соответствии с Методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала или с Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации НВВ, в зависимости от применяемого в отношении ТСО метода регулирования.

$$\text{Эф.Орех}_{2021} = (1 - 0,010 - 0,030) * 73923,07 * (1 - 0,03)^2 * (1 + 0,032) * (1 + 0,036) * (1 + \text{ИКА}_{2020}) * (1 + \text{ИКА}_{2021}) = 71305,69 \text{ тыс. руб.}$$

В соответствии с п. 9 Методических указаний № 421-э для расчета долгосрочных параметров регулирования на очередной долгосрочный период регулирования в отношении ТСО базовый уровень ОПР ТСО определяется в 70% доле от базового уровня ОПР, рассчитанных в соответствии с Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации НВВ, в зависимости от применяемого в отношении ТСО метода регулирования, и 30% доле от базового уровня ОПР для ТСО, рассчитанного в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

$$\text{БазОРЕХ}_{m+1}^n = 0,3 \times \text{Эф.Орех}_{m+1}^n + 0,7 \times \text{ОПР}_{m+1}^{n \text{ му}},$$

где:

БазОРЕХ_{m+1}^n - базовый уровень ОПР ТСО n в году m + 1;

Эф.Орех_{m+1}^n - значение эффективного уровня ОПР ТСО n в году m + 1, рассчитываемого в соответствии с п. 10 Методических указаний № 421-э;

$\text{ОПР}_{m+1}^{n \text{ му}}$ - уровень ОПР, рассчитанный органом регулирования для ТСО n в году m + 1 в соответствии с Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации НВВ. Расчет уровня операционных расходов для МУП «Горэлектросети» методом долгосрочной индексации НВВ представлен в следующем разделе экспертного заключения.

Произведем расчет базового уровня операционных расходов согласно вышеуказанной формуле:

$$\text{БазОРЕХ}_{2021} = 0,3 * 71305,69 + 0,7 * 74523,13 = 73557,90 \text{ тыс. руб.}$$

5.3 Расчет уровня операционных расходов с применением метода долгосрочной индексации НВВ (ОПР^{МУ}₂₀₂₁)

5.3.1 Материальные затраты

Таблица 3
тыс. руб.

Статья затрат	2019 год (факт)			2021 год (план)		
	Предложение ТСО	Принято Комитетом	Отклонение	Предложение ТСО	Принято Комитетом	Отклонение
Вспомогательные материалы для ремонтно-эксплуатационных нужд	2623,65	2434,42	-189,24	2623,65	2602,76	-20,89
Горюче-смазочные материалы	2899,98	2899,98	0,00	3109,90	3100,51	-9,38
Работы и услуги производственного характера	933,78	520,96	-412,82	779,87	556,98	-222,89
ИТОГО:	6457,41	5855,35	-602,06	6513,43	6260,26	-253,17

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на вспомогательные материалы для ремонтно-эксплуатационных нужд составил 2434,42 тыс. руб., в т.ч.:

- 382,46 тыс. руб. - списание инструментов;
- 2049,08 тыс. руб. - ремонт автомобилей;
- 2,88 тыс. руб. – обслуживание автомобилей.

Общий размер расходов на горюче-смазочные материалы за 2019 год составил 2899,98 тыс. руб., в т.ч.:

- 1058,58 тыс. руб. – бензин А-92;
- 75,40 тыс. руб. – бензин А-95;
- 1043,27 тыс. руб. – дизтопливо;
- 494,60 тыс. руб. – СНГ (сжиженный газ);
- 228,13 тыс.руб. – масла, смазочные материалы.

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие счет-фактуры на отпущенное топливо, выставленные ООО «Горно-Алтайск Нефтепродукт»:

Таблица 4

Номер и дата счет-фактуры	Сумма без учета НДС, руб.	Сумма с учетом НДС, руб.
с/ф № 1768 от 28.02.2019	46693,35	56032,02
с/ф № 1769 от 28.02.2019	82499,99	99000,00
с/ф № 1770 от 28.02.2019	82500,00	99000,00
с/ф № 1771 от 28.02.2019	27102,81	32523,37
с/ф № 503 от 31.01.2019	82500,00	99000,00
с/ф № 505 от 31.01.2019	82500,00	99000,00

с/ф № 506 от 31.01.2019	35806,65	42967,98
с/ф № 3260 от 31.03.2019	55397,19	66476,63
с/ф № 3264 от 31.03.2019	82500,00	99000,00
с/ф № 3268 от 31.03.2019	17278,58	20734,30
с/ф № 3267 от 31.03.2020	82500,00	99000,00
с/ф № 4804 от 30.04.2021	1566,67	1880,00
с/ф № 5173 от 30.04.2022	259577,70	311493,24
с/ф № 6551 от 31.05.2019	212899,86	255479,83
с/ф № 8290 от 30.06.2019	235530,94	282637,13
с/ф № 9720 от 31.07.2019	267369,79	320843,75
с/ф № 11259 от 31.08.2019	237543,65	285052,38
с/ф № 12881 от 30.09.2019	265712,94	318855,53
с/ф № 14782 от 31.10.2019	280880,31	337056,37
с/ф № 16123 от 30.11.2019	263301,26	315961,51
с/ф № 17641 от 31.12.2019	269085,72	322902,86
с/ф № 17643 от 31.12.2019	55424,30	66509,16

Общий размер расходов на осуществление работ и услуг производственного характера за 2019 год составил 520,96 тыс. руб., в т.ч.:

- 198,76 тыс. руб. - ремонт счетчиков (оборудования);
- 47,30 тыс. руб. - токарные и сварочные работы;
- 3,78 тыс. руб. - услуги по предоставлению РЧ ресурса;
- 118,03 тыс. руб. - услуги спецтехники;
- 153,09 тыс. руб. - ремонт системы электроснабжения

В материалах дела, представленного организацией, приложены расчеты, выставленные за использование радиочастотного спектра:

Таблица 5

Номер и дата расчета	Сумма, руб.
расчет № 22-191-00084 от 19.01.2019	945
расчет № 22-192-00412 от 02.04.2019	945
расчет № 22-193-00811 от 03.07.2019	945
расчет № 22-194-01139 от 14.10.2019	945

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие счета фактуры и акты, выставленные за услуги спецтехники:

Таблица 6

Наименование контрагента	Реквизиты акта выполненных работ (счет-фактуры)	Вид предоставленной услуги	Сумма без НДС	Сумма с НДС
ООО "ТриС Охрана-Сервис"	с/ф № 194 от 01.04.2019	автоуслуги	10200,00	10200,00
ООО "ТриС Охрана-Сервис"	с/ф № 204 от 25.04.2019	автоуслуги	13600,00	13600,00
ООО "ЭлектроСпецМонтаж"	акт № 26 от 16.05.2019	услуги крана	17800,00	17800,00
ООО "ТриС Охрана-Сервис"	акт № 289 от 03.06.2019	автоуслуги	4250,00	4250,00
ООО "ЭлектроСпецМонтаж"	акт № 35 от 12.06.2019	услуги спецтехники	26400,00	26400,00
ООО "ЭлектроСпецМонтаж"	акт № 45 от 16.07.2019	услуги крана	11700,00	11700,00
ООО "ТриС Охрана-Сервис"	с/ф № 413 от 01.08.2019	автоуслуги	3400,00	3400,00

ИП Иванов В.В.	акт № 43 от 17.10.2019	автоуслуги	2500,00	2500,00
ООО "ЭлектроСпецМонтаж"	акт № 105 от 0.11.2019	услуги спецтехники	14400,00	14400,00
АО "Дорожник"	с/ф № 424 от 25.12.2019	автоуслуги	9833,33	11800,00

На 2021 год материальные затраты приняты экспертами в размере 6260,26 тыс. руб. ($5855,35 \cdot 1,032 \cdot 1,036$).

5.3.2 Расходы на оплату труда

Согласно п. 26 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, при определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда с учетом отраслевых тарифных соглашений, заключенных соответствующими организациями, и фактического объема фонда оплаты труда и фактической численности работников в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

По результатам анализа формы статистического наблюдения «Сведения о численности и заработной плате работников» (Форма № П-4 (месячная) код формы по ОКУД 0606010) за 2019 год, общая среднесписочная численность работников МУП «Горэлектросети» составила 129 чел., общая среднесписочная численность работников списочного состава (без внешних совместителей) – 124 чел. Фонд начисленной заработной платы за 2019 год составил 55415,20 тыс. руб.

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по счету 20.01 за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии» общая сумма расходов на оплату труда основных рабочих и работников, занятых административно-управленческом аппарате, составила 50955,37 тыс. руб.

Определение нормативной численности работников

Расчет произведен согласно приказу Госстроя РФ от 03.04.2000 г. № 68 «Об утверждении Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства. Часть 3. Нормативы численности работников коммунальных электроэнергетических предприятий» и приказу Госстроя РФ от 01.10.1999 г. № 69 «Об утверждении Нормативов численности работников, занятых техническим обслуживанием и текущим ремонтом подвижного состава автомобильного транспорта, строительных и специальных машин на предприятиях и в организациях жилищно-коммунального хозяйства».

Таблица 7

1. Расчет нормативной численности руководителей, специалистов и служащих

№ п/п	Наименование функции управления	Фактор влияния	Единица измерения	Количественное значение фактора	Нормативная численность, чел.	№ раздела сборника
1	2	3	4	5	6	7

1	Общее руководство	среднесписочная численность работников предприятия	чел.	129 человек (согласно форме статистического наблюдения «Сведения о численности и заработной плате работников» № П-4)	2	2.1.1
2	Бухгалтерский учет и финансовая деятельность				4	
3	Комплектование и учет кадров				1	
4	Материально-техническое снабжение и хозяйственное обслуживание				2	
5	Контроль за капитальным ремонтом и строительством производственных объектов				0	
6	Делопроизводство				0,5	
7	Производственно-техническая деятельность				4	
8	Организация охраны труда и техники безопасности				1	
9	Правовое обслуживание				2	
10	Технико-экономическое планирование, организация труда и заработной платы				2	
11	Организация сбыта, контроль за рациональным использованием электроэнергии	количество абонентов (потребителей)	ед.	по состоянию на 01.01.2020 года количество точек учета электрической энергии составило 15164 ед.	2,5	2.1.2
12	Программное обеспечение и системное администрирование вычислительной техники	количество персональных компьютеров	ед.	расчет произведен из условия необходимости обслуживания 36 единиц персональных компьютеров	2	2.1.3
13	Оперативно-диспетчерское обслуживание	количество условных единиц	усл.ед.	объем обслуживаемых условных единиц составил 3083,17 у.е., в т.ч.: 821,753 у.е. по ВЛ, 373,517 у.е. по КЛ, 1887,9 у.е. по подстанциям	5	2.1.4

14	Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания средств релейной защиты, автоматики, измерений, телемеханики, электронно-информационных устройств, испытания защитных средств, эксплуатации средств связи, автоматизированных систем учета электрической энергии	количество обслуживаемых электроподстанций, МТП, РП, ТП	ед.	на обслуживании у организации находятся 248 объектов, в т.ч. 3 мачтовые ТП, 164 однострансформаторных подстанций, 81 – двухтрансформаторная подстанция	1	2.1.5
15	Организация ремонта и обслуживания силовых трансформаторов и электротехнического оборудования	количество трансформаторов, находящихся в эксплуатации	ед.	на обслуживании у организации находятся 248 ТП	1	2.1.6
16	Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования, электроэнергетических устройств и сооружений	среднесписочная численность рабочих	чел.	до 40	4	2.1.7
		объем работы	усл.ед.	3083,17		
17	Организация ремонта электросчетчиков	количество приборов учета электрической энергии, находящихся в ремонте	ед.	15164	1	2.1.9
18	Организация изготовления изделий собственного производства (запасных частей) для ремонтных работ	среднесписочная численность рабочих службы (участка)	чел.	до 20	1	2.1.10
19	Организация технического обслуживания и текущего ремонта подвижного состава автомобильного транспорта, строительных и специальных машин	количество транспортных средств, строительных и специальных машин	чел.	24	1	3.1.1
ИТОГО:					37	

Общая нормативная численность руководителей, специалистов и служащих составляет **37 человек**.

2. Определение численности рабочих

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Количественное значение фактора	Нормативная численность, чел.	№ раздела сборника
1	Воздушные линии электропередачи (напряжением 6-20 кВ) Тип опоры:				2.2.1
	- металлические	км	112,17	5,61	
	- деревянные с ж/б приставками	км	37,04	1,67	
	- деревянные	км	0,00	0,00	
	Воздушные линии электропередачи (напряжением до 1000 В) Тип опоры:				
	- металлические	км	179,64	6,29	
	- деревянные с ж/б приставками	км	139,82	5,59	
2	- деревянные	км	26,71	1,20	2.2.2
	Двухпроводные ответвления	10000 ответвл.	1,085	2,17	
	Четырехпроводные ответвления	10000 ответвл.	0,431	1,51	
3	Кабельные линии до 1кВ	км	47,21	1,27	2.2.3
3	Кабельные линии 6-10 кВ	км	70,30	2,46	
3	Концевые кабельные заделки (муфты)	10000 заделок	0,09	0,17	2.2.3
4	Мачтовые трансформаторные подстанции	ед.	3	0,081	2.2.4
	Закрытые трансформаторные подстанции с одним трансформатором и двухсторонним питанием по высокой стороне	ед.	164	4,1	
	Закрытые трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами и двухсторонним питанием по высокой стороне	ед.	81	2,43	
	Распределительные и фидерные пункты (на 100 присоединений)	100 ед.	0,05	0,06	

5	Количество присоединений на напряжении 20 кВ				2.2.6
	с масляным выключателем	1000 присоед.	0,086	0,22	
	с выключателем нагрузки и разъединителем	1001 присоед.	0,435	0,87	
6	Количество абонентов (потребителей) бытового сектора				2.2.7
	в домах одноэтажной застройки	10000 абонентов	1,2987	4,55	
	в многоэтажных домах	10000 абонентов	0,0258	0,08	
7	Количество прочих абонентов (потребителей)	1000 абонентов	0,2170	0,56	2.2.8
8	Количество счетчиков, находящихся в ремонте				2.2.9
	однофазных	1000 счетчиков	0,51	1,17	
	трехфазных	1000 счетчиков	0,00		
9	Количество масляных выключателей	3 фазы	86,00	0,82	2.2.10
	Количество выключателей нагрузки	ед.	432,00	1,73	
10	Механические мастерские	1000 усл. ед.	усл. ед.	3,08	2.2.12
ИТОГО:				47,70	

С учетом коэффициента невыходов $47,7 \cdot 1,18 = 56,28 \approx 56$ человек.

3. Определение численности водителей и работников, занятых техническим обслуживанием и текущим ремонтом подвижного состава автомобильного транспорта и специальных машин на предприятиях и в организациях жилищно-коммунального хозяйства

Таблица 9

Показатель	Единица измерения	Объем	Норматив чел.	Численность (человек)	№ раздела сборника
1	2	3	4	5	6
Водители автомобилей и тракторов	ед.	24	1	24	
Водитель АДС	пост./смен	1/4	4	4	
Техническое обслуживание и ТР подвижного состава автомобильного транспорта					
грузовые автомобили с карбюраторными двигателями	1 млн км. пробега				3.2.1.1
г/п до 0,4 т.	-"-	0	2,04	0,000	
г/п свыше 2,5 т до 4 т (Иж2717)	-"-	0,0113	2,51	0,0284	
г/п свыше 4 т до 5 т (Газ-3307 груз.)+(автовышки км.)	-"-	0,04208	2,91	0,122	
Автомобили самосвалы	-"-	0	3,46	0,000	
Легковые автомобили - малого класса (1,2-1,8л) (Ваз)	-"-	0	1,95	0,000	3.2.1.2
Легковые автомобили - среднего	-"-	0,2362	2,22	0,524	

класса (1,8-3,5л)					
Автобус карбюраторный среднего класса 8-9,5м	-"	0	4,77	0,00	3.2.1.3
Ежедневное обслуживание (мойка-уборка)	-"	29	0,035	1,015	3.2.1.5
Специализированные машины	10000 мото/час.				
Компрессоры 0,25- 0,5 м.куб/мин	-"	0	0,26	0	3.2.2.6
свыше 1 м.куб/мин	-"	0	0,48	0	
Бурильно-крановые машины d скважины до 0,8 м на базе гусеничного трактора (Дт-75)	-"		1,82	0,00	
Бурильно-крановые машины d скважины до 0,8 м на базе автомобиля г/п 4 т (Бурямы)	-"	0,153	2,05	0,31	
Тракторы колёсные класса 0,4 т	-"	0	1,25	0	3.2.2.7
Тракторы колёсные класса 3 т и их модификации	-"	0	1,24	0	
Тракторы класса 1,4 т (ЭО, МТЗ-80)	-"	0,085	1,37	0,12	
Тракторы колёсные класса 4 т (Т-150)	-"	0,011	1,77	0,02	
Тракторы гусеничные 4т и их модификации	-"	0	2,37	0	
Тракторы гусеничные 3т и их модификации	-"	0	2,92	0	
Тракторы гусеничные 10т и их модификации	-"	0	2,81	0	
Подъёмники строительные до 22 м г/п до 300кг на автомобильном шасси (АГП-17 моточасы)	-"	0,289	0,26	0,08	3.2.3.1
Подъёмники строительные свыше 22 м г/п до 250кг на автомобильном шасси	-"	0	0,38	0	
Машины-станции передвижные электротехнические испытательно-измерительные	-"	0	1,35	0,00	
Машины аварийно-ремонтные для эл.сетей	-"		1,98	0,00	
Машины оперативные для эл.сетей	-"	0	1,58	0,00	
Электростанция передвижная	-"	0,04	1,04	0,0416	
Агрегат электросварочный передвижной	-"	0	0,64	0,00	
ИТОГО:				30,26	

Также, согласно штатному расписанию организации, в штате числятся 3 уборщика производственных помещений и 4 сторожа.

В связи с вышеизложенным, общая численность работников организации составит 130 человек (37+56+30,26+7).

МУП «Горэлектросети» является участником Отраслевого Тарифного соглашения по жилищно-коммунальному хозяйству Республики Алтай (далее – Отраслевое соглашение). Согласно Отраслевому соглашению минимальная месячная тарифная ставка рабочих первого разряда для организаций коммунального электроснабжения по обслуживанию электросетей и подстанций с 01.07.2020 года – 8893,33 руб.

Приложением № 4 к Коллективному договору между работодателем и работниками МУП «Горэлектросети» определен перечень профессий

работников организации, для которых установлены доплаты за вредные условия труда (от 4% до 8% к тарифной ставке или окладу).

Приложением № 5 к Коллективному договору между работодателем и работниками МУП «Горэлектросети» определен перечень служащих организации, имеющих право на получение надбавки за особые условия труда (20% к окладу).

Приложением № 8 к Коллективному между работодателем и работниками МУП «Горэлектросети» установлено положение о выплате вознаграждения за непрерывный стаж работы (выслугу лет) по МУП «Горэлектросети» (от 10% до 30% к окладу).

Согласно полученных данных произведем перерасчет расходов на оплату труда для организации на плановый 2021 год (расчет прилагается), который составил 50900,93 тыс. руб.

Таблица 10
тыс. руб.

Предложение организации на 2021 год	Принято Комитетом	Отклонение
53811,466	50900,93	-2910,54

5.3.3 Прочие расходы

Таблица 11
тыс. руб.

Статья затрат	2019 год (факт)			2021 год (план)		
	Предложение ТСО	Принято Комитетом	Отклонение	Предложение ТСО	Принято Комитетом	Отклонение
Ремонт основных фондов	11332,42	10081,46	-1250,96	10360,78	9846,93	-513,85
Оплата работ и услуг сторонних организаций	1381,18	1340,69	-40,49	1484,30	1433,40	-50,90
Расходы на командировки и представительские	107,12	107,12	0,00	153,27	114,53	-38,74
Расходы на подготовку кадров	170,09	170,09	0,00	182,20	181,85	-0,35
Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	1807,24	1807,24	0,00	1879,53	1932,22	52,68
Расходы на страхование	160,44	160,44	0,00	240,42	171,54	-68,88
Проценты за кредит	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Дивиденды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Другие прочие	1797,47	1583,06	214,41	1919,42	1692,53	-226,89

расходы						
ИТОГО:	16755,95	15250,10	-1505,85	16219,93	15373,00	-846,93

Ремонт основных средств

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на ремонт основных средств составил 10081,46 тыс. руб.

Проведена проверка сметных расчетов, представленных ТСО в качестве обоснования плановых расходов на ремонт основных средств в 2021 году. Предприятием представлены локальные сметные расчеты на ремонтные работы в федеральных единичных расценках (ФЕР) и ведомственных укрупненных единичных расценках (ВУЕР) на сумму 16390,54 тыс. руб. ТСО предлагает выполнение капитальных ремонтов следующих объектов.

Таблица 12

Наименование капитального ремонта	Сметная стоимость тыс. руб.
ТП – 1 ВЛИ – 0,4 кВ	376,512
ТП – 5 ВЛИ – 0,4 кВ	131,162
ТП – 21 ВЛИ – 0,4 кВ	58,381
КТП – 31 ВЛИ – 0,4 кВ	491,677
ГКТП – 36 ВЛИ – 0,4 кВ	62,269
ГКТП – 42 ВЛИ – 0,4 кВ	162,597
ГКТП – 44 ВЛИ – 0,4 кВ	163,949
ГКТП – 46 ВЛИ – 0,4 кВ	266,972
ТП – 52 ВЛИ – 0,4 кВ	63,536
КТП – 53 ВЛИ – 0,4 кВ	124,269
ТП – 56 ВЛИ – 0,4 кВ	31,656
ТП – 63 ВЛИ – 0,4 кВ	3,945
ТП – 68 ВЛИ – 0,4 кВ	10,519
КТП – 73 ВЛИ – 0,4 кВ	191,861
ТП – 77 ВЛИ – 0,4 кВ	17,481
КТП – 79 ВЛИ – 0,4 кВ	14,737
ТП – 146 ВЛИ – 0,4 кВ	10,500
ГКТП – 190 ВЛИ – 0,4 кВ	96,662
ГКТП – 209 ВЛИ – 0,4 кВ	57,683
ГКТП – 275 ВЛИ – 0,4 кВ	28,095
ГКТП – 276 ВЛИ – 0,4 кВ	18,453
ГКТП – 277 ВЛИ – 0,4 кВ	11,843
ВЛЗ – 10 Кв Л 1-21	3925,938
ВЛЗ – 10 Кв Л 1-3	2796,822
ВЛЗ – 10 Кв Л 3-23	3340,966
ТП - 1	185,186
ТП - 3	192,465
ТП - 5	161,013
ГКТП - 18	188,630
ТП - 21	186,582
ГКТП - 18	64,556
ГКТП - 36	90,087
КТП – 42	66,703
ГКТП - 44	90,320
ГКТП - 46	65,737
ТП - 47	185,753
ТП - 51	73,205
ГКТП - 52	193,509

ТП - 53	71,855
ТП - 56	94,543
ТП - 63	175,196
ТП - 68	177,014
ТП - 70	131,424
ТП - 73	67,730
ГКТП - 74	64,915
ТП - 77	185,047
КТП - 79	61,271
ТП - 88	71,855
ТП - 146	189,664
КТП - 151	64,854
КТП - 181	61,764
ГКТП - 190	90,335
ГКТП - 209	65,243
ГКТП - 243	189,124
ГКТП - 244	126,242
ГКТП - 275	65,008
ГКТП - 276	62,561
ГКТП - 277	62,590
ГКТП - 278	129,690
Всего:	16410,156

С целью достоверного определения состава работ, организацией представлены дефектные ведомости и ведомости объемов работ. В соответствии с представленными документами по капитальному ремонту на 2021 г. проведена проверка объемов работ, включенных в сметные расчеты, по результатам которой сделаны выводы:

1. объёмы работ и количество материалов соответствуют ведомости осмотра подстанций, представленной организацией;

2. использование индекса 0,85 считаем обоснованным в соответствии с письмом Росстроя от 18.11.2004 АП5536/06, входящим в реестр сметных нормативов на 5.11.2020 года.

По результатам повторного анализа вновь полученных материалов, расходы на ремонт на 2021 год приняты в размере 9846,93 тыс. руб., в т.ч. 390,00 тыс. руб. – расходы на текущий ремонт, 9456,93 тыс. руб. – расходы на капитальный ремонт.

Оплата работ и услуг сторонних организаций

Услуги связи

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на услуги связи составил 255177,23 руб., в т.ч.:

Таблица 13
руб.

Услуги связи	255 177,23
Интернет (ростелком)	35 443,63
Ростелеком (городская связь)	149 832,13
Ростелеком (междугородняя связь)	5 927,79
Сотовая связь	60 974,40
Хостинг	2 999,28

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты на выполнение услуг ремонту и обслуживанию оргтехники, выставленные ПАО «Ростелеком», ПАО «МТС», ООО «Регистратор Р01»:

Таблица 14

Номер и дата акта	Сумма без учета НДС, руб.	Сумма с учетом НДС, руб.
<i>ПАО «Ростелеком» (услуги связи)</i>		
с/ф № 640.00025137-1/01605 от 28.02.2019	14 147,25	16 976,70
с/ф № 640.00005704-2/01605 от 28.02.2019	972,75	1 167,30
с/ф № 640.00044655-1/01605 от 28.02.2019	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00015470-70/01605 от 28.02.2019	50,00	60,00
с/ф № 640.00017218-1/01605 от 31.01.2019	13 967,30	16 760,76
с/ф № 640.00004188-2/01605 от 31.01.2020	507,00	608,40
с/ф № 640.00012099-1/01605 от 31.01.2021	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00003350-70/01605 от 31.01.2022	50,00	60,00
с/ф № 640.00067278-1/01605 от 31.03.2019	14 034,00	16 840,80
с/ф № 640.00015647-2/01605 от 31.03.2020	704,95	845,94
с/ф № 640.00020492-70/01605 от 31.03.2021	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00063218-1/01605 от 31.03.2022	50,00	60,00
с/ф № 640.00021383 от 30.04.2019	14 196,75	17 036,10
с/ф № 640.00091594-1/01605 от 30.04.2020	443,05	531,66
с/ф № 640.00087673 от 30.04.2021	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00028816-70/01605 от 30.04.2022	50,00	60,00
с/ф № 640.00120269-1/01605 от 31.05.2019	14 011,50	16 813,80
с/ф № 640.00027486-2/01605 от 31.05.2020	680,65	816,78
с/ф № 640.00115894-1/01605 от 31.05.2019	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00039152-70/01605 от 31.05.2019	50,00	60,00
с/ф № 640.00126869-1/01605 от 30.06.2019	14 053,50	16 864,20
с/ф № 640.00028802-2/01605 от 30.06.2020	537,05	644,46
с/ф № 640.00144654-1/01605 от 30.06.2021	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00049536-70/01605 от 30.06.2022	50,00	60,00
с/ф № 640.00165043-1/01605 от 31.07.2019	14 334,54	17 201,45
с/ф № 640.00037916-2/01605 от 31.07.2019	491,70	590,04
с/ф № 640.00160457-1/01605 от 31.07.2019	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00054137-70/01605 от 31.07.2019	50,00	60,00
с/ф № 640.00187095-1/01605 от 31.08.2019	14 481,51	17 377,81
с/ф № 640.00043120-2/01605 от 31.08.2019	289,25	347,10
с/ф № 640.00182873-1/01605 от 31.08.2019	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00061888-70/01605 от 31.08.2019	50,00	60,00
с/ф № 640.00211455-1/01605 от 30.09.2019	14 556,69	17 468,03
с/ф № 640.00048531-2/01605 от 30.09.2019	379,75	455,70
с/ф № 640.00207020-1/01605 от 30.09.2019	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00070005-70/01605 от 30.09.2020	50,00	60,00
с/ф № 640.00234925-1/01605 от 31.10.2019	14 833,34	17 800,01
с/ф № 640.00053923-2/01605 от 31.10.2019	610,90	733,08
с/ф № 640.00230620-1/01605 от 31.10.2019	3 329,00	3 994,80

с/ф № 640.00078230-70/01605 от 31.10.2019	50,00	60,00
с/ф № 640.00258898-1/01605 от 30.11.2019	14 635,69	17 562,83
с/ф № 640.00059254-2/01605 от 30.11.2019	718,50	862,20
с/ф № 640.00254467-1/01605 от 30.11.2019	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00086433-70/01605 от 30.11.2019	50,00	60,00
с/ф № 640.00282704-1/01605 от 31.12.2019	14 349,76	17 219,71
с/ф № 640.00064527-2/01605 от 31.12.2019	398,00	477,60
с/ф № 640.00278150-1/01605 от 31.12.2019	3 329,00	3 994,80
с/ф № 640.00094480-70/01605 от 31.12.2019	50,00	60,00
ПАО «МТС» (сотовая связь)		
с/ф FOSS-0010805-000336102 от 28.02.2019	42,00	50,40
с/ф FOSS-0010805-000336222 от 28.02.2019	738,00	885,60
с/ф FOSS-0010805-000335741 от 28.02.2020	553,37	664,04
с/ф FOSS-0010805-000335896 от 28.02.2021	376,67	452,00
с/ф FOSS-0010805-000335897 от 28.02.2022	711,33	853,60
с/ф FOSS-0010805-000335742 от 28.02.2023	732,33	878,80
с/ф FOSS-0010805-000335743 от 28.02.2024	730,37	876,44
с/ф FOSS-0010805-000336056 от 28.02.2025	333,33	400,00
с/ф FOSS-0010805-000335674 от 28.02.2026	341,67	410,00
с/ф FOSS-0010805-000004999 от 31.01.2019	46,50	55,80
с/ф FOSS-0010805-000004308 от 31.01.2020	746,67	896,00
с/ф FOSS-0010805-000004626 от 31.01.2021	560,50	672,60
с/ф FOSS-0010805-000005252 от 31.01.2022	386,67	464,00
с/ф FOSS-0010805-000005251 от 31.01.2023	720,58	864,70
с/ф FOSS-0010805-000004463 от 31.01.2024	745,25	894,30
с/ф FOSS-0010805-000004947 от 31.01.2025	615,62	738,74
с/ф FOSS-0010805-000005364 от 31.01.2026	333,33	400,00
с/ф FOSS-0010805-000005253 от 31.01.2027	341,67	410,00
с/ф FOSS-0010805-000500273 от 31.03.2019	745,25	894,30
с/ф FOSS-0010805-000500274 от 31.03.2020	601,33	721,60
с/ф FOSS-0010805-000499662 от 31.03.2021	481,92	578,30
с/ф FOSS-0010805-000499833 от 31.03.2022	720,58	864,70
с/ф FOSS-0010805-000499834 от 31.03.2023	750,67	900,80
с/ф FOSS-0010805-000499979 от 31.03.2024	692,54	831,05
с/ф FOSS-0010805-000500068 от 31.03.2025	333,33	400,00
с/ф FOSS-0010805-000499295 от 31.03.2019	347,33	416,80
с/ф FOSS-0010805-000499536 от 31.03.2020	46,50	55,80
с/ф FOSS-0010805-000504055 от 30.04.2019	355,83	427,00
с/ф FOSS-0010805-000503678 от 30.04.2020	350,00	420,00
с/ф FOSS-0010805-000503753 от 30.04.2021	956,25	1 147,50
с/ф FOSS-0010805-000503269 от 30.04.2022	760,83	913,00
с/ф FOSS-0010805-000503084 от 30.04.2023	738,33	886,00
с/ф FOSS-0010805-000503752 от 30.04.2019	397,50	477,00
с/ф FOSS-0010805-000503896 от 30.04.2020	570,00	684,00
с/ф FOSS-0010805-000503446 от 30.04.2019	760,83	913,00
с/ф FOSS-0010805-000503497 от 30.04.2019	46,50	55,80

c/ф FOSS-0010805-0010805/000673275 от 31.05.2019	868,25	1 041,90
c/ф FOSS-0010805-0010805/000673274 от 31.05.2020	764,67	917,60
c/ф FOSS-0010805-0010805/000673603 от 31.05.2021	742,83	891,40
c/ф FOSS-0010805-0010805/000672486 от 31.05.2022	400,83	481,00
c/ф FOSS-0010805-0010805/000673457 от 31.05.2019	595,71	714,85
c/ф FOSS-0010805-0010805/000672485 от 31.05.2019	766,08	919,30
c/ф FOSS-0010805-0010805/000673273 от 31.05.2019	355,83	427,00
c/ф FOSS-0010805-0010805/000673392 от 31.05.2020	350,00	420,00
c/ф FOSS-0010805-0010805/000673337 от 31.05.2019	48,05	57,66
c/ф FOSS-0010805-000838755 от 30.06.2019	355,83	427,00
c/ф FOSS-0010805-000839066 от 30.06.2020	762,25	914,70
c/ф FOSS-0010805-000839707 от 30.06.2021	755,21	906,25
c/ф FOSS-0010805-000839252 от 30.06.2022	738,33	886,00
c/ф FOSS-0010805-000839937 от 30.06.2023	350,00	420,00
c/ф FOSS-0010805-000838922 от 30.06.2024	743,92	892,70
c/ф FOSS-0010805-000839708 от 30.06.2025	760,83	913,00
c/ф FOSS-0010805-001010437 от 31.07.2019	355,83	427,00
c/ф FOSS-0010805-001011092 от 31.07.2020	48,05	57,66
c/ф FOSS-0010805-001010284 от 31.07.2019	764,67	917,60
c/ф FOSS-0010805-001010285 от 31.07.2019	573,83	688,60
c/ф FOSS-0010805-001011318 от 31.07.2019	350,00	420,00
c/ф FOSS-0010805-001010136 от 31.07.2019	741,42	889,70
c/ф FOSS-0010805-001010596 от 31.07.2019	764,67	917,60
c/ф FOSS-0010805-001011044 от 31.07.2019	811,42	973,70
c/ф FOSS-0010805-001172396 от 31.08.2019	764,67	917,60
c/ф FOSS-0010805-001173362 от 31.08.2019	573,83	688,60
c/ф FOSS-0010805-001172701 от 31.08.2019	945,58	1 134,70
c/ф FOSS-0010805-00173204 от 31.08.2019	355,83	427,00
c/ф FOSS-0010805-00172397 от 31.08.2019	764,67	917,60
c/ф FOSS-0010805-00173363 от 31.08.2019	947,33	1 136,80
c/ф FOSS-0010805-00173255 от 31.08.2019	48,05	57,66
c/ф FOSS-0010805-00172964 от 31.08.2019	350,00	420,00
c/ф FOSS-0010805-00173003 от 31.08.2019	3 000,00	3 600,00
c/ф FOSS-0010805-001337946 от 30.09.2019	754,67	905,60
c/ф FOSS-0010805-001338101 от 30.09.2020	563,83	676,60
c/ф FOSS-0010805-001338758 от 30.09.2019	733,58	880,30
c/ф FOSS-0010805-0013388102 от 30.09.2020	376,67	452,00
c/ф FOSS-0010805-001338590 от 30.09.2019	754,67	905,60
c/ф FOSS-0010805-001337806 от 30.09.2019	868,83	1 042,60
c/ф FOSS-0010805-001338644 от 30.09.2019	46,50	55,80
c/ф FOSS-0010805-001338210 от 30.09.2019	395,83	475,00
c/ф FOSS-0010805-001338242 от 30.09.2019	3 000,00	3 600,00
c/ф FOSS-0010805/001505630 от 31.10.2019	395,83	475,00
c/ф FOSS-0010805/001504878 от 31.10.2020	1 055,75	1 266,90
c/ф FOSS-0010805/001505858 от 31.10.2019	760,75	912,90
c/ф FOSS-0010805/001505209 от 31.10.2019	376,67	452,00

с/ф FOSS-0010805/001505540 от 31.10.2019	737,50	885,00
с/ф FOSS-0010805/001505539 от 31.10.2019	569,92	683,90
с/ф FOSS-0010805/001505208 от 31.10.2019	762,17	914,60
с/ф FOSS-0010805/001505014 от 31.10.2019	3 000,00	3 600,00
с/ф FOSS-0010805/001505251 от 31.10.2019	48,05	57,66
с/ф FOSS-0010805/001671042 от 30.11.2019	46,50	55,80
с/ф FOSS-0010805/001671296 от 30.11.2020	760,00	912,00
с/ф FOSS-0010805/001670836 от 30.11.2019	650,83	781,00
с/ф FOSS-0010805/001670837 от 30.11.2019	737,50	885,00
с/ф FOSS-0010805/001671141 от 30.11.2019	378,08	453,70
с/ф FOSS-0010805/001671793 от 30.11.2019	759,25	911,10
с/ф FOSS-0010805/001671142 от 30.11.2019	895,92	1 075,10
с/ф FOSS-0010805/001670924 от 30.11.2019	395,83	475,00
с/ф FOSS-0010805/001671909 от 30.11.2019	3 000,00	3 600,00
с/ф FOSS-0010805/001839701 от 31.12.2019	3 000,00	3 600,00
с/ф FOSS-0010805/001840166 от 31.12.2019	395,83	475,00
с/ф FOSS-0010805/001838959 от 31.12.2019	921,58	1 105,90
с/ф FOSS-0010805/001838958 от 31.12.2019	760,75	912,90
с/ф FOSS-0010805/001838957 от 31.12.2019	376,67	452,00
с/ф FOSS-0010805/001839735 от 31.12.2019	737,50	885,00
с/ф FOSS-0010805/0018397734 от 31.12.2019	610,75	732,90
с/ф FOSS-0010805/001839137 от 31.12.2019	1 010,75	1 212,90
с/ф FOSS-0010805/001839764 от 31.12.2019	48,05	57,66
ООО «Регистратор Р01» (услуги хостинга)		
с/ф " 20190228 от 28.02.2019	218,75	262,50
с/ф № 20190131-00422 от 31.01.2019	218,75	262,50
с/ф 20190331-00406 от 31.03.2019	960,42	1 152,50
с/ф 20190430-00382 от 30.04.2019	218,75	262,50
с/ф № 20190131-00337 от 31.05.2019	218,75	262,50
с/ф № 20190630-00342 от 30.06.2019	218,75	262,50
с/ф № 20190731-00328 от 31.07.2019	218,75	262,50
с/ф № 20190831-00335 от 31.08.2019	218,75	262,50
с/ф 20190330-00351 от 30.09.2019	218,75	262,50
с/ф " 20191031-00376 от 31.10.2019	218,75	262,50
с/ф № 20191130-00355 от 30.11.2019	218,75	262,50
с/ф " 20191231-00395 от 31.12.2019	218,75	262,50

Расходы на услуги связи, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 272,82 тыс. руб. (255,18*1,032*1,036).

Расходы на услуги вневедомственной охраны

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на охрану имущества и пожарную безопасность составил 61081,13 руб.

Расходы на охрану имущества и пожарную безопасность, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 65,31 тыс. руб. (61,08*1,032*1,036).

Расходы на юридические и информационные услуги

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на обслуживание программного обеспечения составил 688529,65 руб., в т.ч.:

Таблица 15
руб.

Обслуживание программного обеспечения	688 529,65
1С, сервер	40 739,60
Гарант	82 501,58
Гранд-смета	4 237,97
САБПЭК	549 048,23
СбиС++	12 002,27

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты на выполнение услуг ремонту и обслуживанию оргтехники, выставленные ООО «Гарант Алтай», ООО «ИТ СФЕРА», ООО «Учебно-консультационный центр», ООО «ГРАНД-Смета Барнаул»:

Таблица 16

Контрагент	Номер и дата акта	Сумма, руб.
Правовые системы		
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 694 от 31.03.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 749 от 30.04.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 1121 от 31.05.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 1373 от 28.06.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 1532 от 31.07.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 1831 от 30.08.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 2187 от 30.09.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 2414 от 31.10.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 2642 от 29.11.2019	9600,00
ООО "Гарант Алтай"	с/ф № 2886 от 16.12.2019	9600,00
подписка на обновление САБПЭК		
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 14 от 28.02.2019	24000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 4 от 31.01.2019	24000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 24 от 31.03.2019	24000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 35 от 31.04.2019	24000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 47 от 30.05.2019	24000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 57 от 28.06.2019	24000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 68 от 31.07.2019	24000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 74 от 01.08.2019 (лицензия на использование модуля САБПЭК)	280 000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 87 от 31.08.2019	37000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 90 от 30.09.2019	37000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 102 от 31.10.2019	37000,00

ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 114 от 29.11.2019	37000,00
ООО "ИТ СФЕРА"	с/ф № 126 от 31.12.2019	37000,00
Настройка программного комплекса СБИС		
ООО "Учебно-консультационный центр"	акт № 551 от 18.03.2019	2000,00
ООО "Учебно-консультационный центр"	акт № 1998 от 21.11.2019	2000,00
Индексы и ценники к базе ФЕР-2001		
ООО "ГРАНД-Смета Барнаул"	т/н № 22Брн0529 от 12.08.2019	2500,00
ООО "ГРАНД-Смета Барнаул"	т/н № 22Брн0655 от 11.10.2019	2500,00

Расходы на обслуживание программного обеспечения, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 736,14 тыс. руб. (688,53*1,032*1,036).

Расходы на аудиторские и консультационные услуги

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на услуги аудита составили 71263,11 руб.

В материалах дела приложен акт от 26.03.2019 года № 15, выставленный ООО «Консалтинг» 75000,00 руб.

Расходы на услуги аудита, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 76,19 тыс. руб.

Прочие услуги сторонних организаций

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на прочие услуги сторонних организаций составил 264638,84 руб., в т.ч.:

76129,46 руб. – почтово-телеграфные услуги;

179680,43 руб. – ремонт и обслуживание оргтехники;

8828,92 руб. – услуги по дератизации.

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты на выполнение услуг по дератизации, выставленные ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в РА»: № 602 от 07.02.2019; № 141 от 15.01.2019; № 1210 от 11.03.2019; № 1982 от 09.04.2019; № 3871 от 16.05.2019; № 3595 от 10.06.2019; № 4265 от 09.07.2019; № 4769 от 13.08.2019; № 5515 от 10.09.2019; № 6174 от 08.10.2019; № 6982 от 13.11.2019; № 7804 от 05.12.2019.

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты на выполнение услуг ремонту и обслуживанию оргтехники, выставленные ООО «Компьютер Сервис» и ИП Трандышев К.В.:

Таблица 17

Контрагент	Номер и дата акта	Вид услуги	Сумма, руб.
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 81 от 05.02.2019	ремонт МФУ	1580,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 95 от 11.02.2019	замена картриджа и др.	4297,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 94 от 11.02.2019	техническое обслуживание	2625,00

		принтера	
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 32 от 21.01.2019	заправка картриджа	3520,00
ООО "Компьютер Сервис"	акт № 243 от 03.04.2019	замена картриджа и др.	4447,00
ООО "Компьютер Сервис"	акт № 434 от 21.06.2019	заправка картриджа	3320,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 485 от 17.07.2019	заправка картриджа	1200,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 534 от 07.08.2019	заправка картриджа	2350,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 569 от 14.08.2019	заправка картриджа	2200,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 618 от 03.09.2019	заправка картриджа	2130,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 691 от 24.09.2019	заправка картриджа	2800,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 709 от 27.09.2019	ремонт копировального аппарата	3520,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 790 от 23.10.2019	заправка картриджа	2880,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 873 от 21.11.2019	заправка картриджа	4650,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 970 от 23.12.2019	заправка картриджа	1200,00
ООО "Компьютер Сервис"	Акт № 976 от 25.12.2019	ремонт копировального аппарата	1500,00
ИП Трандышев К.В.	акт № 298 от 14.05.2019	ремонт принтера	1580,00
ИП Трандышев К.В.	акт № 280 от 06.05.2020	ремонт монитора	1280,00
ИП Трандышев К.В.	акт № 442 от 09.07.2019	ремонт принтера	1380,00

Расходы на прочие услуги сторонних организаций, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 282,94 тыс. руб. $(264,64 \cdot 1,032 \cdot 1,036)$.

Расходы на командировки и представительские

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на командировки составил 44480,87 руб., суточные – 62641,78 руб.

Расходы на командировки и представительские, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 114,53 тыс. руб. $(107,12 \cdot 1,032 \cdot 1,036)$.

Расходы на подготовку кадров

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на подготовку и переподготовку кадров составил 170086,04 руб.

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты на выполнение работ-услуг.

Таблица 18

Контрагент	Номер и дата акта	Вид услуги	Сумма, руб.
АНО ДПО "Негосударственный Горно-Алтайский УППК ЖКХ"	акт № 124 от 18.02.2019	повышение квалификации	10760,00
АНО ДПО "Негосударственный Горно-Алтайский УППК ЖКХ"	акт № 03 от 18.01.2019	повышение квалификации	8400,00
АНО ДПО "Негосударственный Горно-Алтайский УППК ЖКХ"	акт № 346 от 19.04.2019	повышение квалификации	5500,00
АНО "Национальное агентство развития квалификаций"	акт сдачи-приемки услуг от 28.05.2019	повышение квалификации	19500,00
ООО "ИП "Управление ЖКХ"	акт № 1200 от 28.06.2019	предоставление итоговых материалов по итогам	7500,00

		форума	
ООО "ИП "Управление ЖКХ"	акт № 1689 от 11.10.2019	оказание услуг трансляции практического семинара	11500,00
БПОУ РА "Горно-Алтайский государственный политехнический колледж имени М.З.Гнездилова		курсы дополнительного профессионального образования	33000,00
АНО ДПО "Негосударственный Горно-Алтайский УППК ЖКХ"	акт № 1105 от 22.11.2019	повышение квалификации	2750,00
АНО ДПО "Негосударственный Горно-Алтайский УППК ЖКХ"	акт № 1106 от 29.11.2020	обучение по пожарно-техническому минимуму	1000,00
АНО ДПО "Негосударственный Горно-Алтайский УППК ЖКХ"	акт № 1114 от 29.11.2019	обучение	48420,00
АНО ДПО "СибИГМУ"	акт № 202 от 27.01.2020	обучение	20000,00
ООО "ИП "Управление ЖКХ"	акт № 2158 от 22.11.2019	оказание услуг трансляции практического семинара	15500,00
ВДПО Республики Алтай	акт № 634 от 12.12.2019	пожарно-технический минимум	3800,00

Расходы на подготовку кадров, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 181,85 тыс. руб. (170,09*1,032*1,036).

Расходы на обеспечение нормальных условий труда

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на обеспечение нормальных условий труда составил 1807240,87 руб., в т.ч.:

Таблица 19
руб.

Обеспечение нормальных условий труда	1 807 240,87
Списание спецодежды	1 575 594,53
Охрана труда	231 646,34

Расходы на обеспечение нормальных условий труда, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 1932,22 тыс. руб. (1807,24*1,032*1,036).

Расходы на страхование

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер расходов на добровольное и обязательное страхование составил 160444,83 руб., в т.ч.:

Таблица 20
руб.

Добровольное и обязательное страхование	160 444,83
Страхование (клев)	14 572,51
Страхование автотехники (ОСАГО)	128 136,97
Страхование имущества (по кредиту)	13 797,94
Страхование опасных объектов (вышки, подъемники)	3 937,41

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты на выполнение работ-услуг.

Таблица 21

Контрагент	Номер и дата акта	Сумма страховой премии, руб.
Страховое акционерное общество "ВСК"	Акт № 019-088-0000337 от 04.02.2019	4500,00
Страховое акционерное общество "ВСК"	Акт № 019-088-0000961 от 19.03.2019	8174,00
Страховое акционерное общество "ВСК"	Акт № 019-088-0001374 от 12.04.2019	42419,68
Страховое акционерное общество "ВСК"	акт № 019-088-0002098 от 22.05.2019	23395,89
Страховое акционерное общество "ВСК"	Акт № 019-088-0002618 от 28.06.2019	6315,00
Страховое акционерное общество "ВСК"	Акт № 019-088-0002608 от 28.06.2019	38174,11
Страховое акционерное общество "ВСК"	Акт № 019-088-0003467 от 06.08.2019	4645,61
Страховое акционерное общество "ВСК"	Акт № 019-088-0003428 от 05.08.2019	5067,93
ООО "ИНКОР СТРАХОВАНИЕ"	-	23940,00
Горно-Алтайский филиал ООО "НСГ-Росэнерго"	Акт № 166 от 23.12.2019	11557,72

Расходы на страхование, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 171,54 тыс. руб. (160,44*1,032*1,036).

Другие прочие расходы

Согласно оборотно-сальдовой ведомости по 20 счету за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии», общий размер прочих расходов составил 1583060,05 руб., в т.ч.:

Таблица 22

Статья затрат	Сумма, руб.
Поверка приборов	194 887,93
Техосмотр автотехники	161 757,00
Вывоз мусора и нечистот	79 814,40
Расходы канцелярские	219 152,09
Расходы на объявления	271 185,37
Услуги банка (обслуживание счета)	193 442,90
Водоотведение	2 874,16
Водоснабжение	16 561,59
Услуги прочие (консультационные, информационные, регистрационные)	443 384,61
ИТОГО:	1 583 060,05

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты на выполнение работ по поверке счетчиков и иных средств измерений, выставленные ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Алтайском крае и Республике Алтай»:

Таблица 23

Реквизиты акта	Сумма без НДС, руб.	Сумма с НДС, руб.
№ 02373 от 15.03.2019	78163,22	93795,86
№ 03033 от 13.03.2020	953,21	1143,85
№ 03878 от 07.05.2019	42894,45	51473,34
№ 05800 от 29.05.2019	21829,36	26195,23
№ 13869 от 25.10.2019	30502,72	36603,26
№ 15160 от 20.11.2019	11146,00	13375,20
№ 15161 от 20.11.2019	632,00	758,40
№ 15228 от 20.11.2019	4295,00	5154,00

№ 0000-043597 от 08.11.2020	2215,88	2659,06
№ 16534 от 25.11.2021	756,00	907,20

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты и счет-фактуры на оказание услуг по вывозу мусора и нечистот, выставленные ООО «Коммунальщик» и ООО «НАТС»:

Таблица 24

Реквизиты акта (счет-фактуры)	Вид оказанной услуги	Сумма без НДС, руб.	Сумма с НДС, руб.
<i>Услуги по обращению и захоронению ТКО, оказанные ООО «Коммунальщик»</i>			
акт № 869 от 28.02.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1354,41	1354,41
с/ф № 30 от 28.02.2019	размещение (захоронение) ТКО	510,14	612,168
с/ф № 15 от 31.01.2019	размещение (захоронение) ТКО	1283,23	1539,876
акт № 341 от 31.01.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1354,41	1354,41
акт № 38 от 31.03.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1354,41	1354,41
акт № 1392 от 30.04.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	2417,18	2417,18
акт № 825 от 30.04.2020	оказание услуг по обращению с ТКО	1354,41	1354,41
акт № 1688 от 31.05.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1354,41	1354,41
акт № 2432 от 28.06.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1354,41	1354,41
с/ф № 3091 от 01.07.2019	размещение (захоронение) ТКО	302,15	302,15
с/ф № 3148 от 01.07.2019	размещение (захоронение) ТКО	7387,52	7387,52
акт № 3308 от 31.07.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1369,05	1369,05
акт № 4057 от 31.07.2019	размещение (захоронение) ТКО	9472,34	9472,34
акт № 4161 от 30.08.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1306,29	1306,29
акт № 4882 от 30.08.2019	размещение (захоронение) ТКО	10046,42	10046,42
акт № 5061 от 30.09.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1306,29	1306,29
акт № 5877 от 30.09.2019	размещение (захоронение) ТКО	2069,71	2069,71
акт № 6710 от 31.10.2019	размещение (захоронение) ТКО	26876,25	26876,25
акт № 5988 от 31.10.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1306,29	1306,29
акт № 6786 от 29.11.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1306,29	1306,29
акт № 8438 от 31.12.2019	размещение (захоронение) ТКО	885,69	885,69
акт № 8320 от 31.12.2019	оказание услуг по обращению с ТКО	1306,29	1306,29
<i>Услуги по вывозу ЖБО, оказанные ООО «НАТС»</i>			
акт № 20 от 28.02.2019	вывоз ЖБО	580,96	580,96
акт № 64 от 30.06.2019	вывоз ЖБО	580,96	580,96
акт № 78 от 31.07.2019	вывоз ЖБО	2089,71	2089,71
акт № 94 от 31.08.2019	вывоз ЖБО	3251,63	3251,63
акт № 103 от 30.09.2019	вывоз ЖБО	1508,75	1508,75
акт № 117 от 31.10.2019	вывоз ЖБО	1508,75	1508,75
акт № 131 от 30.11.2019	вывоз ЖБО	3017,51	3017,51
акт № 143 от 31.12.2019	вывоз ЖБО	4526,26	4526,26

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие акты на оказание услуг по размещению рекламы, выставленные ООО «Рекламное агентство Горный Алтай Медиа»:

Таблица 25

Номер и дата акта	Сумма, руб.	Номер и дата акта	Сумма, руб.	Номер и дата акта	Сумма, руб.	Номер и дата акта	Сумма, руб.
акт № 11 от 04.02.2019	1168,00	акт № 31 от 27.03.2019	2100,00	акт № 61 от 27.06.2019	2100,00	акт № 92 от 18.09.2019	2100,00
акт № 12 от 07.02.2019	2100,00	акт № 32 от 28.03.2019	2100,00	акт № 62 от 27.06.2019	1460,00	акт № 91 от 18.09.2019	1575,00
акт № 13 от 12.02.2019	1575,00	акт № 33 от 28.03.2019	3150,00	акт № 63 от 03.07.2019	2625,00	акт № 93 от 24.09.2019	2100,00
акт № 14 от 13.02.2019	2100,00	акт № 34 от 29.03.2019	5250,00	акт № 64 от 09.07.2019	1680,00	акт № 94 от 25.09.2019	2415,00
акт № 15 от 15.02.2019	2625,00	акт № 35 от 01.04.2019	1460,00	акт № 65 от 11.07.2019	3255,00	акт № 95 от 26.09.2019	2100,00
акт № 16 от 18.02.2019	1095,00	акт № 36 от 02.04.2019	2100,00	акт № 66 от 23.07.2019	2100,00	акт № 96 от 27.09.2019	3675,00
акт № 17 от 19.02.2019	2310,00	акт № 37 от 03.04.2019	4200,00	акт № 67 от 24.07.2019	2100,00	акт № 97 от 30.09.2019	1460,00
акт № 18 от 20.02.2019	2625,00	акт № 39 от 12.04.2019	2100,00	акт № 68 от 01.08.2019	2100,00	акт № 98 от 09.10.2019	2100,00
акт № 19 от 26.02.2019	3360,00	акт № 38 от 05.04.2019	1241,00	акт № 69 от 02.08.2019	2310,00	акт № 99 от 11.10.2019	2100,00
акт № 20 от 28.02.2019	2100,00	акт № 43 от 25.04.2019	2625,00	акт № 70 от 06.08.2019	2100,00	акт № 100 от 16.10.2019	2100,00
акт № 1 от 09.01.2019	2100,00	акт № 44 от 29.04.2019	1460,00	акт № 71 от 07.08.2019	3360,00	акт № 101 от 23.10.2019	4935,00
акт № 2 от 14.01.2019	1095,00	акт № 40 от 17.04.2019	1785,00	акт № 75 от 14.08.2019	4200,00	акт № 102 от 29.10.2019	4515,00
акт № 3 от 17.01.2019	1155,00	акт № 41 от 22.04.2019	1898,00	акт № 74 от 14.08.2019	1575,00	акт № 103 от 31.10.2019	3465,00
акт № 4 от 18.01.2019	2100,00	акт № 42 от 24.04.2019	3150,00	акт № 76 от 15.08.2019	1680,00	акт № 104 от 07.11.2019	2100,00
акт № 5 от 22.01.2019	1890,00	акт № 45 от 30.04.2019	2625,00	акт № 72 от 07.08.2019	1680,00	акт № 105 от 12.11.2019	3465,00
акт № 6 от 23.01.2019	1680,00	акт № 46 от 08.05.2019	2100,00	акт № 73 от 07.08.2019	1095,00	акт № 106 от 14.11.2019	3150,00
акт № 7 от 28.01.2019	1365,00	акт № 47 от 15.05.2019	1785,00	акт № 77 от 20.08.2019	1575,00	акт № 107 от 15.11.2019	2100,00
акт № 8 от 29.01.2019	1785,00	акт № 48 от 17.05.2019	1680,00	акт № 78 от 21.08.2019	4305,00	акт № 108 от 19.11.2019	7875,00
акт № 9 от 30.01.2019	2100,00	акт № 49 от 28.05.2019	3780,00	акт № 79 от 22.08.2019	1785,00	акт № 109 от 20.11.2019	2100,00
акт № 10 от 30.01.2019	2100,00	акт № 50 от 30.05.2019	2205,00	акт № 80 от 23.08.2019	2100,00	акт № 110 от 25.11.2019	2555,00
акт № 21 от 04.03.2019	1095,00	акт № 51 от 31.05.2019	4410,00	акт № 81 от 26.08.2019	3796,00	акт № 111 от 26.11.2019	2100,00
акт № 22 от 05.03.2019	1680,00	акт № 52 от 05.06.2019	3150,00	акт № 82 от 27.08.2019	2730,00	акт № 112 от 27.11.2019	3675,00
акт № 23 от 11.03.2019	1575,00	акт № 53 от 06.06.2019	4200,00	акт № 83 от 28.08.2019	3465,00	акт № 113 от 28.11.2019	1575,00
акт № 24 от 13.03.2019	3780,00	акт № 54 от 07.06.2019	2415,00	акт № 84 от 29.08.2019	3150,00	акт № 114 от 29.11.2019	4200,00
акт № 25 от 14.03.2019	2625,00	акт № 55 от 11.06.2019	2100,00	акт № 85 от 30.08.2019	3150,00	акт № 115 от 03.12.2019	3675,00
акт № 26 от 15.03.2019	3885,00	акт № 56 от 14.06.2019	4725,00	акт № 86 от 03.09.2019	3150,00	акт № 116 от 04.12.2019	2625,00
акт № 27 от 18.03.2019	1095,00	акт № 57 от 18.06.2019	1890,00	акт № 87 от 05.09.2019	3150,00	акт № 117 от 10.12.2019	4200,00
акт № 28 от 19.03.2019	1575,00	акт № 58 от 20.06.2019	2625,00	акт № 88 от 06.09.2019	2730,00	акт № 119 от 13.12.2019	1575,00
акт № 29 от 20.03.2019	2100,00	акт № 59 от 21.06.2019	1575,00	акт № 89 от 11.09.2019	2415,00	акт № 118 от 12.12.2019	1575,00
акт № 30 от 21.03.2019	2100,00	акт № 60 от 26.06.2019	1575,00	акт № 90 от 13.09.2019	2940,00	акт № 120 от 16.12.2019	3190,00
						акт № 121 от 24.12.2019	1890,00

В материалах дела, представленного организацией, приложены следующие счет-фактуры на оказанные АО «Водопроводно-канализационное хозяйство» услуги водоснабжения (водоотведения):

Таблица 26

Реквизиты счет-фактуры	Сумма без НДС, руб.	Сумма с НДС, руб.
Услуги водоотведения		
с/ф № 833 от 28.02.2019	119,90	143,88
с/ф № 3953 от 30.06.2019	119,90	143,88
с/ф № 4823 от 31.07.2019	437,66	525,19
с/ф № 6104 от 31.08.2019	681,00	817,20
с/ф № 6417 от 30.09.2019	315,98	379,18
с/ф № 7437 от 31.10.2019	315,98	379,18
с/ф № 8257 от 30.11.2019	631,97	758,36
с/ф № 9048 от 31.12.2019	947,95	1137,54
Услуги водоснабжения		
с/ф № 1258 от 28.02.2019	1154,10	1384,92
с/ф № 347 от 31.01.2019	961,75	1154,10
с/ф № 2052 от 31.03.2019	1384,92	1661,90
с/ф № 2732 от 30.04.2019	2192,79	2631,35
с/ф № 3372 от 31.05.2019	2154,32	2585,18
с/ф № 4297 от 30.06.2019	1808,09	2169,71
с/ф № 5311 от 31.07.2019	1287,00	1544,40
с/ф № 5823 от 31.08.2019	1560,00	1872,00
с/ф № 6788 от 30.09.2019	1755,00	2106,00
с/ф № 7535 от 31.10.2019	1287,00	1544,40
с/ф № 8372 от 30.11.2019	1872,00	2246,40
с/ф № 9177 от 31.12.2019	1638,00	1965,60

Расходы по указанной статье, принятые экспертами Комитета на 2021 год, составили 1 692,53 тыс. руб. (1 583,06*1,032*1,036).

5.3.4 Электроэнергия на хозяйственные нужды

Согласно данным организации, общая сумма расходов, сложившаяся по данной статье в 2019 году составила 1845,32 тыс. руб.

Организацией по указанной статье затрат на 2021 год заявлена сумма в размере 1976,71 тыс. руб.

Согласно представленной в материалах тарифного дела оборотно-сальдовой ведомости по счету 20.01 за 2019 год по виду деятельности «Услуги по передаче электроэнергии» расходы на покупку электрической энергии для собственных нужд организации составили 1832,24 тыс. руб.

В материалах дела также представлены акты приема-передачи электроэнергии (мощности) и счет-фактуры, выставленные АО «Алтайэнергосбыт».

Таблица 27

Название документа	Стоимость электроэнергии без НДС, руб.	Стоимость электроэнергии с НДС, руб.
акт № 107302003274 от 28.02.2019	329 455,54	395 346,65
акт № 107301001922 от 31.01.2019	367 733,94	441 280,73
с/ф № 107303007087 от 31.03.2019	258 915,50	310 698,60

с/ф № 107304009833 от 30.04.2020	86 005,68	103 206,82
с/ф № 107305012515 от 31.05.2019	61 194,59	73 433,51
с/ф № 107306003148 от 30.06.2019	4 369,81	41 243,77
с/ф № 107307006140 от 31.07.2019	38 767,13	46 520,56
с/ф № 107308009208 от 31.08.2019	35 989,65	43 187,58
с/ф № 107309012589 от 30.09.2019	65 023,60	78 028,32
акт № 107310014881 от 31.10.2019	196 309,51	235 571,41
акт № 107311017678 от 30.11.2019	272 443,40	326 932,08
акт № 107312020428 от 31.12.2019	368 366,98	442 040,38

На 2021 год затраты по данной статье приняты экспертами в размере 1958,95 тыс. руб. (1832,24*1,032*1,036).

5.4. Определение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям

Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяется в соответствии с п. 40(1) Основ ценообразования.

Согласно п. 40(1) уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации в процентах от величины суммарного отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов определяется по формуле:

$$N = \frac{\sum(W_{\text{ОС}i} \times n_i)}{W_{\text{ОСсумм}}} \times 100$$

где:

i - уровень напряжения;

$W_{\text{ОС}i}$ - величина отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации за последний истекший год по соответствующему уровню напряжения за вычетом объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети, переданным в аренду территориальным сетевым организациям, и объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам трансформаторных подстанций на соответствующем уровне напряжения (тыс. кВт·ч);

$W_{\text{ОСсумм}}$ - величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации за последний истекший год за вычетом объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам единой национальной

(общероссийской) электрической сети, переданным в аренду территориальным сетевым организациям (тыс. кВт·ч);

n_i - минимальное значение из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям для соответствующей группы территориальных сетевых организаций на соответствующем уровне напряжения, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации, и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации на соответствующем уровне напряжения за последний истекший год.

Минимальное значение из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям для соответствующей группы территориальных сетевых организаций на соответствующем уровне напряжения, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации, и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации на соответствующем уровне напряжения за последний истекший год определяется по формуле:

$$n_i = \min \left\{ \frac{\Delta W_i}{W_{\text{оси}}} \times 100; \Delta W_{\text{нпэ.грj}} \right\},$$

где:

ΔW_i - величина фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации за последний истекший год по соответствующему уровню напряжения (тыс. кВт·ч);

$\Delta W_{\text{нпэ.грj}}$ - норматив потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций на соответствующем уровне напряжения, утвержденный Министерством энергетики Российской Федерации, для j-ой группы территориальных сетевых организаций, определяемой по данным за последний истекший год.

Согласно предложению организации уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям составляет 12,64%.

В таблице, представленной ниже, представлен расчет нормативного уровня потерь, произведенный специалистами Комитета, на следующий долгосрочный период регулирования.

$$N = (152115.737 \cdot 4.754 + 88973.817 \cdot 13.490) / 152115.737 = 12.645\%.$$

Таблица 28

Расчет нормативного уровня потерь

Наименование показателя	В том числе по уровням напряжения			
	ВН	СН1	СН2	НН

Величина отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации за вычетом объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети, переданным в аренду территориальным сетевым организациям, и объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам трансформаторных подстанций на соответствующем уровне напряжения (тыс. кВт*ч), W_{OCI}	0	0	152115,737	88973,817
Соотношение величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммарной протяженности воздушных и кабельных линий в одноцепном выражении, тыс. кВт*ч/км	-	-	692,979	-
Соотношение величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммы номинальных мощностей силовых трансформаторов, тыс. кВт*ч/МВА	-	-	1482,248	-
Доля протяженности воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении в суммарной протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, %	-	-	-	88,000
Значение норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, % (согласно приказу Минэнерго России от 26.09.2017 г. № 887)	-	-	8,490	13,490
Величина фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, тыс. кВт*ч	-	-	7231,956	12934,897
Уровень фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, тыс. кВт*ч	-	-	4,754	14,538
Уровень потерь, N				12,645

5.5. Расчет плановых показателей качества и надежности оказываемых услуг

Согласно разделу 3 Положения об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденных постановлением Правительства РФ от 31.12.2009 г. № 1220 (далее – Положение) плановые значения показателей надежности и качества определяются регулирующими органами с учетом:

- а) данных о фактических значениях показателей надежности и качества;

б) включаемых в соответствии с утвержденной инвестиционной программой и (или) производственной программой в необходимую валовую выручку расходов, направленных на поддержание (повышение) уровня надежности и качества;

в) индивидуальных особенностей функционирования организаций, обусловленных природно-климатическими и территориальными условиями, технологическими и техническими характеристиками;

г) заключения, представленного Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с пунктом 14(1) Положения.

Плановые значения определяются на одном уровне для каждой организации из числа организаций, осуществляющих один вид деятельности, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики или условия деятельности. При этом при определении плановых значений показателей надежности и качества применяется метод сравнения аналогов.

Для территориальных сетевых организаций плановые значения показателей надежности определяются с учетом:

базовых значений показателей надежности;

значений коэффициентов максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики или условия деятельности;

предложений территориальных сетевых организаций по плановым значениям показателей надежности с увеличенным темпом улучшения значений показателей для такой территориальной сетевой организации.

2. Расчет плановых значений показателя качества оказываемых услуг

Согласно разделу 3.3 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 29.11.2016 г. № 1256 (далее – Методические указания) для целей использования при государственном регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года и позднее уровень качества оказываемых территориальных сетевых организаций определяется показателем уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети.

Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети ($P_{\text{тпр}}$) определяется по формуле:

$$P_{\text{тпр}} = 0,5 \times P_{\text{заяв_тпр}} + 0,5 \times P_{\text{нс_тпр}}, \quad (1)$$

где:

$P_{заяв_тпр}$ - показатель качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, определяемый исходя из рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, полученных от заявителей;

$P_{нс_тпр}$ - показатель качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети.

$P_{заяв_тпр}$ определяется по формуле:

$$P_{заяв_тпр} = N_{заяв_тпр} / \max(1, N_{заяв_тпр} - N_{заяв_тпр}^{нс}), \quad (2)$$

где:

$N_{заяв_тпр}$ - число поданных в соответствии с требованиями нормативных правовых актов заявок на технологическое присоединение к сети, по которым сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, шт.;

$N_{заяв_тпр}^{нс}$ - число поданных в соответствии с требованиями нормативных правовых актов заявок на технологическое присоединение к сети, по которым сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети с нарушением установленных сроков его направления, шт.

$P_{нс_тпр}$ определяется по формуле:

$$P_{нс_тпр} = N_{сд_тпр} / \max(1, N_{сд_тпр} - N_{сд_тпр}^{нс}), \quad (3)$$

где:

$N_{сд_тпр}$ - число договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в соответствующем расчетном периоде и по которым имеется подписанный сторонами акт о технологическом присоединении, шт.;

$N_{сд_тпр}^{нс}$ - число договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в соответствующем расчетном периоде и по которым имеется подписанный сторонами акт о технологическом присоединении и по которым произошло нарушение установленных сроков технологического присоединения, шт. При этом не учитываются договоры об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, сроки по которым нарушены в связи с неисполнением в срок обязательств по договору со стороны заявителей.

Отчетные данные, используемые при расчете фактических значений показателя качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, указываются по форме 3.1 к Методическим указаниям, показателя качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети - по форме 3.2.

В соответствии пунктом 4.1.1 раздела 4.1 Методических указаний плановые значения показателей качества услуг устанавливаются

регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.

1. Для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения показателей уровня качества оказываемых услуг (начинающиеся с 2018 года и позднее) плановые значения определяются как минимальное значение из фактических значений показателей уровня качества оказываемых услуг в последнем отчетном периоде регулирования и средних фактических значений показателей уровня качества оказываемых услуг за предыдущие расчетные периоды регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования, суммарно не более трех, по которым имеются отчетные данные на момент установления плановых значений на следующий долгосрочный период регулирования, с применением темпа улучшения показателей качества услуг (p);

2. Для второго и последующих расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования плановые значения ($\Pi_{t,i}^{nn}$) показателей качества услуг определяются (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года) на каждый расчетный период (t) в пределах долгосрочного периода регулирования по следующей формуле:

$$\Pi_{t+1,i}^{nn} = \Pi_{t,i}^{nn} \times (1 - p), (4)$$

где:

$\Pi_{t,i}^{nn}$ - устанавливаемое регулирующим органом плановое значение по показателю качества услуг (Π_{mnp}) на расчетный период регулирования (t);

p - темп улучшения показателей качества услуг, определяемый обязательной динамикой улучшения фактических значений показателей, равный 0,015 ($p = 0,015$). Темп улучшения показателей качества услуг $p = 0,015$ не применяется в случае достижения неухудшаемых значений показателей (значение показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения, равное единице ($\Pi_{mnp} = 1$), является неухудшаемым значением).

Предыдущими расчетными периодами в пределах долгосрочного периода регулирования (2016-2020 гг.) МУП «Горэлектросети» являются 2017-2019 гг.

Отчетные данные для расчета показателя качества осуществляемого технологического присоединения к сети за 2017-2019 гг. ($\Pi_{заяв_mnp}$ и $\Pi_{нс_mnp}$) приведены в Приложениях 1 и 2 к Экспертному заключению.

Таким образом, значения показателя качества осуществляемого технологического присоединения к сети за период 2014-2016 гг. равны:

$$\Pi_{тпр,2017}^{факт} = 0,5 \times 1,0000 + 0,5 \times 0,9063 = 0,9532$$

$$\Pi_{тпр,2018}^{факт} = 0,5 \times 1,1419 + 0,5 \times 0,955 = 1,0485$$

$$\Pi_{тпр,2019}^{факт} = 0,5 \times 1,0641 + 0,5 \times 1,0432 = 1,0537$$

Среднее значение показателя качества осуществляемого технологического присоединения к сети за период 2017-2019 гг.:

$$P_{\text{тпр},2014-2016}^{\text{сред}} = (0,9532 + 1,0485 + 1,0537) / 3 = 1,0185$$

Тогда, значение показателя качества осуществляемого технологического присоединения к сети на первый расчетный период регулирования (2021 год):

$$P_{\text{тпр},2021}^{\text{пл}} = \min (P_{\text{тпр},2019}; P_{\text{тпр},2017-2019}^{\text{сред.знач.}}) \times (1 - p)$$

$$P_{\text{тпр},2021}^{\text{пл}} = \min (1,0537; 1,0185) \times (1 - 0,015)$$

$$P_{\text{тпр},2021}^{\text{пл}} = 1,0185 \times 0,985 = \mathbf{1,0032}.$$

Значения показателя качества осуществляемого технологического присоединения к сети на второй и последующие расчетные периоды регулирования (2022-2025 гг.):

$$P_{\text{тпр},2022}^{\text{пл}} = P_{\text{тпр},2021}^{\text{пл}} \times (1 - 0,015) = 1,0032 \times 0,985 = \mathbf{0,9881}$$

$$\rightarrow P_{\text{тпр},2022}^{\text{пл}} = \mathbf{1,0000} \text{ (неулучшаемое значение)}$$

$$P_{\text{тпр},2023}^{\text{пл}} = \mathbf{1,0000}$$

$$P_{\text{тпр},2024}^{\text{пл}} = \mathbf{1,0000}$$

$$P_{\text{тпр},2025}^{\text{пл}} = \mathbf{1,0000}$$

Сводные данные по плановым показателям качества осуществляемого технологического присоединения к сети представлены в таблице 29.

Таблица 29

Сводные данные по плановым значениям показателя качества осуществляемого технологического присоединения к сети МУП «Горэлектросети» на период 2021-2025 гг.

Показатель	годы				
	2021	2022	2023	2024	2025
Показатель качества осуществляемого технологического присоединения к сети ($P_{\text{тпр}}$)	предложение организации				
	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	расчеты Комитета				
	1,0032	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

3. Расчет плановых значений показателей уровня надежности оказываемых услуг

В соответствии с разделом 2.2 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций,

утвержденных приказом Минэнерго России от 29.11.2016 г. № 1256 (далее – Методические указания № 1256) уровень надежности оказываемых услуг (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года) определяется средней продолжительностью прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и средней частотой прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации.

Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (Π_{saidi}) определяется по формуле:

$$\Pi_{saidi} = \frac{\sum_{j=1}^J T_j \times N_j}{N_t},$$

где:

T_j - продолжительность j-го прекращения передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в рамках технологического нарушения, час;

N_j - количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошло j-ое прекращение передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения, шт.;

N_t - максимальное за год число точек поставки потребителей услуг сетевой организации за t-й расчетный период регулирования, шт.;

J - количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в t-м расчетном периоде регулирования, шт.

Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (Π_{saifi}) определяется по формуле:

$$\Pi_{saifi} = \frac{\sum_{j=1}^J N_j}{N_t},$$

Учет данных первичной информации по прекращением передачи электрической энергии, произошедшим на объектах сетевых организаций, производится путем заполнения территориальной сетевой организацией формы 8.1 к Методическим указаниям № 1256.

В материалах дела имеется форма 8.1, представленная МУП «Горэлектросети».

Расчет показателей уровня надежности оказываемых услуг осуществляется по форме 1.3 к Методическим указаниям № 1256.

В соответствии разделом 4.2 Методических указаний № 1256 плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг устанавливаются исходя из:

а) фактических значений показателей уровня надежности оказываемых услуг, указанных в разделе 2.2 Методических указаний № 1256, за предыдущие отчетные расчетные периоды регулирования, суммарно не более трех, по которым имеются данные на момент установления плановых значений показателей уровня надежности оказываемых услуг на следующий долгосрочный период регулирования;

б) принадлежности территориальной сетевой организации к группе территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и (или) технические характеристики и (или) условия деятельности, в соответствии с пунктом 4.2.5 Методических указаний № 1256;

в) динамики улучшения фактических значений показателей уровня надежности, определенной исходя из базовых значений показателей надежности для группы территориальных сетевых организаций, в соответствии с пунктом 4.2.4.

Для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения для каждого i -го показателя, плановые значения ($P_{t,i}^{nn}$) определяются исходя из:

- минимального значения ($P_{1,i}^{nn}$) из фактического значения показателей уровня надежности оказываемых услуг за период, предшествующий текущему, и среднего значения фактических значений показателей уровня надежности оказываемых услуг за периоды, предшествующие текущему, но не более трех расчетных периодов, имеющих на момент установления плановых значений;

- единоразового улучшения минимального значения ($P_{1,i}^{nn}$) с применением темпа улучшения показателей надежности, определяемого в соответствии с пунктом 4.2.4 Методических указаний.

2. Для второго и последующих расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг определяются для каждого i -го показателя на каждый расчетный период (t) по следующей формуле:

$$P_{t+1,i}^{nn} = P_{t,i}^{nn} \times (1 - r_{m,i}),$$

где:

$P_{t,i}^{nn}$ - устанавливаемое регулирующим органом плановое значение по i -му показателю уровня надежности оказываемых услуг на расчетный период регулирования (t) для территориальной сетевой организации, шт.;

$r_{m,i}$ - темп улучшения i -го показателя уровня надежности оказываемых услуг для сетевой организации группы m , определяемый в соответствии с пунктом 4.2.4 Методических указаний № 1256;

m - номер группы территориальных сетевых организаций по i -му показателю надежности, в соответствии с формой 9.1 и 9.2 приложения № 9 к Методическим указаниям № 1256, к которой принадлежит территориальная сетевая организация.

Согласно п. 4.2.4 Методических указаний, темп улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг $r_{m,i}$ определяется по формуле:

$$r_{m,i} = \left| \left(\frac{C_{m,i}^n}{\Pi_{1,i}^{nn}} \right)^{\frac{1}{T}} - 1 \right|,$$

где:

T - число расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации, шт.

$\Pi_{1,i}^{nn}$ - значение i -го показателя уровня надежности оказываемых услуг для территориальной сетевой организации, определяемое в соответствии с абзацами вторым, четвертым и пятым п. 4.2.2 настоящих Методических указаний (минимальное значение $\Pi_{1,i}^{nn}$ из фактического значения показателей уровня надежности оказываемых услуг за период, предшествующий текущему, и среднего значения фактических значений показателей уровня надежности оказываемых услуг за периоды, предшествующие текущему, но не более трех расчетных периодов, имеющих на момент установления плановых значений);

$C_{m,i}^n$ - значение i -го показателя уровня надежности оказываемых услуг для m -й группы территориальных сетевых организаций, рассчитанное на год (n), соответствующий первому расчетному периоду регулирования долгосрочного периода территориальной сетевой организации (2021 год) в соответствии с п. 4.2.5 Методических указаний.

По п. 4.2.5 Методических указаний, значения показателя ($C_{m,i}^n$) определяется по формуле:

$$C_{m,i}^n = C_{m,i,\delta} \times (1 - p)^{n-n_\delta},$$

где $C_{m,i}^n$ - значение i -го показателя для m -й группы территориальных сетевых организаций, рассчитанное на год n ;

$C_{m,i,\delta}$ - базовое значение i -го показателя для m -й группы территориальных сетевых организаций, определяемое в соответствии с главой 7 Методических указаний;

n - год, на который рассчитывается значение i -го показателя для m -й группы территориальных сетевых организаций, соответствующий первому расчетному периоду регулирования долгосрочного периода территориальной сетевой организации;

n_δ - год, в котором устанавливается базовое значение i -го показателя для m -й группы территориальных сетевых организаций;

p - темп улучшения показателей надежности и качества услуг, определяемый обязательной динамикой улучшения фактических значений показателей, равный 0,015 ($p = 0,015$).

Случай-исключения:

1) темп улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг $r_{m,i} = 0,015$, если:

а) плановое значение i -го показателя уровня надежности оказываемых услуг, рассчитанное для первого расчетного периода регулирования меньше значения $C_{m,i}^n$;

б) значение темпа улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг $r_{m,i}$ меньше 0,015.

2) темп улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг $r_{m,i}$ = коэффициенту максимальной динамики улучшения $R_{m,i}$, если:

а) рассчитанное значение r_m больше значения коэффициента $R_{m,i}$ и предложение ТСО по более высокому значению темпа улучшения показателей и по соответствующим плановым значениям, не было согласовано с Комитетом по тарифам Республики Алтай, в том числе за счет выполнения инвестиционной программы такой организации.

Значение коэффициента $R_{m,i}$ определяется Министерством энергетики Российской Федерации.

В целях расчета для первого расчетного периода (2021 год) плановых значений показателей надежности, а именно, средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации (Π_{saidi}) и средней частоты прекращения передачи электрической энергии (Π_{saifi}), проведен расчет средних фактических значений данных показателей за период 2017-2019 гг. Расчет приведен в таблице и по форме 1.3 Методических указаний.

Таблица 30

Расчет фактических значений показателей средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии и средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг

МУП «Горэлектросети» за 2017-2019 гг.

Наименование показателя Период	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг (Π_{saidi})	Средняя частота прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг (Π_{saifi})
	$\Pi_{saidi} = \frac{\sum_{j=1}^J T_j \times N_j}{N_r}$	$\Pi_{saifi} = \frac{\sum_{j=1}^J N_j}{N_r}$
2017	1.760	2.491
2018	2.775	2.707
2019	3.843	3.279
Среднее значение	$\Pi_{saidi}^{ср} = \frac{1.760+2.775+3.843}{3} = 2.793 \text{ час.}$	$\Pi_{saifi}^{ср} = \frac{2.491+2.707+3.279}{3} = 2.826 \text{ шт.}$

Расчет значений $\sum_{j=1}^J T_j \times N_j$ произведен на основе формы 8.1, представленной организацией за 2017-2019 гг., как сумма произведений продолжительности j -ого прекращения передачи электрической энергии и количества точек поставки, по которым произошло j -ое прекращение передачи электрической энергии.

Расчет значений $\sum_{j=1}^J N_j$ произведен на основе формы 8.1, представленной организацией за 2017-2019 гг., как общая сумма количества точек поставки, по которым произошли прекращения передачи электрической энергии в соответствующий период.

Максимальные за расчетный год число точек поставки потребителей услуг (N_t) взяты на основе фактических данных по журналам учета текущей информации о прекращении передачи электрической энергии для потребителей услуг электросетевой организации (форма 1.1), имеющимся в материалах дел по установлению фактических значений показателей качества и надежности филиала МУП «Горэлектросети» за 2017-2019 гг.

Таким образом, на основе рассчитанных фактических значений показателей средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии и средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг МУП «Горэлектросети» за 2017-2019 гг. определены плановые значения показателей ($P_{1,i}^{пл}$) на первый расчетный период регулирования (2021 год).

1. Расчет темпов улучшения показателей надежности, определенных в соответствии с пунктом 4.2.4 Методических указаний:

1) Число расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования МУП «Горэлектросети» $T = 5$ шт.

2) Значения показателей надежности $P_{1,i}^{пл}$, определенные согласно абз. 2 п. 4.2.2 Методических указаний:

$$P_{1,saidi}^{пл} = \min(P_{2019,saidi}^{факт}; P_{2017-2019,saidi}^{сред}) = \min(3,843; 2,7926)$$

$$P_{1,saidi}^{пл} = 2,7926$$

$$P_{1,sai fi}^{пл} = \min(P_{2019,sai fi}^{факт}; P_{2017-2019,sai fi}^{сред}) = \min(3,279; 2,8258)$$

$$P_{1,sai fi}^{пл} = 2,8258$$

3) Согласно данным об экономических и технических характеристиках и (или) условиях деятельности МУП «Горэлектросети», представленных организацией по форме 1.9 Методических указаний, и данных Минэнерго России по отнесению МУП «Горэлектросети» к группам территориальных сетевых организаций, номер группы (m) территориальной сетевой организации по показателю P_{saidi} – 8, по показателю $P_{sai fi}$ – 6.

4) Согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 18.10.2017 г. № 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», базовые значения показателей уровня надежности, определяемые в соответствии с главой 7 Методических указаний следующие:

$$C_{8,saidi,6} = 5,85076$$

$$C_{6,saiifi,6} = 1,00795$$

5) Тогда значения показателей надежности для групп территориальных сетевых организаций, рассчитанные на 2021 год равны:

$$C_{8,saidi}^{2021} = C_{8,saidi,6} \times (1 - p)^{2021-2017} = 5,85076 \times (1 - 0,015)^4 = 5,5075$$

$$C_{6,saiifi}^{2021} = C_{6,saiifi,6} \times (1 - p)^{2021-2017} = 1,00795 \times (1 - 0,015)^4 = 0,9488$$

6) Темпы улучшения показателей надежности, определенные в соответствии с пунктом 4.2.4 Методических указаний следующие:

$$r_{8,saidi} = \left| \left(\frac{C_{8,saidi}^{2021}}{\Pi_{1,saidi}^{nn}} \right)^{\frac{1}{5}} - 1 \right| = \left| \left(\frac{5,5075}{2,7926} \right)^{\frac{1}{5}} - 1 \right| = |1,1455 - 1| = |0,1455|$$

$$r_{8,saidi} = 0,1455$$

$$r_{6,saiifi} = \left| \left(\frac{C_{6,saiifi}^{2021}}{\Pi_{1,saiifi}^{nn}} \right)^{\frac{1}{5}} - 1 \right| = \left| \left(\frac{0,9488}{2,8258} \right)^{\frac{1}{5}} - 1 \right| = |0,8039 - 1| = |-0,1961|$$

$$r_{6,saiifi} = 0,1961$$

7) Определение значений $r_{m,i}$ с учетом случаев-исключений:

$2,7926 < 5,5075$ – верно; $0,1455 < 0,015$ – неверно $\rightarrow r_{8,saidi} \neq 0,015$;
 $0,1455 > 0,18958$ – неверно $\rightarrow r_{8,saidi} = 0,1455$;

$2,8258 < 0,9488$ – неверно; $0,1961 < 0,015$ – неверно $\rightarrow r_{6,saiifi} \neq 0,015$;
 $0,1961 > 0,16107$ – верно $\rightarrow r_{6,saiifi} = 0,16107$.

2. Расчет плановых значений показателей надежности на первый год догосрочного периода регулирования ($\Pi_{t,i}^{nn}$):

1) Значение показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки на 2021 год:

$$\Pi_{2021,saidi}^{nn} = \min(\Pi_{2019,saidi}^{факт}; \Pi_{2017-2019,saidi}^{сред}) \times (1 - r_{8,saidi})$$

$$\Pi_{2018,saidi}^{nn} = \min(3,843; 2,7926) \times (1 - 0,1455) = 2,7926 \times 0,8545$$

$$\Pi_{2018,saidi}^{nn} = 2,3863$$

Значение $\Pi_{2021,saidi}^{nn} = 2,3863$ меньше значения $C_{8,saidi}^{2021} = 5,5075$, т.е. попадает под исключения, следовательно, $r_{8,saidi} = 0,015$, и $\Pi_{2021,saidi}^{nn} = \min(3,843; 2,7926) \times (1 - 0,015) = 2,7926 \times 0,985 = 2,7507$.

2) Значение показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки на 2021 год:

$$\Pi_{2021,saiifi}^{nn} = \min(\Pi_{2019,saiifi}^{факт}; \Pi_{2017-2019,saiifi}^{сред}) \times (1 - r_{6,saiifi})$$

$$\Pi_{2021,saiifi}^{nn} = \min(3,279; 2,8258) \times (1 - 0,16107)$$

$$= 2,8258 \times 0,83893 = 2,37068$$

$$\Pi_{2021,saiifi}^{nn} = 2,2612$$

Значение $\Pi_{2018,saiifi}^{nn} = 2,2613$ больше значения $C_{6,saiifi}^{2021} = 0,9488$, т.е. не попадает под исключения, следовательно, $r_{6,saiifi} = 0,16107$, и $\Pi_{2021,saiifi}^{nn} = 2,2612$.

Для второго и последующих расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования (2022-2025 гг.), плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг рассчитаны по формуле 7.

Уточненные формулы для расчета плановых значений показателей уровня надежности оказываемых услуг следующие:

$$\begin{aligned} \Pi_{2022,saidi}^{пл} &= \Pi_{2021,saidi}^{пл} \times (1 - r_{8,saidi}) & \Pi_{2022,saifi}^{пл} &= \Pi_{2021,saifi}^{пл} \times (1 - r_{6,saifi}) \\ \Pi_{2023,saidi}^{пл} &= \Pi_{2022,saidi}^{пл} \times (1 - r_{8,saidi}) & \Pi_{2023,saifi}^{пл} &= \Pi_{2022,saifi}^{пл} \times (1 - r_{6,saifi}) \\ \Pi_{2024,saidi}^{пл} &= \Pi_{2023,saidi}^{пл} \times (1 - r_{8,saidi}) & \Pi_{2024,saifi}^{пл} &= \Pi_{2023,saifi}^{пл} \times (1 - r_{6,saifi}) \\ \Pi_{2025,saidi}^{пл} &= \Pi_{2024,saidi}^{пл} \times (1 - r_{8,saidi}) & \Pi_{2025,saifi}^{пл} &= \Pi_{2024,saifi}^{пл} \times (1 - r_{6,saifi}) \end{aligned}$$

Темпы улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг $r_{8,saidi} = 0,015$ и $r_{6,saifi} = 0,16107$ определены ранее при расчете плановых значений $\Pi_{1,i}^{пл}$ на первый расчетный период регулирования (пункт 1.7).

Рассчитаны плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг на второй и последующие расчетные периоды регулирования долгосрочного периода регулирования (2022-2025 гг.):

1. Значения показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки на 2022-2025 гг.:

$$\begin{aligned} \Pi_{2022,saidi}^{пл} &= \Pi_{2021,saidi}^{пл} \times (1 - r_{8,saidi}) = 2,7507 \times (1 - 0,015) = \mathbf{2,7094} \\ \Pi_{2023,saidi}^{пл} &= \Pi_{2022,saidi}^{пл} \times (1 - r_{8,saidi}) = 2,7094 \times (1 - 0,015) = \mathbf{2,6688} \\ \Pi_{2024,saidi}^{пл} &= \Pi_{2023,saidi}^{пл} \times (1 - r_{8,saidi}) = 2,6688 \times (1 - 0,015) = \mathbf{2,6288} \\ \Pi_{2025,saidi}^{пл} &= \Pi_{2024,saidi}^{пл} \times (1 - r_{8,saidi}) = 2,6288 \times (1 - 0,015) = \mathbf{2,5893} \end{aligned}$$

2. Значения показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки на 2022-2025 гг.:

$$\begin{aligned} \Pi_{2022,saifi}^{пл} &= \Pi_{2021,saifi}^{пл} \times (1 - r_{6,saifi}) = 2,2612 \times (1 - 0,16107) = \mathbf{1,8970} \\ \Pi_{2023,saifi}^{пл} &= \Pi_{2022,saifi}^{пл} \times (1 - r_{6,saifi}) = 1,8970 \times (1 - 0,16107) = \mathbf{1,5914} \\ \Pi_{2024,saifi}^{пл} &= \Pi_{2023,saifi}^{пл} \times (1 - r_{6,saifi}) = 1,5914 \times (1 - 0,16107) = \mathbf{1,3351} \\ \Pi_{2025,saifi}^{пл} &= \Pi_{2024,saifi}^{пл} \times (1 - r_{6,saifi}) = 1,3351 \times (1 - 0,16107) = \mathbf{1,1201} \end{aligned}$$

Предложение МУП «Горэлектросети» и расчеты Комитета по плановым значениям показателей надежности и качества услуг, оказываемых организацией, на период 2021-2025 гг. представлены в по форме 1.7 Методических указаний в Приложении 4 к Экспертному заключению.

Подписи экспертов:

« 16 » сентября 2020 года

1. [подпись] О.Э. Жукова
2. [подпись] Р.С. Диятова
3. [подпись] Э.В. Саватова

Юридическая служба:

[подпись] Н.Ю. Юркина

Расчет базового уровня операционных расходов для МУП "Горно-Алтайское городское предприятие электрических сетей" на 2021 год

№ п. п.	Показатели	Единица измерения	Принято Комитетом на 2018 г.	Принято Комитетом на 2019 г.	Факт 2019 предложено ТСО	Факт 2019 принято Комитетом	Предложение ТСО на 2020 г.	Принято Комитетом на 2020 г.	Предложение организации на 2021 год	Принято Комитетом на 2021 год (расчет методом эк. обоснов. затрат)	Принято Комитетом на 2021 год	Отклонение +-	рост 2021/2020
1.1.	Материальные затраты	тыс.руб.	4584,57	4874,70	6457,41	5855,35	5242,49	5009,76	6513,43	6260,26	6260,26	-253,17	1,250
1.1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	3918,32	4166,29	5523,63	5334,39	4480,63	4281,73	5733,55	5703,28	5703,28	-30,28	1,332
1.1.2.	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	666,25	708,41	933,78	520,96	761,86	728,04	779,87	556,98	556,98	-222,89	0,765
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	46541,85	49487,23	50955,37	50955,37	53221,05	50858,36	53811,47	50900,93	50900,93	-2910,54	1,001
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	12597,45	13394,68	16755,95	15250,10	14405,31	13765,80	16219,93	15373,00	14407,77	-1812,16	1,047
1.3.1.	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	9481,43	10081,46	11332,42	10081,46	10842,10	10360,78	10360,78	9846,93	8881,70	-1479,08	0,857
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	1477,62	1571,13	1381,18	1340,69	1689,68	1614,66	1484,30	1433,40	1433,40	-50,90	0,888
1.3.2.1.	Услуги связи	тыс.руб.	461,76	490,98	255,18	255,18	528,03	504,58	273,35	272,82	272,82	-0,52	0,541
1.3.2.2.	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	26,39	28,06	61,08	61,08	30,18	28,83	65,43	65,31	65,31	-0,13	2,265
1.3.2.3.	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	329,83	350,70	688,53	688,53	377,16	360,41	737,55	736,14	736,14	-1,41	2,042
1.3.2.4.	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0,00	0,00	71,26	71,26	0,00	0,00	81,12	76,19	76,19	-4,93	
1.3.2.5.	Транспортные услуги	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций (в том числе расходы на сертификацию (энергосбережение))	тыс.руб.	659,65	701,40	305,12	264,64	754,31	720,83	326,85	282,94	282,94	-43,91	0,393
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	134,57	143,08	107,12	107,12	153,88	147,05	153,27	114,53	114,53	-38,74	0,779
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	131,93	140,28	170,09	170,09	150,86	144,17	182,20	181,85	181,85	-0,35	1,261
1.3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	158,32	168,33	1807,24	1807,24	181,04	173,00	1879,53	1932,22	1932,22	52,68	11,169
1.3.6.	Расходы на страхование	тыс.руб.	211,09	224,45	160,44	160,44	241,38	230,67	240,42	171,54	171,54	-68,88	0,744
1.3.7.	Проценты за кредит	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.3.8.	Дивиденды	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.3.9.	Другие прочие расходы	тыс.руб.	1002,51	1065,95	1797,47	1583,06	1146,37	1095,48	1919,42	1692,53	1692,53	-226,89	1,545
1.4.	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	3248,38	3453,95	1845,32	1832,24	3660,92	3549,65	1976,71	1958,95	1958,95	-17,76	0,552
1.5.	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	39,58	42,08	30,00	30,00	50,00	43,25	50,00	30,00	30,00	-20,00	0,694
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	67011,83	71252,65	76044,05	73923,07	76579,77	73226,83	78 571,53	74 523,13	73 557,90	-5013,63	1,005