

28	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Пsaidi)	час	3,0115	0,0000	2,9965	2,8767	2,7616	2,6512	2,5451	2,4433
29	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Пsaifi)	шт	0,3475	0,0000	0,3325	0,3192	0,3064	0,2942	0,2824	0,2711
	Показатели надежности и качества (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2024 года)									
31	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН (Пsaidi ВН)	час	x	x	x	2,87668	2,76162	2,65115	2,54511	2,44330
32	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 (Пsaidi СН1)	час	x	x	x	5,75337	5,52323	5,30230	5,09021	4,88660
33	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 (Пsaidi СН2)	час	x	x	x	2,87668	2,76162	2,65115	2,54511	2,44330
34	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН (Пsaidi НН)	час	x	x	x	8,63005	8,28485	7,95345	7,63532	7,32990
35	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН (Пsaifi ВН)	шт	x	x	x	0,31921	0,30645	0,29419	0,28242	0,27112
36	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 (Пsaifi СН1)	шт	x	x	x	0,31921	0,30645	0,29419	0,28242	0,27112
37	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 (Пsaifi СН2)	шт	x	x	x	0,31921	0,30645	0,29419	0,28242	0,27112
38	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН (Пsaifi НН)	шт	x	x	x	0,63843	0,61289	0,58838	0,56484	0,54225
40	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (Птпр)	о.е.	0,8700	0,0000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
41	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.04.2014 № 186		x	0,0000	x	x	x	x	x	x

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2023 год				2024 год	2025 год		
			Установлено Комитетом, в т.ч. сторонним потребителям (версия Организации)	Факт по данным организации без учета транзита	Факт по данным организации с учетом транзита	Отклонение установлено Комитетом от факта по данным организации	Установлено Комитетом, в т.ч. сторонним потребителям (версия Организации)	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	% роста
1	НВВ на содержание электрических сетей	тыс. руб.	442 811,87	440 561,95	440 561,95	-2 249,92	551 306,43	974 163,99	974 163,99	176,70

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2026 год			2027 год		
			Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Темп роста НВВ, 2026/2025, %	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Темп роста НВВ, 2027/2026, %
1	НВВ на содержание электрических сетей	тыс. руб.	945 245,39	945 245,39	97,03	1 000 257,89	1 000 257,89	105,82

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2028 год			2029 год		
			Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Темп роста НВВ, 2028/2027, %	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Темп роста НВВ, 2029/2028, %
1	НВВ на содержание электрических сетей	тыс. руб.	1 058 641,56	1 058 641,56	105,84	1 120 602,98	1 120 602,98	105,85

С заявлением Организацией представлены обосновывающие материалы в соответствии с пунктом 17 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178.

Представленные организацией материалы подписаны усиленной электронной цифровой подписью.

Предложение об установлении цен (тарифов) опубликовано на официальном web-сайте организации в соответствии с формами, установленными стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Руководствуясь пунктом 19 Правил, Комитетом в адрес Организации через личный кабинет Портала государственных и муниципальных услуг Московской области направлены письма о необходимости представления дополнительных материалов.

Руководствуясь пунктом 19 Правил Комитетом в адрес Организации направлены письма / запрос дополнительных сведений Организацией по ценам и тарифам Московской области посредством информационного портала госуслуг

№ п/п	Дата регистрации исходящего документа Комитет	номер исходящего документа Комитет
1	07.06.2024	32исх-1440/11.1
2	29.05.2024	32исх-1346/11.1
3	11.11.2024	32исх-3123/11.1
4	25.11.2024	32исх-3338/11
5		

В дополнение к заявлению и в ответ на запросы организацией направлены дополнительные обосновывающие материалы.

№ п/п	Дата регистрации исходящего документа Организации	номер исходящего документа Организации
1	18.06.2024	01-12/236
2	05.06.2024	01-12/211
3	13.11.2024	01-12/583
4	26.11.2024	01-12/610
5		

В соответствии с Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178, Регламентом установления цен (тарифов) в электроэнергетике и (или) их предельных уровней и формы решения исполнительного органа субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении цен (тарифов) в электроэнергетике и (или) их предельных уровней, утвержденным приказом ФАС России от 22.07.2024 № 489/24, и на основании предложения организации Комитетом открыто дело об установлении:

1	Реквизиты приказа об открытии дела об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии (дата и номер)	№35-Т от 14.05.2024
2	Открытие дела по инициативе Комитета/на основании заявления регулируемой организации	на основании заявления регулируемого общества
3	Реквизиты заявления организации в системе документооборота Комитета (дата и номер)	x
4	Реквизиты заявления организации в ИС ЛОД (дата и номер)	P001-2782288954-84068900 от 23.04.2024
5	Реквизиты распоряжения (дата и номер) по утверждению долгосрочных параметров регулирования и тарифов	№272-Р от 10.12.2024
6	ФИО Куратора по делу (в соответствии с приказом об открытии дела)	Меньшова Анна Владимировна

2. Перечень нормативных правовых актов, использованных в процессе проведения экспертизы

- Экспертиза экономической обоснованности необходимой валовой выручки (далее - НВВ) на передачу электрической энергии осуществлялась уполномоченным по делу в период с даты представления тарифного предложения по 10.12.2024 в соответствии с положениями законодательных и нормативных актов в области электроэнергетики (в действующих редакциях), в том числе:
- Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (далее – 35-ФЗ);
 - Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Основы ценообразования);
 - Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Правила);
 - Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания 98-э);
 - Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденных Приказом ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания 20-э/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 № 1256 (далее - Методические указания 1256);
 - Приказа Минэнерго России от 13.12.2011 № 585 "Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике" (далее - приказ 585);
 - Постановления Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» (далее – Критерии ТСО);
 - Сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утвержденного приказом ФАС России на регулируемый период;
 - Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, разработанного Минэкономразвития России (далее – Прогноз социально-экономического развития).
 - иные нормативные правовые акты Российской Федерации.

- При проведении экспертизы НВВ использованы в том числе нормативные правовые акты в области бухгалтерского и налогового учета.
- Экспертиза НВВ на передачу электрической энергии по сетям Организации помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций содержит в том числе:
- оценку достоверности данных, приведенных в предложении организации по установлению тарифов;
 - анализ основных технико-экономических показателей организации;
 - анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов и величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организации, осуществляющей регулируемую деятельность;
 - сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;
 - анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней;
 - анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184.
- Экспертиза предложений Организации об установлении тарифов на передачу электрической энергии проводилась исходя из соблюдения следующих принципов формирования необходимой валовой выручки:
- производственная направленность затрат, т.е. прямая обусловленность затрат деятельностью по передаче электрической энергии;
 - номенклатурное соответствие, т.е. правомерность отнесения на себестоимость только тех затрат, которые разрешено списывать на себестоимость;
 - количественное соответствие, т.е. обусловленность списываемых затрат установленным нормам и нормативам.

В связи с тем, что организация применяет общую систему налогообложения, затраты в НВВ включены без учета НДС.

В составе материалов на установление тарифа Организацией представлены следующие документы:

- копия устава;
- копия свидетельства на постановке на учет Российской организации в налоговом органе по месту ее нахождения;
- копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица;
- копия учетной политики;
- копии документов, определяющих имущественные отношения;
- балансы электрической энергии (мощности);
- копии договоров и иные документы;
- данные о плановых и фактических балансовых показателях;
- копии форм статистической отчетности;
- данные бухгалтерского учета организации.

3. Перечень имущества, участвующего в процессе формирования затрат при установлении тарифов, и анализ правоустанавливающих документов

Организация предоставила документы, подтверждающие наличие прав на эксплуатацию имущества, участвующего в расчете необходимой валовой выручки/документы есть в тарифных делах предыдущих периодов.

В соответствии с представленными документами электросетевое оборудование, участвующее в передаче электрической энергии потребителям Московской области, эксплуатируется Организацией на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования.

В качестве правоустанавливающих документов, подтверждающих законное право организации в отношении объектов, используемых для осуществления регулируемой деятельности, в Комитет представлены в составе материалов тарифного дела копии соответствующих документов

- копии документов, подтверждающих владение на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, в том числе инвентарные карточки учета объекта основных средств ;
 - однолинейные схемы электрических сетей;
 - акты об осуществлении технологического присоединения;
 - договоры аренды электросетевого оборудования и свидетельства права собственности на оборудование, арендуемое организацией;
- Организация для осуществления деятельности по передаче электрической энергии использует следующее электросетевое оборудование:

Наименование параметра	Единицы измерений	2023				2024	2025		
		утверждено Комитетом (версия Комитета)	факт	Факт (версия Комитета)	Отклонение установлено Комитетом от факта по данным организации	утверждено Комитетом (версия Комитета)	предложение организации	утверждено Комитетом (версия Комитета)	отклонение (принято Комитетом - заявлено РСО)
Количество активов	у.е.	8 523,05	8 408,86	8 408,86	114,19	9 091,47	10 345,87	10 345,87	0,00

При определении количества активов организации учтено электросетевое оборудование по договорам аренды и правоустанавливающим документам.

4. Анализ соответствия Критериям ТСО

Официальный сайт организации в системе Интернет	https://epseti.ru/
Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг	8(496) 574-22-92

В соответствии с представленными материалами тарифного дела у Организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах Московской области и используемые для осуществления услуг по передаче электрической энергии в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах Московской области 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.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что Организация соответствует Критериям ТСО:

	Наименование критерия	Соответствие/ несоответствие
1	владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 МВА	соответствует
2	владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи	соответствует
3	отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных	соответствует
4	наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению	соответствует
5	наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	соответствует
6	отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии	соответствует
7	владелец объектов электросетевого хозяйства не находится под контролем иностранного инвестора (иностранного лица, группы лиц) в соответствии с признаками, предусмотренными частями 1 - 2.1 статьи 5 Федерального закона "О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства".	соответствует

5. Анализ соответствия порядка учета доходов и расходов, получаемых от регулируемой деятельности, требованиям законодательства в сфере тарифного регулирования

В соответствии со статьей 43 35-ФЗ государственная политика в области ценообразования на рынках электроэнергии основывается на принципе обязательного ведения раздельного учета (в том числе первичного бухгалтерского учета) продукции, доходов и затрат по видам деятельности в сфере электроэнергетики. Данный принцип также определен в пункте 5 Основ ценообразования и в пункте 14 Методических указаний 20-3/2. Организацией представлена информация о соблюдении принципа ведения раздельного учета доходов и расходов за отчетный год.

Экспертиза соответствия требованиям к раздельному учету

№	Вопрос	Результат	Номер пункта/ Страница	Цитата пункта (кратко, основной принцип)	Комментарий	Результат проверки Комитета	Комментарий Комитета
1	В составе тарифного дела представлена учетная политика для целей бухгалтерского учета	Да	X	X		Да	На листе Опись найден файл 5.5. Учетная политика 2022.pdf размера 4,13 МБ с внесенными изменениями
1.1.	Реквизиты документа учетной политики	X	X	X		x	Учетная политика утверждена Приказом №21 от 30.12.2021
2	Наличие в учетной политике организации принципов разделения доходов и расходов по видам	Да	X	X		Да	прописано п. 39 Учетной политике, пропорционально выручке по соответствующим видам деятельности
2.1.	выручки	Да	приложение 3	по видам деятельности		Да	по видам деятельности
2.2.	себестоимости	Да	п.29	производится пропорционально выручке		Да	пропорционально выручке
2.3.	прочих затрат	Да	приложение 3	производится пропорционально выручке		Да	пропорционально выручке
2.4.	в т.ч. общехозяйственных расходов	Да	п.28 и приложение 3	производится пропорционально выручке		Да	пункт 39 (пропорционально выручке)

2.5.	в т.ч. общепроизводственных расходов	Да	приложение 3	производится пропорционально выручке		Не требуется	пропорционально выручке
2.6.	процентов к уплате	Да	приложение 3	производится пропорционально выручке		Да	пропорционально выручке
2.7.	налога на прибыль	Да	приложение 3	производится пропорционально выручке		Да	пропорционально выручке
3	ОФР всего по организации за отчетный период соответствует сданному отчету в ФНС	Да	Х	Х		Да	величина выручки совпадает с ОФР
4	Сведения о налоге на прибыль, указанные в ОФР, всего и по территориям соответствуют сведениям о налоге на прибыль по декларациям	Да	Х	Х		Да	соответствуют
5	* (активен если на титульном листе выбрано несколько систем) Наличие в учетной политике организации принципов разделения по территориальному делению (в случае наличия нескольких систем или осуществления деятельности в нескольких субъектах РФ)	Нет	Х	Х	Заполните поле!	Не требуется	Организация осуществляет деятельность только на территории Московской области.
5.1.	выручки	х	х	х		Не требуется	Организация осуществляет деятельность только на территории Московской области.
5.2.	себестоимости	х	х	х		Не требуется	Организация осуществляет деятельность только на территории Московской области.
5.3.	прочих затрат	х	х	х		Не требуется	Организация осуществляет деятельность только на территории Московской области.
5.4.	в т.ч. общехозяйственных расходов	х	х	х		Не требуется	Организация осуществляет деятельность только на территории Московской области.
5.5.	в т.ч. общепроизводственных расходов	х	х	х		Не требуется	Организация осуществляет деятельность только на территории Московской области.
5.6.	процентов к уплате	х	х	х		Не требуется	Организация осуществляет деятельность только на территории Московской области.
5.7.	налога на прибыль	х	х	х		Не требуется	Организация осуществляет деятельность только на территории Московской области.

Таким образом, организация осуществляет раздельный бухгалтерский учет доходов и расходов.

6. Принятые параметры регулирования на период регулирования

В соответствии с пунктом 12 Основ ценообразования при регулировании цен (тарифов) применяются метод экономически обоснованных расходов (затрат), метод индексации тарифов, метод сравнения аналогов, метод доходности инвестированного капитала и метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.
Выбор метода регулирования в отношении каждой организации, осуществляющей регулируемую деятельность, производится регулирующим органом с учетом положений Основ ценообразования.
Установление органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в отношении территориальной сетевой организации срока действия долгосрочного периода регулирования продолжительностью более 5 лет, а также продление им срока, установленного ранее, до указанной продолжительности осуществляется по согласованию с Федеральной антимонопольной службой и Министерством экономического развития Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации.

Долгосрочные параметры регулирования деятельности территориальных сетевых организаций не пересматриваются в течение долгосрочного периода регулирования, за исключением случаев приведения решений об установлении указанных параметров в соответствие с законодательством Российской Федерации на основании вступившего в законную силу решения суда, решения Федеральной антимонопольной службы, принятого по итогам рассмотрения разногласий или досудебного урегулирования споров, решения Федеральной антимонопольной службы об отмене решения регулирующего органа, принятого им с превышением полномочий (предписания), а также в случаях, предусмотренных пунктом 36 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике в отношении территориальных сетевых организаций, осуществляющих регулируемую деятельность одновременно на территориях городов федерального значения и граничащих с ними субъектов Российской Федерации.

На основании изложенного Экспертом Комитета применены следующие параметры:

Вид деятельности	Передача электрической энергии по электрическим сетям ТСО
Вид тарифа	Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии
Метод регулирования	Метод индексации
Год регулирования (заявки)	2025
Период долгосрочной индексации	5
Первый год долгосрочной индексации	2025

При расчете расходов по статьям затрат на 2025 год и последующие были применены следующие индексы в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (далее – Прогноз), и ставки в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации.

Применены коэффициенты распределения затрат согласно учетной политике.

№	Наименование параметра	Единица измерений	2023					2024
			утверждено Комитетом (версия Комитета)	факт	Факт (версия Комитета)	Отклонение установлено Комитетом от факта по данным организации	Комментарий	утверждено Комитетом (версия Комитета)
	Общие сценарные показатели							
1	Ставка НДС	%	20,00	0,00	20,00	20,00		20,00
2	Индекс потребительских цен, на конец года	%	5,50	0,00	5,90	5,50		7,20
3	Ставка страховых взносов с ФОТ	%	30,00	0,00	17,43	30,00		30,00
3.1	Взносы в Пенсионный фонд РФ	%	22,00	0,00	17,43	22,00		22,00

3.2	Взносы в Фонд социального страхования РФ	%	5.10	0.00	0.00	5.10		5.10
3.3	Взносы в Фонд обязательного медицинского страхования РФ	%	2.90	0.00	0.00	2.90		2.90
3.4	Взносы на обязательное страхование от несчастных случаев	%	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00
4	Доля транзита электроэнергии	о.е.	1.00	1.00	1.00	0.00		1.00
5	Доля общехозяйственных расходов	о.е.	0.00	0.00	0.00	0.00		0.99
6	Доля общепроизводственных расходов	о.е.	0.00	1.00	0.00	-1.00		0.00
	ДПР и тарифы							
15	Уровень потерь электроэнергии	%	0.8600	1.0797	1.0797	-0.2197	x	0.8600
16	Индекс эффективности операционных расходов (ИЭР)	%	1.00	1.00	1.00	0.00		1.00
17	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	о.е.	0.75	0.75	0.75	0.00		0.75
18	Индекс изменения количества активов (ИКА)	ед.	1.75	1.45	1.45	0.29		0.07
19	Коэффициент индексации операционных расходов	ед.	2.413	2.070	2.192	0.343		1.114
20	Базовый уровень операционных расходов, тыс. руб.	тыс.руб.	x	x	x	x		x
21	Базовый уровень операционных расходов, млн. руб.	млн.руб.	x	x	x	x		x
	Показатели надежности и качества, экономической эффективности							
	Показатели надежности и качества (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года до 2024 года)							
28	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	час	3,0115	0,0000	0,0000	0,0000	x	2,9965
29	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	шт	0,3475	0,0000	0,0000	0,0000	x	0,3325
	Показатели надежности и качества (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2024 года)							
31	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН (Psaidd ВН)	час	x	x	x	x	x	x
32	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 (Psaidd СН1)	час	x	x	x	x	x	x
33	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 (Psaidd СН2)	час	x	x	x	x	x	x
34	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН (Psaidd НН)	час	x	x	x	x	x	x
35	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН (Psaifi ВН)	шт	x	x	x	x	x	x
36	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 (Psaifi СН1)	шт	x	x	x	x	x	x
37	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 (Psaifi СН2)	шт	x	x	x	x	x	x
38	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН (Psaifi НН)	шт	x	x	x	x	x	x
	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (Птпр)							
40	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (Птпр)	о.е.	0,8700	0,0000	0,0000	1,0000	x	0,9000
41	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.04.2014 № 186		x	0,0000	опубликованы	x	x	x

[illegible]

28	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Псаид)	час	2,8767	x	x	x	x	x	x	x	x
29	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Псаиф)	шт	0,3192	x	x	x	x	x	x	x	x
	Показатели надежности и качества (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2024 года)										
31	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН (Псаиди ВН)	час	2,8767	2,03453	x	x	x	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
32	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 (Псаиди СН1)	час	5,7534	2,03453	x	x	x	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
33	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 (Псаиди СН2)	час	2,8767	2,03453	x	x	x	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
34	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН (Псаиди НН)	час	8,6300	2,03453	x	x	x	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
35	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН (Псаифи ВН)	шт	0,3192	0,49261	x	x	x	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
36	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 (Псаифи СН1)	шт	0,3192	0,49261	x	x	x	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
37	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 (Псаифи СН2)	шт	0,3192	0,49261	x	x	x	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
38	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН (Псаифи НН)	шт	0,6384	0,49261	x	x	x	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
40	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (Птпп)	о.е.	0,9000	1,0000	x	x	x	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
41	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.04.2014 № 186		x	x	x	x	x	x	x	x	x

7. Оценка финансово-хозяйственной деятельности и технико-экономических показателей

Согласно представленным Организацией отчетам о финансовых результатах (Форма № 2) за 2 предшествующих периода и данным за 9месяцев текущего года Комитетом проведен анализ финансово-хозяйственной деятельности.

Наименование показателя	Единицы измерения	Отчетный год		Прирост, тыс. руб.	Прирост, %	Истекший период 2024
		2022	2023			
Выручка	тыс. руб.	157 972,00	438 275,00	280 303,00	177,44	409 023,00
услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	156 772,00	438 275,00	281 503,00	179,56	409 023,00
технологическое присоединение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
прочая деятельность	тыс. руб.	1 200,00	0,00	-1 200,00	-100,00	0,00
Себестоимость продаж	тыс. руб.	153 564,00	405 888,00	252 324,00	164,31	366 744,00
услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	153 366,00	405 888,00	252 522,00	164,65	366 744,00
технологическое присоединение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
прочая деятельность	тыс. руб.	198,00	0,00	-198,00	-100,00	0,00
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	3 786,00	-34 572,00	-38 358,00	-1 013,15	32 650,00
услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	2 725,00	-34 572,00	-37 297,00	-1 368,70	32 650,00
технологическое присоединение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
прочая деятельность	тыс. руб.	1 061,00	0,00	-1 061,00	-100,00	0,00
Дебиторская задолженность на начало года	тыс. руб.	12 004,00	0,00	-12 004,00	-12 004,00	0,00
Дебиторская задолженность на конец года	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	32 537,00
Оборачиваемость дебиторской задолженности	дни	26,32	0,00	-26,32	-26,32	0,00
Кредиторская задолженность на начало года	тыс. руб.	0,00	72 326,00	72 326,00	0,00	28 332,00
Кредиторская задолженность на конец года	тыс. руб.	72 326,00	52 648,00	-19 678,00	-72 326,00	80 970,00
Оборачиваемость кредиторской задолженности	дни	4,37	7,01	2,65	-4,37	0,00

В соответствии с пунктом 14 Основ ценообразования расчетный объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого Федеральной антимонопольной службой сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее - Прогнозный баланс).

Основные технико-экономические показатели Организации за отчетный период представлены в таблице:

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 год					
			Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита ГОД	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита 1 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита 2 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита ГОД	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита 1 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита 2 п/г
1	Поступление электроэнергии в сеть всего	млн. кВт.ч.	872,0877	430,1714	441,9163	872,0877	430,1714	441,9163
2.1.	Объем потерь электроэнергии в сетях, всего	млн. кВт.ч.	7,4999	3,6994	3,8005	7,4999	3,6994	3,8005
2.2.	Процент потерь электроэнергии в сетях	%	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600
3	Полезный отпуск электроэнергии потребителям (отпуск из сети) потребителям сети всего	млн. кВт.ч.	864,5878	426,4720	438,1158	864,5878	426,4720	438,1158
4	Собственное потребление	млн. кВт.ч.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	Поступление мощности в сеть всего	МВт	119,2360	118,0213	120,4507	119,2360	118,0213	120,4507
5.1.	Потери мощности в сетях, всего	МВт	1,0310	1,0168	1,0453	1,0310	1,0168	1,0453
5.2.	Процент потерь мощности в сетях	%	0,8647	0,8615	0,8679	0,8647	0,8615	0,8679
6	Полезный отпуск мощности потребителям (отпуск из сети) всего	МВт	118,2050	117,0045	119,4055	118,2050	117,0045	119,4055
7	Заявленная мощность на собственное потребление	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 год					
			Факт организации без учета транзита ГОД	Факт организации без учета транзита 1 п/г	Факт организации без учета транзита 2 п/г	Факт организации с учетом транзита ГОД	Факт организации с учетом транзита 1 п/г	Факт организации с учетом транзита 2 п/г
1	Поступление электроэнергии в сеть всего	млн. кВт.ч.	814,4402	400,6115	413,8286	814,4402	400,6115	413,8286
2.1.	Объем потерь электроэнергии в сетях, всего	млн. кВт.ч.	8,7936	4,5171	4,2765	8,7936	4,5171	4,2765
2.2.	Процент потерь электроэнергии в сетях	%	1,0797	1,1275	1,0334	1,0797	1,1275	1,0334
3	Полезный отпуск электроэнергии потребителям (отпуск из сети) потребителям сети всего	млн. кВт.ч.	805,6466	396,0945	409,5521	805,6466	396,0945	409,5521
4	Собственное потребление	млн. кВт.ч.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	Поступление мощности в сеть всего	МВт	108,3994	102,2395	114,5592	108,3994	102,2395	114,5592
6.1.	Потери мощности в сетях, всего	МВт	1,1794	1,1723	1,1865	1,1794	1,1723	1,1865
6.2.	Процент потерь мощности в сетях	%	1,0880	1,1466	1,0357	1,0880	1,1466	1,0357
7	Полезный отпуск мощности потребителям (отпуск из сети) всего	МВт	107,2200	101,0672	113,3727	107,2200	101,0673	113,3727
8	Заявленная мощность на собственное потребление	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2024 год					
			Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита ГОД	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита 1 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита 2 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита ГОД	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита 1 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита 2 п/г
1	Поступление электроэнергии в сеть всего	млн. кВт.ч.	870,3488	419,6395	450,7093	870,3488	419,6395	450,7093
2.1.	Объем потерь электроэнергии в сетях, всего	млн. кВт.ч.	7,4850	3,6089	3,8761	7,4850	3,6089	3,8761
2.2.	Процент потерь электроэнергии в сетях	%	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600
3	Полезный отпуск электроэнергии потребителям (отпуск из сети) потребителям сети всего	млн. кВт.ч.	862,8638	416,0306	446,8332	862,8638	416,0306	446,8332
4	Собственное потребление	млн. кВт.ч.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	Поступление мощности в сеть всего	МВт	117,7863	113,5819	121,9907	117,7863	113,5819	121,9907
5.1.	Потери мощности в сетях, всего	МВт	1,0124	0,9762	1,0485	1,0124	0,9762	1,0485
5.2.	Процент потерь мощности в сетях	%	0,8595	0,8595	0,8595	0,8595	0,8595	0,8595
6	Полезный отпуск мощности потребителям (отпуск из сети) всего	МВт	116,7740	112,6057	120,9422	116,7740	112,6057	120,9422
7	Заявленная мощность на собственное потребление	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	План 2025 года					
			Предложение организации без учета транзита ГОД	Предложение организации без учета транзита 1 п/г	Предложение организации без учета транзита 2 п/г	Предложение организации с учетом транзита ГОД	Предложение организации с учетом транзита 1 п/г	Предложение организации с учетом транзита 2 п/г
1	Поступление электроэнергии в сеть всего	млн. кВт.ч.	855,1634	421,7000	433,4634	855,1634	421,7000	433,4634
2.1.	Объем потерь электроэнергии в сетях, всего	млн. кВт.ч.	9,2334	4,5529	4,6805	9,2334	4,5529	4,6805
2.2.	Процент потерь электроэнергии в сетях	%	1,0797	1,0797	1,0798	1,0797	1,0797	1,0798
3	Полезный отпуск электроэнергии потребителям (отпуск из сети) потребителям сети всего	млн. кВт.ч.	845,9300	417,1471	428,7829	845,9300	417,1471	428,7829
4	Собственное потребление	млн. кВт.ч.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	Поступление мощности в сеть всего	МВт	116,3622	114,9141	117,8103	116,3622	114,9141	117,8103
5.1.	Потери мощности в сетях, всего	МВт	1,2737	1,2611	1,2863	1,2737	1,2611	1,2863
5.2.	Процент потерь мощности в сетях	%	1,0946	1,0974	1,0918	1,0946	1,0974	1,0918
6	Полезный отпуск мощности потребителям (отпуск из сети) всего	МВт	115,0885	113,6530	116,5240	115,0885	113,6530	116,5240
7	Заявленная мощность на собственное потребление	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	План 2025 года								Комментарии
			Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита ГОД	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита 1 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита 2 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита ГОД	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита 1 п/г	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита 2 п/г	отклонение (принято Комитетом - заявлено PCO)	% роста	
1	Поступление электроэнергии в сеть всего	млн. кВт.ч.	855,1820	421,7015	433,4805	855,1820	421,7015	433,4805	0,0186	98	x
2.1.	Объем потерь электроэнергии в сетях, всего	млн. кВт.ч.	9,2334	4,5529	4,6805	9,2334	4,5529	4,6805	0,0000	123	x
2.2.	Процент потерь электроэнергии в сетях	%	1,0797	1,0797	1,0797	1,0797	1,0797	1,0797	0,0000	126	x
3	Полезный отпуск электроэнергии потребителям (отпуск из сети) потребителям сети всего	млн. кВт.ч.	845,9486	417,1486	428,8000	845,9486	417,1486	428,8000	0,0186	98	x
4	Собственное потребление	млн. кВт.ч.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0	x
5	Поступление мощности в сеть всего	МВт	116,3667	114,9139	117,8194	116,3667	114,9139	117,8194	0,0045	99	x
5.1.	Потери мощности в сетях, всего	МВт	1,2783	1,2611	1,2955	1,2783	1,2611	1,2955	0,0046	126	x
5.2.	Процент потерь мощности в сетях	%	1,0985	1,0974	1,0996	1,0985	1,0974	1,0996	0,0039	128	x
6	Полезный отпуск мощности потребителям (отпуск из сети) всего	МВт	115,0883	113,6528	116,5239	115,0883	113,6528	116,5239	-0,0002	99	x
7	Заявленная мощность на собственное потребление	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0	x

Согласно пункту 14 Методических указаний 20-а/2 для организаций, осуществляющих передачу электрической энергии сторонним потребителям (субабонентам) и для собственного потребления, распределение расходов по указанному виду деятельности между субабонентами и организацией по решению Комитета произведено пропорционально отпуску (передаче) электрической энергии (транзит электрической энергии). Исходя из анализа прогнозных балансовых показателей Организации доля транзита электрической энергии на регулируемый период составит

№	Наименование параметра	Единица измерений	2025				Комментарий
			предложение организации	утверждено Комитетом (версия Комитета)	% роста	отклонение (принято Комитетом - заявлено PCO)	
1	Доля транзита электроэнергии	%	1,00	1,00	100,00	0,00	

Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям Организации в Московской области на регулируемый год определена Комитетом в соответствии с пунктами 40(1), 81 Основ ценообразования с учетом уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям и величины планового отпуска электрической энергии в сеть на регулируемый год.

Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации на регулируемый год определен Комитетом в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования:

$$N = (W_{ос} (BH) * n (BH) + W_{ос} (CH1) * n (CH1) + W_{ос} (CH2) * n (CH2) + W_{ос} (NH) * n (NH)) * 100 / W_{ос} (сумм), где$$

- n (ВН), n (СН1), n (СН2), n (НН) – минимальное значение из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям для соответствующей группы территориальных сетевых организаций на уровне напряжения ВН, СН1, СН2 и НН, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации приказом от 26.09.2017 № 887, и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации на уровне напряжения ВН, СН1, СН2 и НН за последний истекший год.

5.1	Капитальные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
5.2	Средства на возврат инвестиционных займов	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
5.3	Средства на уплату процентов по инвестиционным займам	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
6	Амортизация ОС	тыс. руб.	762,55	762,55	2 614,07	2 614,07	792,30	792,30	1 851,52	29,75	В соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования при расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Произведен пересчет амортизационных отчислений исходя из максимальных сроков полезного использования имущества. Амортизация общехозяйственного имущества учтена в доле, приходящейся на регулируемый вид деятельности.
6.1	Амортизация основных средств производственного назначения	тыс. руб.	762,55	762,55	2 614,07	2 614,07	792,30	792,30	1 851,52	29,75	
6.2	Амортизация основных средств непроизводственного назначения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
6.3	Амортизация - источник инвестиционной программы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
6.4	погашение займов и кредитов из амортизации	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	4 356,87	4 356,87	4 716,00	4 716,00	2 531,34	2 531,34	359,13	-1 825,53	Расчет произведен от фонда оплаты труда в соответствии с фактическим процентом отчислений на социальные нужды организации.
8	Расходы, связанные с реализацией функций ИСУ (п.5 ст.37 35-ФЗ), не относящиеся к капитальным вложениям, понесенные до начала очередного долгосрочного периода регулирования	тыс. руб.	207,94	207,94	0,00	0,00	0,00	0,00	-207,94	-207,94	
9	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

№	Наименование показателя	Единица измерений	2023 год					
			утверждено Комитетом (версия Комитета) год	утверждено Комитетом (версия Комитета) 1 п/г	утверждено Комитетом (версия Комитета) 2 п/г	факт год	факт 1 п/г	факт 2 п/г
1	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	27 337,10	13 484,30	13 852,80	27 715,60	14 158,86	13 556,74
2	Объем потерь электрической энергии в сеть	млн.кВт.ч	7,4999	3,6994	3,8005	8,7936	4,5171	4,2765
3	Средняя цена покупки потерь	руб./МВт*ч	3 645,00	3 645,00	3 645,00	3 151,79	3 134,54	3 170,02

В соответствии с пунктом 7 Основ ценообразования при установлении регулируемых цен (тарифов) регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. К экономически необоснованным расходам организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, относятся в том числе выявленные на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов:

- расходы организаций, осуществляющих регулирующую деятельность, в предыдущем периоде регулирования, не связанные с осуществлением регулируемой деятельности этих организаций и покрытые за счет поступлений от регулируемой деятельности;
- учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы) (за исключением случаев учета экономии операционных (подконтрольных) расходов и экономии от снижения технологических потерь электрической энергии в электрических сетях при применении в отношении организации, осуществляющей регулируемую деятельность, метода доходности инвестированного капитала или метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, а также случаев, предусмотренных пунктом 21(1) Основ ценообразования.

9. Корректировка необходимой валовой выручки

Согласно пункту 38 Основ ценообразования в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной период регулирования в соответствии с методическими указаниями. По решению регулирующего органа такая корректировка может осуществляться с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов по итогам истекшего периода текущего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, а также изменение плановых показателей на следующие периоды.

В соответствии с пунктом 9 Методических указаний 98-э регулирующими органами ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной финансовый год, с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, корректировки планируемых значений параметров расчета тарифов, а также с учетом:

- величины распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, в том числе относящихся к предыдущему долгосрочному периоду регулирования;
- результатов деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования.

Для целей Методических указаний 98-э объемы финансирования инвестиционной программы и объемы фактического исполнения инвестиционной программы учитываются без налога на добавленную стоимость.

Согласно пункту 10 Методических указаний 98-э результаты деятельности регулируемой организации учитываются при определении ежегодной корректировки необходимой валовой выручки в порядке, определенном пунктом 11 Методических указаний 98-э .

Пунктом 11 Методических указаний 98-э 1НБВ в части содержания электрических сетей на i-й год долгосрочного периода регулирования определяется по формуле:

$$HBB_1^{i\infty} = PP_1 + HP_1 + B_1 + d_1 \times \Delta \Sigma П_1 + HBB_{i-2}^{i\infty} \times KHK_i$$

где:
i - год долгосрочного периода регулирования (i > 1);
ПР1 - уровень подконтрольных расходов на первый (базовый) год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень подконтрольных расходов) устанавливается регулирующими органами в соответствии с пунктом 12 Методических указаний методом экономически обоснованных расходов. При установлении базового уровня подконтрольных расходов учитываются результаты анализа обоснованности расходов регулируемой организации, понесенных в долгосрочном периоде регулирования, предшествующем очередному расчетному периоду регулирования, и результаты проведения контрольных мероприятий;
ΔΣП1, d1 - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования, и доля , , которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1;

1НБВсод_i-2 - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на год i-2;
КНKi - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i, определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26.12.2010 № 254-э/1;

В1 - результаты деятельности регулируемой организации до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в форме установления долгосрочных параметров регулирования деятельности такой организации, учитываемые в базовом году долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктами 7 и 32 Основ ценообразования (тыс. руб.). В1 соответствует величине Враспред_1, определенной для первого года долгосрочного периода регулирования

$$B_i = (B_i^{инк} + B_i^{корр\Delta ПП}) \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + B_i^{распред}, (3)$$

где:
Враспред_1 - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования;
Винд_1 - расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.), определяемые по формуле:
Винд_1 = Δ ПРi + Δ НРi + Δ Уi + Δ НВВсод_1 + Δ ПОi

при этом $B_i \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) = \Delta \text{ПРi} \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + \Delta \text{НРi} \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + \Delta \text{Уi} \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + \Delta \text{НВВсод_i} \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + \Delta \text{Поi} \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i)$

Показатели расчета приведены в таблице

№	Наименование показателя	Единица измерений	Предложение организации	Факт (версия Комитета) 2023 год	отклонение (утверждено Комитетом - заявлено РСО)	Комментарии
1	Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов.	тыс. руб.	-66 319,07	-43 583,10	22 735,96	Корректировка подконтрольных расходов произведена Комитетом в соответствии с п. 11 Методических указаний от 17.02.2012 № 98-з в связи с изменением планируемых параметров расчета подконтрольных расходов.
2	Корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений	тыс. руб.	105 380,54	4 670,61	-100 709,93	Расчет произведен на основании анализа фактических расходов согласно представленным обосновывающим материалам
3	Корректировка расходов, связанных с реализацией функций ИСУ	тыс. руб.	-232,94	-237,60	-4,66	исходя из плановых и фактических расходов, признанных регулирующим органом
4	Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	тыс. руб.	39 320,27	36 623,10	-2 697,17	Расчет произведен исходя из фактического объема выручки за услуги по передаче электрической энергии за год i-2 (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемого исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.
5	Корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	тыс. руб.	-7 510,54	0,00	7 510,54	Расчет произведен в соответствии с пунктом 11(2) Методических указаний 98-з, исходя из средней сложившейся цены покупки потерь и и фактического объема потерь электроэнергии
6	Корректировка НВВ очередной год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	
6.1	Расчетная величина собственных средств для финансирования инвестпрограммы, учтенная при установлении тарифов	тыс. руб.	0,00	x	0,00	
6.2	Объем фактического финансирования инвестпрограммы	тыс. руб.	0,00	x	0,00	
6.3	Плановый размер размер финансирования утвержденной в установленном порядке инвестпрограммы	тыс. руб.	0,00	x	0,00	
7	Величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в т.ч. по результатам проверки хоз.деятельности, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала ДПР	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	
8	Корректировка НВВ, связанная с обеспечением соответствия уровня тарифов организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров	тыс. руб.	7 970,61	7 970,61	0,00	Расчет произведен в соответствии с приказом ФСТ России от 26.10.2010 № 254-з/1 и приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.
9	Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии	тыс. руб.	1 859,21	0,00	-1 859,21	Расчет экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определен в соответствии с пунктом 11 Методических указаний 98-з.
9.1.	Доля экономии расходов на оплату потерь з/э		1,00	0,00	-1,00	Доля экономии расходов на оплату потерь, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1.
9.2.	Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, относимой на содержание электрических сетей	тыс. руб.	1 859,21	0,00	-1 859,21	
9.3.	Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, относимой на компенсацию потерь электрической энергии	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	
10	Корректировка НВВ по иным причинам	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	

11	Дополнительно полученный доход, возникший вследствие взыскания стоимости выявленного объема бездоговорного потребления электрической энергии	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	
12	Итого корректировка НВВ	тыс.руб.	80 468,09	5 443,62	-75 024,48	

Распределение суммы корректировки необходимой валовой выручки по годам долгосрочного периода регулирования принято следующим образом:

№	Наименование параметра	Единица измерений	2023 утверждено (версия Комитета)	2024 утверждено (версия Комитета)	Всего	2025 предложение Комитета к корректировке	2026 предложение Комитета к корректировке	2027 предложение Комитета к корректировке	2028 предложение Комитета к корректировке	2029 предложение Комитета к корректировке
1	Корректировка НВВ учтенная в тарифных решениях в предыдущие периоды	тыс. руб.	13 878,40	20 166,68	-1 587,42	-1 587,42	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Корректировка НВВ по результатам анализа отчетного года	тыс. руб.	X	X	5 443,62	5 443,62	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Всего корректировка	тыс. руб.	13 878,40	20 166,68	3 856,19	3 856,19	0,00	0,00	0,00	0,00

10. Расчет необходимой валовой выручки

В соответствии с Методическими указаниями 98-э НВВ регулируемой организации рассчитывается на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования на основании долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров рассчитанных тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с пунктом 1 статьи 23 ФЗ-35 государственное регулирование цен (тарифов) осуществляется в порядке, установленном основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Согласно пункту 12 Правил для установления тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, организации, осуществляющие регулируемую деятельность, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения – заявление об установлении тарифов, подписанное руководителем или иным уполномоченным в соответствии с законодательством Российской Федерации лицом заявителя и заверенное печатью заявителя, с прилагаемыми обосновывающими материалами (подлинники или заверенные заявителем копии).

Пунктом 17 Правил к числу обосновывающих материалов отнесен расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета), разработанного в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

В приложении № 1 к Методическим указаниям 20-э/2 содержится таблицы №№ П1.17, П1.18.2 и П1.24, подлежащие заполнению для обоснования суммы амортизационных отчислений и платы за услуги по содержанию электрических сетей.

Из этого следует, что утверждение тарифов носит заявительный характер, при этом обязанность обосновать размер НВВ посредством представления соответствующей документации возлагается на организацию, осуществляющую регулируемый вид деятельности.

Исполнение данной обязанности направлено на обеспечение возможности проведения регулирующим органом экспертизы предложений об установлении тарифов в соответствии с пунктами 7, 22, 23 Правил для исключения из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Анализ НВВ проводился на основании обосновывающих документов, представленных Организацией. В заключении отражена экспертиза статей затрат по заявленным Организацией расходам. При анализе НВВ организации применялся также метод экспертных оценок по технико-экономическим показателям деятельности регулируемых территориальных сетевых организаций Московской области.

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемые с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, регулирующими органами определяются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой, на основании следующих долгосрочных параметров регулирования:

- базовый уровень подконтрольных расходов, устанавливаемый регулирующими органами;
- индекс эффективности подконтрольных расходов;
- коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый в соответствии с методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой;
- уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;
- уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с пунктом 8 настоящего документа и применяемый при регулировании тарифов с даты вступления в силу методических указаний по расчету уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг).

Базовый уровень подконтрольных расходов определяется регулирующими органами с использованием метода экономически обоснованных расходов (затрат).

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

- индекс потребительских цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (далее - индекс потребительских цен). В отсутствие одобренного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год долгосрочного периода регулирования в целях определения подконтрольных расходов применяются значения параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, соответствующие последнему году периода, на который был одобрен указанный прогноз;
- размер активов, определяемый регулирующими органами. При установлении индекса изменения количества активов количество активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности на соответствующий расчетный год долгосрочного периода регулирования, определяется регулирующими органами на основании данных за последний отчетный период текущего года о фактически введенных в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой объектах электросетевого хозяйства с учетом степени их фактической загрузки, определяемой в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации;
- величина неподконтрольных расходов, рассчитанная в соответствии с перечнем расходов, утвержденным в методических указаниях по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, и содержащим в том числе расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в соответствии с пунктом 87 настоящего документа в плату за технологическое присоединение, а также величина расходов на оплату технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства к сетям смежной сетевой организации (за исключением расходов, включаемых в соответствии с пунктом 87 настоящего документа в состав платы за технологическое присоединение, рассчитанной для лица, технологическое присоединение энергопринимающих устройств которого требует проведения мероприятий на объектах электросетевого хозяйства смежной сетевой организации) в размере, определенном исходя из утвержденной (рассчитанной) для такой смежной сетевой организации платы за технологическое присоединение;
- величина расходов на выполнение предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона "Об электроэнергетике" обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящихся к капитальным вложениям, до начала очередного долгосрочного периода регулирования;
- величина мощности, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии потребителям услуг в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг;
- величина полезного отпуска электрической энергии потребителям услуг территориальной сетевой организации;
- цена (тариф) покупки потерь электрической энергии, учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, с использованием которых услуги по передаче электрической энергии оказываются регулируемыми организациями.

На основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования. При этом при применении метода долгосрочной индексации темп роста одностадного единого (котлового) тарифа в соответствующем субъекте Российской Федерации на каждый год 1-го долгосрочного периода регулирования не превышает темпа, установленного прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий год.

Подконтрольные расходы организации

В соответствии с Методическими указаниями 98-э перед началом долгосрочного периода регулирования регулирующим органом определяется базовый уровень операционных, подконтрольных расходов.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний 98-э уровень подконтрольных расходов на первый (базовый) год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень подконтрольных расходов) устанавливается регулирующими органами в соответствии с пунктом 12 Методических указаний 98-э методом экономически обоснованных расходов. При установлении базового уровня подконтрольных расходов учитываются результаты анализа обоснованности расходов регулируемой организации, понесенных в предыдущем периоде регулирования, и результаты проведения контрольных мероприятий.

Пунктом 34 Основ ценообразования предусмотрено, что базовый уровень операционных расходов устанавливается с использованием метода экономически обоснованных расходов (затрат) .

Подконтрольные расходы рассчитаны исходя из базового уровня подконтрольных расходов, установленного в соответствии с пунктом 11 Методических указаний 98-э.

Согласно пункту 14 Методических указаний 20-э/2 для организаций, осуществляющих передачу электрической энергии сторонним потребителям (субабонентам) и для собственного потребления, распределение расходов по указанному виду деятельности между субабонентами и организацией по решению Комитета произведено пропорционально отпуску (передаче) электрической энергии (транзит электрической энергии).

			2024 год		2025 год	
--	--	--	----------	--	----------	--

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста НВБ, 2025/2024, %	отклонение (принято Комитетом - заявлено ПСО)	Комментарии
	Операционные расходы	тыс. руб.	517 247,54	517 247,54	836 928,62	836 928,62	496 530,27	496 530,27	95,99	-340 398,35	В соответствии с п.34 Основ ценообразования (в ред. ППРФ от 19.11.2024 № 1582) базовый уровень операционных расходов не должен превышать уровень таких расходов, определенный при соблюдении условия непревышения удельной величины операционных расходов в расчете на единицу количества активов над удельной величиной операционных расходов ТСО, которая соответствует на очередной период регулирования критериям отнесения ТСО к крупнейшей ТСО в Московской области, в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования. В Московской области ПАО «Россети Московский регион» соответствует критериям отнесения к крупнейшей ТСО. Удельная величина операционных расходов ПАО «Россети Московский регион» на единицу активов составляет 47.99 тыс.руб./ге. Учитывая, что удельная величина операционных расходов в расчете на единицу количества активов Организации превышает удельную величину ПАО «Россети Московский регион», базовый уровень операционных расходов пересмотрен исходя из удельной величины операционных расходов ПАО «Россети Московский регион» на единицу активов и количества активов Организации, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования.
	Операционные расходы экономически обоснованные	тыс. руб.	517 247,54	517 247,54	836 928,62	836 928,62	556 268,98	556 268,98	107,54	-280 659,64	Расчет затрат произведен с учетом фактических расходов организации, подтвержденных обосновывающими материалами, в доле, относимой на регулируемый вид деятельности, с учетом ИПЦ.
	Производственные расходы	тыс. руб.	516 415,71	516 415,71	836 099,62	836 099,62	555 644,40	555 644,40	107,60	-280 455,22	x
	расходы на приобретение сырья и материалов и их хранение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	расходы на оплату регулируемые организациями выполняемых сторонними организациями работ и (или) услуг производственного характера	тыс. руб.	0,00	0,00	384 734,31	384 734,31	206 066,97	206 066,97	-	-178 667,34	Расчет затрат произведен на основании представленных договоров технического обслуживания объектов электросетевого хозяйства организации, подтвержденных фактическими данными и обосновывающими материалами.
	Расходы на оплату труда, всего	тыс. руб.	18 052,44	18 052,44	27 100,00	27 100,00	27 100,00	27 100,00	150,12	0,00	Расчет фонда оплаты труда Организации исходя из нормативной численности, определенной в соответствии с Рекомендациями по нормированию труда работников энергетического хозяйства, утвержденных приказом Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 03.04.2000 № 68, с учетом Отраслевого тарифного соглашения в электроэнергетике Российской Федерации на 2022-2024 годы, Рекомендаций о едином порядке оплаты труда по тарифным ставкам (должностным окладам) работников электроэнергетики.
	Расходы на оплату труда основного производственного персонала (ОПР)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Численность ОПР	чел	x	x	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Средняя заработная плата ОПР	руб. мес	x	x	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала (АУП)	тыс. руб.	0,00	0,00	27 100,00	27 100,00	27 100,00	27 100,00	-	0,00	Расчет затрат на оплату труда представлен в приложении 1 к данному экспертному заключению.
	Численность АУП	чел	x	x	24,00	24,00	24,00	24,00	-	0,00	Расчет численности произведен на основании части 3 Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства, утвержденных приказом Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 03.04.2000 № 68, исходя из объема условных единиц
	Средняя заработная плата АУП	руб. мес	x	x	94 097,22	94 097,22	94 097,22	94 097,22	-	0,00	Учитывая, что произведенный расчет исходя из ступени оплаты труда и значений тарифных коэффициентов, соответствующих ступеням оплаты труда Рекомендаций превышает заявку Организации, Комитетом принято решение принять среднемесячную оплату труда заявленную Организацией .
	Ремонтные расходы	тыс. руб.	498 363,27	498 363,27	424 265,31	424 265,31	322 477,43	322 477,43	64,71	-101 787,88	x
	расходы на текущий ремонт производственных фондов	тыс. руб.	498 363,27	498 363,27	230 327,92	230 327,92	128 540,04	128 540,04	25,79	-101 787,88	Плановые расходы на выполнение текущих ремонтов (не относящихся к мероприятиям инвестиционной программы) приняты на основании утвержденного руководителем организации плана текущих ремонтов, актов обследования, дефектных ведомостей, сметных расчетов, договоров с подрядными организациями на выполнение работ, с учетом фактических расходов на выполнение ремонтных работ в предыдущем периоде регулирования.
	расходы на капитальный ремонт производственных фондов	тыс. руб.	0,00	0,00	193 937,39	193 937,39	193 937,39	193 937,39	-	0,00	Плановые расходы на выполнение капитальных ремонтов (не относящихся к мероприятиям инвестиционной программы) приняты на основании утвержденного руководителем организации плана капитальных ремонтов, актов обследования, дефектных ведомостей, сметных расчетов, договоров с подрядными организациями на выполнение работ, с учетом фактических расходов на выполнение ремонтных работ в предыдущем периоде регулирования.
	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	831,84	831,84	829,00	829,00	624,59	624,59	75,09	-204,41	
	Расходы на оплату работ и услуг, выполняемых сторонними организациями общехозяйственного и управленческого характера	тыс. руб.	475,08	475,08	719,00	719,00	514,59	514,59	108,32	-204,41	Учены плановые расходы на основании фактических данных и представленных обосновывающих материалов, в доле, относимой на регулируемый вид деятельности, с применением ИПЦ.
	Расходы на услуги связи	тыс. руб.	563,32	563,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x
	Расходы на услуги вневедомственной охраны и пожарную безопасность	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс. руб.	0,00	0,00	289,00	289,00	255,25	255,25	-	-33,75	Учены плановые расходы на основании фактических данных и представленных обосновывающих материалов, в доле, относимой на регулируемый вид деятельности, с применением ИПЦ.
	Расходы на консультационные услуги	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x

	Расходы на услуги транспорта	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Прочие услуги сторонних организаций	тыс. руб.	0,00	0,00	430,00	430,00	259,33	259,33	-	-170,67	Учтены плановые расходы на основании фактических данных и представленных обосновывающих материалов, в доле, относимой на регулируемый вид деятельности, с применением ИПЦ.
	Расходы на командировки	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Расходы на повышение квалификации, подготовку кадров	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Расходы на страхование	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Содержание зданий и помещений	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Расходы на услуги банков	тыс. руб.	356,76	356,76	110,00	110,00	110,00	110,00	30,83	0,00	Учтены плановые расходы на основании фактических данных и представленных обосновывающих материалов, в доле, относимой на регулируемый вид деятельности, с применением ИПЦ.
	Прочие операционные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x
	Экономически обоснованные операционные расходы из прибыли	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Экономически обоснованные расходы на социальные нужды	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Прочие экономически обоснованные расходы из прибыли	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	

Величина подконтрольных расходов на последующие годы долгосрочного периода регулирования в разрезе статей затрат определяется посредством применения коэффициента индексации:

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
			Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита
1	Операционные расходы	тыс. руб.	511 227,57	511 227,57	526 359,90	526 359,90	541 940,15	541 940,15	557 981,58	557 981,58
	Коэффициент индексации операционных расходов		1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030
1.1	Количество активов	у.е.	10 345,87	10 345,87	10 345,87	10 345,87	10 345,87	10 345,87	10 345,87	10 345,87
1.2	Индекс эффективности операционных расходов (ИЭР)	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1.3	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	о.е.	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75

Неподконтрольные расходы организации

Расчет величины расходов, не отнесенных к подконтрольным расходам, производится регулирующими органами в соответствии с перечнем, предусмотренным методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

Анализ проводился на основании представленных организацией обосновывающих документов: фактических данных за отчетный год, плановых и фактических данных за текущий год и плановых данных на регулируемый период, в том числе в рамках проведенного тарифного регулирования на основании информации электронного шаблона Организации.

Расчет неподконтрольных расходов на содержание электрических сетей произведен на основании анализа материалов тарифного дела и с учетом показателей Прогноза социально-экономического развития.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2024 год		2025 год				Темп роста НВБ, 2025/2024, %	отклонение (принято Комитетом - заявлено РСО)	Комментарии
			Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита			
	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	13 892,21	13 892,21	56 767,28	56 767,28	20 129,22	20 129,22	145	-36 638,06	x
	Расходы на оплату товаров (услуг, работ), приобретаемых у других организаций	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Оплата услуг ПАО Россети ФСК ЕЭС	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Налоги и сборы	тыс. руб.	1 112,90	1 112,90	6 451,43	6 451,43	6 140,90	6 140,90	552	-310,53	
	Налог на прибыль	тыс. руб.	650,00	650,00	6 000,00	6 000,00	6 000,00	6 000,00	923	0,00	В соответствии с пунктом 20 Основ ценообразования в НВБ включается величина исчисленного налога на прибыль организаций за налоговый период (год), определяемая в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации, относимая на регулируемый вид деятельности. Налог на прибыль по виду деятельности «Услуги по передаче электрической энергии» учтен Согласно данным раздельного учета, представленным Организацией, в формате таблицы 1.3 приложения № 1 Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, утвержденного приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585.
	Налог на имущество организаций	тыс. руб.	374,01	374,01	362,55	362,55	79,25	79,25	21	-283,30	Налог на имущество рассчитан в соответствии с главой 30 Налогового кодекса согласно представленным обосновывающим материалам, в том числе бухгалтерской отчетностью и налоговой декларацией, в доле относящейся на регулируемый вид деятельности.
	Земельный налог	тыс. руб.	88,88	88,88	88,88	88,88	61,65	61,65	69	-27,24	Исключены расходы по налогу на имущество в отношении ЛЭП, ТП, РП жл 35 кВ, КЛ и оборудования, предназначенного для обеспечения электрических связей и передачи электроэнергии, вне зависимости от класса их напряжения, от уплаты которых ТСО освобождены с 1 января 2025 года в соответствии со ст. 381 Налогового кодекса РФ (в ред. от 29.10.2024 № 362-ФЗ).
	Транспортный налог	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Прочие налоги и сборы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Арендная и концессионная плата, лизинговые платежи	тыс. руб.	6 618,80	6 618,80	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100	-31 534,08	

	Аренда имущества	тыс. руб.	6 618,80	6 618,80	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100	-31 534,08	Затраты на аренду учтены Комитетом согласно представленным в рамках тарифного дела обосновывающим документам в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования в отношении объектов электросетевого имущества исходя из величины амортизации, налога на имущество, налога на землю и других обязательных платежей, в отношении аренды помещений, транспорта, земельных участков - исходя из условий, предусмотренных договором, в доле, приходящейся на регулируемый вид деятельности.
	Аренда муниципальной и государственной собственности	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Аренда частной собственности	тыс. руб.	6 618,80	6 618,80	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100	-31 534,08	
	Концессионная плата	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Лизинговые платежи	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Аренда земельных участков	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение	тыс. руб.	0,00	0,00	250,00	250,00	0,00	0,00	-	-250,00	
	Экономически обоснованные неподконтрольные расходы из прибыли	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Капитальные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Средства на возврат инвестиционных займов	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Средства на уплату процентов по инвестиционным займам	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Амортизация ОС	тыс. руб.	1 104,43	1 104,43	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	102	-1 793,42	В соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования при расчете экономических обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется регулируемыми органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Произведен пересчет амортизационных отчислений исходя из максимальных сроков полезного использования имущества Амортизация общезайствленного имущества учтена в доле, приходящейся на регулируемый вид деятельности.
	Амортизация основных средств производственного назначения	тыс. руб.	1 104,43	1 104,43	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	102	-1 793,42	x
	Амортизация основных средств непроизводственного назначения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	
	Амортизация - источник инвестиционной программы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В соответствии с пунктом 27 (1) Основ ценообразования (в ред. ППРФ от 19.11.2024 № 1583) расходы на амортизацию учитываются в соответствии с утвержденной инвестиционной программой. Учитывая отсутствие утверждённой ИП амортизационные отчисления исключены в полном объеме.
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	4 846,08	4 846,08	8 130,00	8 130,00	7 256,90	7 256,90	150	-873,10	Расчет произведен в соответствии с порядком, определенном Налоговым кодексом Российской Федерации. Расходы предлагается принять от фонда оплаты труда пересмотренного базового уровня подконтрольных расходов (в соответствии с п.34 Основ ценообразования (в ред. ППРФ от 19.11.2024 № 1582), и ставки по страховым взносам с учетом уведомления о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование.
	Расходы, связанные с реализацией функций ИСУ (п.5 ст.37-35-ФЗ), не относящиеся к капитальным вложениям, понесенные до начала очередного долгосрочного периода регулирования	тыс. руб.	210,00	210,00	865,50	865,50	115,50	115,50	55	-750,00	Расходы определены Комитетом исходя из плановых затрат на приобретение и установку приборов учета в 2025 году с учетом стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности), утвержденных распоряжением Комитета.
	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	

[illegible]

	Средства на возврат инвестиционных займов	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Средства на уплату процентов по инвестиционным займам	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Амортизация ОС	тыс. руб.	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	100,00	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	100,00
	Амортизация основных средств производственного назначения	тыс. руб.	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	100,00	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	100,00
	Амортизация основных средств непроизводственного назначения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	8 628,21	8 628,21	8 370,65	8 370,65	115,35	9 156,94	9 156,94	8 618,42	8 618,42	102,96
	Амортизация - источник инвестиционной программы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Расходы, связанные с реализацией функций ИСУ (п.5 ст.37 35-ФЗ), не относящиеся к капитальным вложениям, понесенные до начала очередного долгосрочного периода регулирования	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2028 год					2029 год				
			Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста НВБ, 2028/2027, %	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста НВБ, 2029/2028, %
	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	57 239,86	57 239,86	21 630,34	21 630,34	101,19	57 835,38	57 835,38	21 893,00	21 893,00	101,21
	Расходы на оплату товаров (услуг, работ), приобретаемых у других организаций	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Оплата услуг ПАО Россети ФСК ЕЭС	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Налоги и сборы	тыс. руб.	6 451,43	6 451,43	6 140,90	6 140,90	100,00	6 451,43	6 451,43	6 140,90	6 140,90	100,00
	Налог на прибыль	тыс. руб.	6 000,00	6 000,00	6 000,00	6 000,00	100,00	6 000,00	6 000,00	6 000,00	6 000,00	100,00
	Налог на имущество организаций	тыс. руб.	362,55	362,55	79,25	79,25	100,00	362,55	362,55	79,25	79,25	100,00
	Земельный налог	тыс. руб.	88,88	88,88	61,65	61,65	100,00	88,88	88,88	61,65	61,65	100,00
	Транспортный налог	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Прочие налоги и сборы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Арендная и концессионная плата, лизинговые платежи	тыс. руб.	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100,00	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100,00
	Аренда имущества	тыс. руб.	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100,00	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100,00
	Аренда муниципальной и государственной собственности	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Аренда частной собственности	тыс. руб.	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100,00	38 150,00	38 150,00	6 615,92	6 615,92	100,00
	Концессионная плата	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Лизинговые платежи	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Аренда земельных участков	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Экономически обоснованные неподконтрольные расходы из прибыли	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Капитальные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Средства на возврат инвестиционных займов	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Средства на уплату процентов по инвестиционным займам	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Амортизация ОС	тыс. руб.	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	100,00	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	100,00
	Амортизация основных средств производственного назначения	тыс. руб.	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	100,00	2 920,35	2 920,35	1 126,93	1 126,93	100,00
	Амортизация основных средств непроизводственного назначения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Амортизация - источник инвестиционной программы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	9 718,08	9 718,08	8 873,52	8 873,52	102,96	10 313,60	10 313,60	9 136,18	9 136,18	102,96
	Расходы, связанные с реализацией функций ИСУ (п.5 ст.37 35-ФЗ), не относящиеся к капитальным вложениям, понесенные до начала очередного долгосрочного периода регулирования	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Расходы на амортизацию основных средств исключены из необходимой валовой выручки в полном объеме , в связи с отсутствием у Организации утвержденной инвестиционной программы, в соответствии с пунктом 27 (1) Основ ценообразования (в ред. ППРФ от 19.11.2024 № 1583).

11. Расчет затрат на компенсацию потерь

Согласно пункту 14 Основ ценообразования расчетный объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого Федеральной антимонопольной службой сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее - прогнозный баланс).

Расчет затрат на компенсацию потерь произведен исходя из:

- данных баланса электрической энергии Организации, сформированных на основании показателей сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы по Московской области;

- прогнозная цены покупки электрической энергии и мощности в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определенной на основании фактически сложившихся средних рыночных цен покупки электрической энергии (мощности) на ОРЭМ в целях компенсации потерь, основных показателей прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, сбытовой надбавки и величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией, и подлежащей государственному регулированию

Наименование показателя	Единица измерений	2024 год			план год	план 1 п/г	план 2 п/г	2025 год			% роста	отклонение (принято Комитетом - заявлено PCO)
		утверждено Комитетом (версия Комитета) год	утверждено Комитетом (версия Комитета) 1 п/г	утверждено Комитетом (версия Комитета) 2 п/г				утверждено Комитетом (версия Комитета) год	утверждено Комитетом (версия Комитета) 1 п/г	утверждено Комитетом (версия Комитета) 2 п/г		
Расходы на компенсацию потерь с учетом экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, относимой в расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	26 441,92	12 749,00	13 692,92	35 515,02	17 512,02	17 525,26	35 694,27	17 600,50	18 093,77	134,99	179,25
Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, относимой в расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 859,21	916,76	464,71	0,00	0,00	0,00	0,00	-1 859,21
Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	26 441,92	12 749,00	13 692,92	33 655,81	16 595,26	17 060,54	35 694,27	17 600,50	18 093,77	134,99	2 038,47
Объем потерь электрической энергии в сеть	млн кВт·ч	7,49	3,61	3,88	9,23	4,55	4,68	9,23	4,55	4,68	123,36	0,00
Средняя цена покупки потерь	руб./МВт·ч	3 532,66	3 532,66	3 532,66	3 645,00	3 645,00	3 645,00	3 865,78	3 865,78	3 865,78	109,43	220,78

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2026 год					2027 год				
			Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста HBB, 2026/2025, %	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста HBB, 2027/2026, %
1	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	38072,10	38072,10	37122,05	37122,05	107,20	40813,29	40813,29	38606,93	38606,93	107,20

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2028 год					2029 год				
			Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста HBB, 2028/2027, %	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста HBB, 2029/2028, %
1	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	43751,85	43751,85	40151,20	40151,20	107,20	46901,98	46901,98	41757,25	41757,25	107,20

12. Выводы по результатам экспертизы

По результатам проведенной экспертизы предлагается принять следующие основные параметры для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2024 год		2025 год						Комментарии
			Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста HBB, 2025/2024, %	отклонение (принято Комитетом - заявлено РСО)	
	Основные параметры										
1	Необходимая валовая выручка на содержание сети до корректировки	тыс. руб.	531 139,75	531 139,75	893 695,90	893 695,90	516 659,49	516 659,49	97,27	-377 036,41	x
1.1.1	Операционные расходы	тыс. руб.	517 247,54	517 247,54	836 928,62	836 928,62	496 530,27	496 530,27	95,99	-340 398,35	x
	Кoeffициент индексации операционных расходов		1,114	1,114	x	x	x	x	-	0,000	x
1.1.3	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	13 892,21	13 892,21	56 767,28	56 767,28	20 129,22	20 129,22	144,90	-36 638,06	x
2	Корректировка HBB	тыс. руб.	20 166,68	20 166,68	80 468,09	80 468,09	3 856,19	3 856,19	19,12	-76 611,90	x
3	HBB на содержание электрических сетей	тыс. руб.	551 306,43	551 306,43	974 163,99	974 163,99	520 515,68	520 515,68	94,41	-453 648,31	x
4	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	26 441,92	26 441,92	35 515,02	35 515,02	35 694,27	35 694,27	134,99	179,25	x
5	HBB на оказание услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	577 748,35	577 748,35	1 009 679,01	1 009 679,01	556 209,96	556 209,96	96,27	-453 469,05	x
6	Полезный отпуск электроэнергии	млн. кВтч	862,8638	862,8638	845,9300	845,9300	633,2200	633,2200	73,39	-212,71	x
6.1	полезный отпуск электроэнергии с 01.01 по 30.06	млн. кВтч	416,0306	416,0306	417,1471	417,1471	308,6871	308,6871	74,20	-108,46	x
6.2	полезный отпуск электроэнергии с 01.07 по 31.12	млн. кВтч	446,8332	446,8332	428,7829	428,7829	324,5329	324,5329	72,63	-104,25	x
7	Потери	млн. кВтч	7,4850	7,4850	9,2334	9,2334	9,2334	9,2334	123,36	0,00	x
7.1	потери электроэнергии с 01.01 по 30.06	млн. кВтч	3,6089	3,6089	4,5529	4,5529	4,5529	4,5529	126,16	0,00	x
7.2	потери электроэнергии с 01.07 по 31.12	млн. кВтч	3,8761	3,8761	4,6805	4,6805	4,6805	4,6805	120,75	0,00	x
8	Полезный отпуск мощности	МВт	116,7740	116,7740	115,0885	115,0885	85,9033	85,9033	73,56	-29,19	x
8.1	полезный отпуск мощности с 01.01 по 30.06	МВт	112,6057	112,6057	113,6530	113,6530	83,9028	83,9028	74,51	-29,75	x
8.2	полезный отпуск мощности с 01.07 по 31.12	МВт	120,9422	120,9422	116,5240	116,5240	87,9039	87,9039	72,68	-28,62	x

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2026 год					2027 год				
			Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста НВБ, 2026/2025, %	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста НВБ, 2027/2026, %
	Основные параметры											
1	Необходимая валовая выручка на содержание сети до корректировки	тыс. руб.	945 245,39	945 245,39	532 355,03	532 355,03	103,04	1 000 257,89	1 000 257,89	547 735,14	547 735,14	102,89
1.1.1	Операционные расходы	тыс. руб.	889 095,41	889 095,41	511 227,57	511 227,57	102,96	943 579,17	943 579,17	526 359,90	526 359,90	102,96
1.1.3	Кoeffициент индексации операционных расходов		1,061	1,061	1,030	1,030	0,00	1,061	1,061	1,030	1,030	100,00
	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	56 149,98	56 149,98	21 127,46	21 127,46	104,96	56 678,72	56 678,72	21 375,23	21 375,23	101,17
2	Корректировка НВБ	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	НВБ на содержание электрических сетей	тыс. руб.	945 245,39	945 245,39	532 355,03	532 355,03	102,27	1 000 257,89	1 000 257,89	547 735,14	547 735,14	102,89
4	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	38 072,10	38 072,10	37 122,05	37 122,05	104,00	40 813,29	40 813,29	38 606,93	38 606,93	104,00
5	НВБ на оказание услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	983 317,49	983 317,49	569 477,07	569 477,07	102,39	1 041 071,19	1 041 071,19	586 342,06	586 342,06	102,96
6	Полезный отпуск электроэнергии	млн. кВтч	845,9300	845,9300	633,2200	633,2200	100,00	845,9300	845,9300	633,2200	633,2200	100,00
6.1	полезный отпуск электроэнергии с 01.01 по 30.06	млн. кВтч	417,1471	417,1471	308,6871	308,6871	100,00	417,1471	417,1471	308,6871	308,6871	100,00
6.2	полезный отпуск электроэнергии с 01.07 по 31.12	млн. кВтч	428,7829	428,7829	324,5329	324,5329	100,00	428,7829	428,7829	324,5329	324,5329	100,00
7	Потери	млн. кВтч	9,2334	9,2334	9,2334	9,2334	100,00	9,2334	9,2334	9,2334	9,2334	100,00
7.1	потери электроэнергии с 01.01 по 30.06	млн. кВтч	4,5529	4,5529	4,5529	4,5529	100,00	4,5529	4,5529	4,5529	4,5529	100,00
7.2	потери электроэнергии с 01.07 по 31.12	млн. кВтч	4,6805	4,6805	4,6805	4,6805	100,00	4,6805	4,6805	4,6805	4,6805	100,00
8	Полезный отпуск мощности	МВт	115,0885	115,0885	85,9033	85,9033	100,00	115,0885	115,0885	85,9033	85,9033	100,00
8.1	полезный отпуск мощности с 01.01 по 30.06	МВт	113,6530	113,6530	83,9028	83,9028	100,00	113,6530	113,6530	83,9028	83,9028	100,00
8.2	полезный отпуск мощности с 01.07 по 31.12	МВт	116,5240	116,5240	87,9039	87,9039	100,00	116,5240	116,5240	87,9039	87,9039	100,00

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерений	2028 год					2029 год				
			Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста HBB, 2028/2027, %	Предложение организации без учета транзита	Предложение организации с учетом транзита	Утверждено Комитетом (версия Комитета) без учета транзита	утверждено Комитетом (версия Комитета) с учетом транзита	Темп роста HBB, 2029/2028, %
	Основные параметры											
1	Необходимая валовая выручка на содержание сети до корректировки	тыс. руб.	1 058 641,56	1 058 641,56	563 570,49	563 570,49	102,89	1 120 602,98	1 120 602,98	579 874,58	579 874,58	102,89

1.1.1	Операционные расходы	тыс. руб.	1 001 401,71	1 001 401,71	541 940,15	541 940,15	102,96	1 062 767,60	1 062 767,60	557 981,58	557 981,58	102,96
	Коэффициент индексации операционных расходов		1,061	1,061	1,030	1,030	100,00	1,061	1,061	1,030	1,030	100,00
1.1.3	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	57 239,86	57 239,86	21 630,34	21 630,34	101,19	57 835,38	57 835,38	21 893,00	21 893,00	101,21
2	Корректировка НВВ	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	НВВ на содержание электрических сетей	тыс. руб.	1 058 641,56	1 058 641,56	563 570,49	563 570,49	102,89	1 120 602,98	1 120 602,98	579 874,58	579 874,58	102,89
4	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	43 751,85	43 751,85	40 151,20	40 151,20	104,00	46 901,98	46 901,98	41 757,25	41 757,25	104,00
5	НВВ на оказание услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	1 102 393,42	1 102 393,42	603 721,70	603 721,70	102,96	1 167 504,97	1 167 504,97	621 631,83	621 631,83	102,97
6	Полезный отпуск электроэнергии	млн. кВтч	845,9300	845,9300	633,2200	633,2200	100,00	845,9300	845,9300	633,2200	633,2200	100,00
6.1	полезный отпуск электроэнергии с 01.01.по 30.06	млн. кВтч	417,1471	417,1471	308,6871	308,6871	100,00	417,1471	417,1471	308,6871	308,6871	100,00
6.2	полезный отпуск электроэнергии с 01.07 по 31.12	млн. кВтч	428,7829	428,7829	324,5329	324,5329	100,00	428,7829	428,7829	324,5329	324,5329	100,00
7	Потери	млн. кВтч	9,2334	9,2334	9,2334	9,2334	100,00	9,2334	9,2334	9,2334	9,2334	100,00
7.1	потери электроэнергии с 01.01.по 30.06	млн. кВтч	4,5529	4,5529	4,5529	4,5529	100,00	4,5529	4,5529	4,5529	4,5529	100,00
7.2	потери электроэнергии с 01.07 по 31.12	млн. кВтч	4,6805	4,6805	4,6805	4,6805	100,00	4,6805	4,6805	4,6805	4,6805	100,00
8	Полезный отпуск мощности	МВт	115,0885	115,0885	85,9033	85,9033	100,00	115,0885	115,0885	85,9033	85,9033	100,00
8.1	полезный отпуск мощности с 01.01.по 30.06	МВт	113,6530	113,6530	83,9028	83,9028	100,00	113,6530	113,6530	83,9028	83,9028	100,00
8.2	полезный отпуск мощности с 01.07 по 31.12	МВт	116,5240	116,5240	87,9039	87,9039	100,00	116,5240	116,5240	87,9039	87,9039	100,00

На основании экспертизы, проведенной в соответствии с действующими нормативными правовыми актами, долгосрочные параметры регулирования предлагается установить на следующем уровне

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерений	2025	2026	2027	2028	2029
			утверждено Комитетом (версия Комитета)	утверждено Комитетом (версия Комитета)	утверждено Комитетом (версия Комитета)	утверждено Комитетом (версия Комитета)	утверждено Комитетом (версия Комитета)
1	Базовый уровень операционных расходов, млн. руб.	млн.руб.	496,530	x	x	x	x
2	Индекс эффективности операционных расходов (ИЭР)	%	x	1,00	1,00	1,00	1,00
3	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	%	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
4	Уровень потерь электроэнергии	%	1,0797	x	x	x	x
5	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН (Psaifi ВН)	час	2,03453	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
6	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 (Psaifi СН1)	час	2,03453	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
7	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 (Psaifi СН2)	час	2,03453	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
8	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН (Psaifi НН)	час	2,03453	2,00401	1,97395	1,94434	1,91518
9	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН (Psaifi ВН)	шт	0,49261	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
10	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 (Psaifi СН1)	шт	0,49261	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
11	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 (Psaifi СН2)	шт	0,49261	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
12	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН (Psaifi НН)	шт	0,49261	0,48522	0,47794	0,47078	0,46371
14	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (Птпр)	о.е.	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

В результате проведенного расчета НВВ предлагается принять в размере, который с учетом анализа фактических показателей организации, плановых (расчетных) значений и действующего законодательства является достаточным для осуществления деятельности по передаче электрической энергии:

№	Наименование сетевой организации	ИНН	Год	НВВ сетевой организации без учета оплаты потерь
				тыс. руб.
1	ООО «Энерго Пром Сети»	x	2025	520 515,68
			2026	532 355,03
			2027	547 735,14
			2028	563 570,49
			2029	579 874,58

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии предлагается принять в размере:

№	Наименование параметра	Единица измерений	2025 Утверждено Комитетом (версия Комитета)	2026 Утверждено Комитетом (версия Комитета)	2027 Утверждено Комитетом (версия Комитета)	2028 Утверждено Комитетом (версия Комитета)	2029 Утверждено Комитетом (версия Комитета)
1	Тариф на услуги по передаче электрической энергии, ставка за содержание электрических сетей						
1.1.	Двухставочный тариф: ставка за содержание электрических сетей с 01.01. по 30.06. без НДС	руб./МВт-мес	504 045,774	505 799,732	526 573,128	535 906,106	557 021,936
1.2.	Двухставочный тариф: ставка за содержание электрических сетей с 01.07. по 31.12 без НДС	руб./МВт-мес	505 799,732	526 573,128	535 906,106	557 021,936	567 779,938
2	Тариф на услуги по передаче электрической энергии, ставка на оплату технологического расхода (потери)						
2.1.	Двухставочный тариф: ставка за технологический расход (потери) с 01.01.по 30.06. без НДС	руб./МВт-ч	57,017	55,753	61,355	60,602	66,077

2.2.	Двухставочный тариф: ставка за технологический расход (потери) с 01.07 по 31.12. без НДС	руб./МВт·ч	55,753	61,355	60,602	66,077	65,818
3	Тариф на услуги по передаче электрической энергии (Индивидуальный одноставочный)						
3.1.	Одноставочный тариф с 01.01. по 30.06. без НДС	руб./кВт·ч	0,879	0,878	0,920	0,932	0,974
3.2.	Одноставочный тариф с 01.07. по 31.12. без НДС	руб./кВт·ч	0,878	0,920	0,932	0,974	0,989

№	Наименование сетевой организации	ИНН	2025 год						2026 год		
			1 полугодие			2 полугодие			1 полугодие		
			Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		
			ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	Одноставочный тариф
1	ООО «Энерго Пром Сети»	х	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
			504 045,774	57,017	0,879	505 799,732	55,753	0,878	505 799,732	55,753	0,878

№	Наименование сетевой организации	ИНН	2026 год			2027 год					
			2 полугодие		Одноставочный тариф	1 полугодие		Одноставочный тариф	2 полугодие		
			Двухставочный тариф			Двухставочный тариф			Двухставочный тариф		
			ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
			руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч		руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.		руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.
1	ООО «Энерго Пром Сети»	х	526 573,128	61,355	0,920	526 573,128	61,355	0,920	535 906,106	60,602	0,932

№	Наименование сетевой организации	ИНН	2028 год						2029 год				
			1 полугодие			2 полугодие			1 полугодие		2 полугодие		
			Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
			ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)
1	ООО «Энерго Пром Сети»	х	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч
			535 906,106	60,602	0,932	557 021,936	66,077	0,974	557 021,936	66,077	0,974	567 779,938	65,818

Примечание: Налог на добавленную стоимость в индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии не включен.

Приложение 1

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2023 год	2025 год	2025 год	Комментарии
			Факт (из шаблона)	Предложение Организации (из Шаблона)	Предложение Комитета	
1	Численность	Х	Х	Х	24,00	
1.1.	Численность ОНР	чел.	0,00	0,00	0,00	
1.2.	Численность АУП	чел.	24,00	24,00	24,00	
	Численность АУП (прямые затраты)	чел.	0,00	0,00	Х	
	Численность АУП (общехозяйственные затраты)	чел.	24,00	24,00	24,00	
	Численность АУП (общепроизводственные затраты)	чел.	0,00	0,00	Х	
2	Средняя зарплата	Х	Х	Х	Х	
2.1.	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.	0,00	0,00	12 524,00	
2.2.	Дефлятор по заработной плате	%	0,00	0,00	100,00	
2.3.	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учётом дефлятора	руб.	0,00	0,00	12 524,00	
2.4.	Средняя ступень оплаты труда АУП	Х	Х	Х	Х	
	Средняя ступень оплаты труда АУП (прямые затраты)	Х	0,00	0,00	Х	
	Средняя ступень оплаты труда АУП (общехозяйственные затраты)	Х	93 961,00	94 097,22	9,29	
	Средняя ступень оплаты труда АУП (общепроизводственные затраты)	Х	0,00	0,00	Х	
	Средняя ступень оплаты труда ОНР	Х	0,00	0,00	0,00	
2.5.	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда АУП	Х	Х	Х	Х	
	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда АУП (прямые затраты)	Х	0,00	0,00	Х	
	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда АУП (общехозяйственные затраты)	Х	0,00	0,00	3,12	
	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда АУП (общепроизводственные затраты)	Х	0,00	0,00	Х	
	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда ОНР	Х	0,00	0,00	0,00	
2.6.	Среднемесячная тарифная ставка АУП	Х	Х	Х	Х	
	Среднемесячная тарифная ставка АУП (прямые затраты)	руб.	0,00	0,00	Х	
	Среднемесячная тарифная ставка АУП (общехозяйственные затраты)	руб.	93 961,00	94 097,22	39 074,89	

	Среднемесячная тарифная ставка АУП (общепроизводственные затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
	Среднемесячная тарифная ставка ОПР	руб.	0,00	0,00	0,00	
2.7.	Выплаты социального характера	X	X	X	X	
	Выплаты, связанные с режимом работы, с условиями труда 1 работника:	X	X	X	X	
2.7.1	процент выплаты для АУП	X	X	X	X	
	процент выплаты для АУП (прямые затраты)	%	0,00	0,00	12,50	
	процент выплаты для АУП (общехозяйственные затраты)	%	100,00	100,00	12,50	
	процент выплаты для АУП (общепроизводственные затраты)	%	0,00	0,00	12,50	
2.7.2.	сумма выплат АУП	руб.	93 961,00	94 097,22	4 884,36	
	сумма выплат АУП (прямые затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
	сумма выплат АУП (общехозяйственные затраты)	руб.	93 961,00	94 097,22	4 884,36	
	сумма выплат АУП (общепроизводственные затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
2.7.3.	процент выплаты для ОПР	%	0,00	0,00	12,50	
2.7.4.	сумма выплат ОПР	руб.	0,00	0,00	0,00	
2.8.	Текущее премирование:	X	X	X	X	
2.8.1.	процент выплаты для АУП	%	X	X	75,00	
2.8.2.	сумма выплат для АУП	руб.	0,00	0,00	32 969,44	
	сумма выплат АУП (прямые затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
	сумма выплат АУП (общехозяйственные затраты)	руб.	93 961,00	94 097,22	32 969,44	
	сумма выплат АУП (общепроизводственные затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
2.8.3	процент выплаты для ОПР	%	0,00	0,00	0,00	
2.8.4.	сумма выплат для ОПР	руб.	0,00	0,00	0,00	
2.9.	Вознаграждение за выслугу лет:	X	X	X	X	
2.9.1.	процент выплаты для АУП	%	X	X	15,00	
2.9.2.	сумма выплат АУП	руб.	93 961,00	94 097,22	5 861,23	
	сумма выплат АУП (прямые затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
	сумма выплат АУП (общехозяйственные затраты)	руб.	93 961,00	94 097,22	5 861,23	
	сумма выплат АУП (общепроизводственные затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
2.9.3.	процент выплаты для ОПР	%	0,00	0,00	0,00	
2.9.4.	сумма выплат ОПР	руб.	0,00	0,00	0,00	
2.10.	Выплаты по итогам года:	X	X	X	X	
2.10.1.	процент выплаты для АУП	%	X	X	33,00	

2.10.2.	сумма выплат АУП	руб.	93 961,00	94 097,22	12 894,71	
	сумма выплат АУП (прямые затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
	сумма выплат АУП (общехозяйственные затраты)	руб.	93 961,00	94 097,22	12 894,71	
	сумма выплат АУП (общепроизводственные затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
2.10.3.	процент выплаты для ОПР	%	0,00	0,00	0,00	
2.10.4.	сумма выплат ОПР	руб.	0,00	0,00	0,00	
2.11.	Иные выплаты, предусмотренные ОТС 1 работника:	X	X	X	X	
2.11.1	процент выплаты для АУП	%	X	X	X	
2.11.2	сумма выплат АУП	руб.	93 961,00	94 097,22		
	сумма выплат АУП (прямые затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
	сумма выплат АУП (общехозяйственные затраты)	руб.	93 961,00	94 097,22	X	
	сумма выплат АУП (общепроизводственные затраты)	руб.	0,00	0,00	X	
2.11.3.	процент выплаты для ОПР	%	0,00	0,00	X	
2.11.4.	сумма выплат ОПР	руб.	0,00	0,00		
2.12.1	Среднемесячная оплата труда на 1 работника АУП	руб.	93 961,00	94 097,22	95 684,63	
2.12.2	Среднемесячная оплата труда на 1 работника ОПР	руб.	0,00	0,00	0,00	
3.	Расчет средств на оплату труда ОПР (включенного в себестоимость)	X	X	X	X	
3.1.	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.	X	X	X	
3.2.	По Постановлению от 03.11.94 N 1206	тыс.руб.	X	X	X	
3.3	Расходы на оплату труда ОПР	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	
4.	Расчет средств на оплату труда АУП (включенного в себестоимость)	X	X	X	X	
4.1.	Численность, принятая для расчета	чел.	24,00	24,00	24,00	
4.2.	Среднемесячная оплата труда на 1 работника АУП	руб.	93 961,00	94 097,22	95 684,63	Расчет производился исходя из ступени оплаты труда и значений тарифных коэффициентов, соответствующих ступеням оплаты труда, Рекомендаций о едином порядке оплаты труда по тарифным ставкам (должностным окладам) работников электроэнергетик. Средняя заработная плата ОПР согласно расчету превышает заявку организации.
4.3.	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.	X	X	X	
4.4.	По Постановлению от 03.11.94 N 1206	тыс.руб.	X	X	X	

4.5.	Расходы на оплату труда АУП	тыс.руб.	27 060,77	27 100,00	27 100,00	Учитывая, что средняя заработная плата ОПР согласно расчету Комитета превышает заявку организации, при определении расходов на оплату труда учтена заработная плата АУП по заявке Организации.
5.	Расчет по денежным выплатам	X	X	X	X	
5.1.	Численность всего, принятая для расчета	чел.	24,00	24,00	24,00	
5.2.	Денежные выплаты на 1 работника (АУП)	руб.			56 609,74	
5.2.	Денежные выплаты на 1 работника (ОПР)	руб.				
5.3.	Итого по денежным выплатам	тыс.руб.				
6.	Расходы на оплату труда, всего	тыс.руб.	27 060,77	27 100,00	27 100,00	
7.	Среднемесячный доход на 1 работника	руб.	93 961,00	94 097,22	94 097,22	