

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ДЕПАРТАМЕНТА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
ЦЕН И ТАРИФОВ КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ТАРИФАМ НА УСЛУГИ
ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ООО «КФК ЭНЕРГО»
НА 2026 ГОД (КОРРЕКТИРОВКА В РАМКАХ
ДОЛГОСРОЧНОГО ПЕРИОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ 2025-2029 гг.)

Кострома, 2025 год

1. Общие положения

1.1. Предмет и цель экспертизы

Целью настоящей экспертизы является определение (корректировка) тарифов на услуги по передаче электрической энергии ООО «КФК Энерго» на территории Костромской области на 2026 год в рамках долгосрочного периода регулирования 2025-2029 гг.

Предметом настоящей экспертизы являются обосновывающие и расчетные материалы, определяющие уровень размера тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям ООО «КФК Энерго», представленные регулируемой организацией для проведения экспертизы, а также дополнительные материалы, полученные в ходе экспертизы.

1.2. Нормативная (методическая) база

В ходе проведения экспертизы использована следующая основная нормативно-правовая и методическая база:

1. Налоговый Кодекс Российской Федерации.
2. Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике».
3. Федеральный закон от 18.07.2011 №223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».
6. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 №861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг. Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг. Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».
7. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов, одобренный на заседании Правительства Российской Федерации (официальный сайт Министерства экономического развития РФ, раздел «Прогнозы социально-экономического развития», 26 сентября 2025 г.).
8. Приказ ФАС России от 22.07.2024 №489/24 «Об утверждении Регламента 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».

9. Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденные приказом ФСТ России от 17.02.2012 №98-э.

10. Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные Приказом Минэнерго от 29 ноября 2016 г. №1256.

11. Методические указания 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, утвержденные Приказом ФСТ РФ от 26 октября 2010 г. №254-э/1.

Сокращения, используемые в настоящем заключении:

ФЗ об электроэнергетике	Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»
ПП №1178	Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»
Основы ценообразования	Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178
Правила госрегулирования тарифов	Правила государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»
Методические указания № 98-э	Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки», утвержденные приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э
НПА	Нормативно-правовые акты
НВВ	Необходимая валовая выручка
ТБР	Тарифно-балансовые решения
СТСО	Системообразующая территориальная сетевая организация
ТСО	Территориальная сетевая организация
Департамент ГРЦ и ТКО, Департамент, орган регулирования	Департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области

Прогноз	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов, одобренный на заседании Правительства Российской Федерации (сентябрь 2024 года).
ИПЦ	Индекс потребительский цен
ИЦП	Индекс цен производителей
ТБР	Тарифно-балансовое решение

1.3. Наименование и реквизиты регулируемой организации, в отношении которой проводится экспертиза

Наименование	Показатели
Полное наименование предприятия в соответствии с Уставом	Общество с ограниченной ответственностью «КФК Энерго»
Сокращенное наименование	ООО «КФК Энерго»
Дата и номер государственной регистрации юридического лица	21.02.2013 сер. 44 №000845651
Наименование регистрирующего органа	Инспекция Федеральной налоговой службы по г. Костроме
Дата утверждения Устава предприятия	18.06.2018
Дата внесения записи в ЕГРЮЛ	21.02.2013
Дата постановки на учет юридического лица в налоговом органе и наименование налогового органа	21.02.2013, Инспекция Федеральной налоговой службы по г. Костроме
Сведения о юридическом лице	
ИНН	4401140450
КПП	440101001
ОГРН	1134401001932
Юридический адрес	Российская Федерация, 156010, Костромская область, город Кострома, улица Самоковская, д.10А
Фактический адрес	Российская Федерация, 156010, Костромская область, город Кострома, улица Самоковская, д.10А
Адрес электронной почты предприятия E-mail	kfk.energo@mail.ru
Электронный адрес официального сайта предприятия	http://www.kfk-energo.ru
Вид(-ы) деятельности организации	Передача электроэнергии, технологическое присоединение к распределительным электросетям
Наличие статуса ТСО	да
URL-ссылка на документ, подтверждающий статус	https://tarif.kostroma.gov.ru/tarify/energetika/raznoe.php

1.4. Метод регулирования в отношении территориальной сетевой организации ООО «КФК Энерго»

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.

В отношении ООО «КФК Энерго» выбран метод индексации необходимой валовой выручки (приказ Департамент от 02.05.2024 года №108-Т «Об открытии дела и назначении уполномоченного»).

1.5. Перечень утвержденных инвестиционных программ

Муниципальный район	Костромская область	
Муниципальное образование	Костромская область	
ОКТМО	34701000 (г. Кострома)	
Сроки реализации действия инвестиционной программы	Начало	Не утверждена
	Окончание	
Реквизиты решения	Наименование	
	Вид	
	Номер	
	Дата принятия	
	URL-ссылка на решение	

1.6. Проведение закупочных процедур в соответствии с правилами закупок (конкурсов, торгов), в отношении продукции (услуг), на получение которой регулируемой организацией заключены соответствующие договоры

Проведение закупочных процедур в соответствии с правилами закупок (конкурсов, торгов), в отношении продукции (услуг), на получение которой регулируемой организацией заключены соответствующие договоры:

Общие принципы закупки товаров, работ, услуг и основные требования к закупке товаров, работ, услуг установлены Федеральным законом от 18.07.2011 года №223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

Закупка товаров и услуг для обеспечения текущей деятельности ООО «КФК Энерго» производится на основании Положения о закупках товаров, работ, услуг для нужд ООО «КФК Энерго», утвержденного Решением Общего собрания участников ООО «КФК Энерго» от 26.02.2014 года №11. Приказом ООО «КФК Энерго» от 18.07.2014 года №4 создана постоянно действующая конкурсная комиссия по проведению закупок. Малые закупки могут заключаться по прямому договору без проведения тендера.

1.7. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии ООО «КФК Энерго» на 2026 год

При выполнении экспертизы Департаментом использовались обосновывающие документы ООО «КФК Энерго», подписанные уполномоченным лицом и заверенные печатью организации.

ООО «КФК Энерго» обратилось в департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области с заявлением от 23.04.2025 №1093 (вх. № О-1058 от 24.04.2025).

Предложение ООО «КФК Энерго» об установлении (корректировке) тарифов опубликовано на официальном сайте организации в сети «Интернет»: <http://kfk-energo.ru>.

При выполнении экспертизы Департаментом использовались обосновывающие документы ООО «КФК Энерго», подписанные уполномоченным лицом и заверенные печатью организации.

ООО «КФК Энерго» несет административную ответственность за предоставление заведомо недостоверных сведений в соответствии с частью 2 статьи 19.7.1. КоАП.

1.8. Оценка финансового состояния ООО «КФК Энерго»

В целом по итогам работы за 2024 год ООО «КФК Энерго» согласно формы №2 бухгалтерского баланса получена прибыль в размере 637 тыс. руб.

При этом отметим, что с 1 мая 2024 года ООО «КФК Энерго» начали обслуживание объектов электросетевого хозяйства, которые приобрели у ТСО ООО «Энергосервис».

В течение 2024 года вышестоящей организацией ПАО «Россети Центр» на территории Костромской области (филиалом ПАО «Россети Центр»-«Костромаэнерго») услуги по передаче электрической энергии по приобретенным объектам ООО «КФК Энерго» не оплачивали.

В связи с чем, для оказания услуг по передаче электрической энергии в рамках выполнения обязательств по содержанию и обслуживанию объектов электросетевого хозяйства, приобретенного у ООО «Энергосервис», ООО «КФК Энерго» в 2024 году привлекали кредитные средства.

1.9. Анализ соответствия ООО «КФК Энерго» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» критериями отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям являются:

1. Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), не менее 1 проектного номинального класса напряжения, сумма номинальных

мощностей применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год не менее 150 МВА.

2. Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

3. Отсутствие за 5 предшествующих расчетных периодов регулирования 5 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

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».

В таблице №1 представлена сводная информация по основным (техническим) критериям объектов электросетевого хозяйства:

Таблица №1

№ п/п	Наименование	Показатели				
1	Полное наименование территориальной сетевой организации (ТСО)	Общество с ограниченной ответственностью «КФК Энерго»				
2	Наименование ТСО сокращенное	ООО «КФК Энерго»				
3	Организационно-правовая форма ТСО	Общество с ограниченной ответственностью				
4	ИНН	4401140450				
5	КПП	440101001				
6	Адрес	Российская Федерация, 156010, Костромская область, город Кострома, улица Самоковская, д.10А				
7	Территория деятельности	г. Кострома				
8	Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	http://www.kfk-energo.ru				
9	Абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению	8 (4942) 44-04-48				
10	Ф.И.О. руководителя	Ефимов Игорь Святиславович (генеральный директор)				
11	Контактные телефоны (руководитель, приемная, факс)	8 (4942) 44-04-48, 64-88-88				
12.	Протяженность линий (км), используемой для осуществления регулируемой деятельности по уровням напряжения	Всего	высокое напряжение (ВН) – 110 кВ и выше	среднее первое напряжение (СН1) 35 кВ	среднее второе напряжение (СН2) 1 - 20 кВ	низкое напряжение (НН) ниже 1 кВ
12.1.	Воздушные линии электропередачи, всего	111,920	0,00	0,00	38,062	73,858
	в т.ч.					
	<i>на праве собственности</i>	111,477	0,00	0,00	37,619	73,858
	<i>на ином законном основании</i>	0,443	0,00	0,00	0,443	0,000
12.2.	Кабельные линии, всего	301,044	0,00	0,00	147,293	153,751
	в т.ч.					
	<i>на праве собственности</i>	294,595	0,00	0,00	140,844	153,751
	<i>на ином законном основании</i>	6,449	0,00	0,00	6,449	0,000
13.	Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов, используемых для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, МВА	189,06				
13.1.	<i>из них непосредственно соединенными с линиями, МВА (в собственности)</i>	168,463				
13.2.	<i>из них непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями (по трассе), км (в собственности)</i>	341,262				
14.	Подстанции	Всего	110 кВ	35 кВ	6 – 10 кВ	1 кВ
15.	Количество подстанций, шт	230	0	0	230	х

Как видно из таблицы №1 ООО «КФК Энерго» соответствует основным (техническим) критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Сводный анализ соответствия ООО «КФК Энерго» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, представлен в таблице №2:

Таблица №2

№п/п	Наименование критериев	Соответствие критериям
1	2	3
1.	Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), не менее 1 проектного номинального класса напряжения, сумма номинальных мощностей применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год не менее 150 МВА	соответствует
2.	Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе : применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км линий электропередачи	соответствует

№п/п	Наименование критериев	Соответствие критериям
1	2	3
3.	Отсутствие за 5 предшествующих расчетных периодов регулирования 5 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

Анализ информации по электросетевому хозяйству проводился на основании представленных регулируемой организацией договоров купли-продажи, договоров аренды, свидетельств на право собственности, актов приема-передачи имущества, актов о приеме-передачи объектов основных средств, инвентарных карточек учета объектов основных средств, однолинейных схем электроснабжения, паспортов линий электропередач, паспортов

трансформаторных подстанций и перечня электросетевого оборудования, участвующего в оказании регулируемого вида деятельности – передаче электрической энергии.

Как видно из таблиц №№1,2 ООО «КФК Энерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, что позволяет устанавливать тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год.

Расчет условных единиц для распределения общей необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей по уровням напряжения.

Объекты электросетевого хозяйства учитываются на соответствующем уровне напряжения согласно условным единицам.

Сумма условных единиц по оборудованию, отнесенных соответственно к высокому, среднему первому, среднему второму и низкому уровням напряжения, определяется в соответствии с Приложением 2 Методических указаний №20-э/2.

1. Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий электропередач (КЛЭП) в условных единицах в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного исполнения и материала опор, таблица №3:

Таблица №3

1	Напряжение, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество условных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП	Всего		в т.ч. собственность		в т.ч. на ином законном основании	
					Протяженность	Объем условных единиц	Протяженность	Объем условных единиц	Протяженность	Объем условных единиц
					у/100км	км	у	7 = 5 x 6/100	км	у
	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6/100	6	7 = 5 x 6/100	6	7 = 5 x 6/100
ВЛЭП	1150	-	металл	800	-	0	-	0	-	0
	750	1	металл	600	-	0	-	0	-	0
	400-500	1	металл	400	-	0	-	0	-	0
			ж/бетон	300	-	0	-	0	-	0
	330	1	металл	230	-	0	-	0	-	0
			ж/бетон	170	-	0	-	0	-	0
		2	металл	290	-	0	-	0	-	0
			ж/бетон	210	-	0	-	0	-	0
	220	1	дерево	260	-	0	-	0	-	0
			металл	210	-	0	-	0	-	0
		2	ж/бетон	140	-	0	-	0	-	0
			металл	270	-	0	-	0	-	0
	110-150	1	ж/бетон	180	-	0	-	0	-	0
			дерево	160	-	0	-	0	-	0
2		ж/бетон	130	-	0	-	0	-	0	
		металл	190	-	0	-	0	-	0	
КЛЭП	220	-	-	3000	-	0	-	0	-	0
	110	-	-	2300	-	0	-	0	-	0
<i>ВН, всего</i>						0		0		0
ВЛЭП	35	1	дерево	170	-	0	-	0	-	0
			металл	140	-	0	-	0	-	0
			ж/бетон	120	-	0	-	0	-	0
		2	металл	180	-	0	-	0	-	0
			ж/бетон	150	-	0	-	0	-	0
1--20	-	дерево	160	-	0	-	0	-	0	

1	Напряжение, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество условных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП	Всего		в т.ч. собственность		в т.ч. на ином законном основании	
					Протяженность	Объем условных единиц	Протяженность	Объем условных единиц	Протяженность	Объем условных единиц
					у/100км	км	у	км	у	км
2	3	4	5	6	7 = 5 x 6/100	6	7 = 5 x 6/100	6	7 = 5 x 6/100	
			дерево на ж/б пасынках	140	-	0	-	0	-	0
			ж/бетон, металл	110	38,0622	41,86842	37,6192	41,38112	0,443	0,4873
КЛЭП	20-35	-	-	470	-	0	-	0	-	0
	3-10	-	-	350	147,293	515,5255	140,844	492,954	6,449	22,5715
СН, всего						557,394		534,335		23,059
ВЛЭП	0,4 кВ	-	дерево	260	-	0	-	0	-	0
			дерево на ж/б пасынках	220	-	0	-	0	-	0
			ж/бетон, металл	150	73,8576	110,7864	73,8576	110,7864	0	0
КЛЭП	до 1 кВ	-	-	270	153,75091	415,127457	153,75091	415,127457	0	0
НН, всего						525,914		525,914		0
						1083,308		1060,249		23,059

2. Объем подстанций 35-1150 кВ, трансформаторных подстанций (ТП), комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных пунктов (РП), таблица №4:

Таблица №4

№п/п	Наименование	Единица измерения	Напряжение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения у/ед.изм.	Всего		в т.ч. собственность		в т.ч. на ином законном основании	
					Количество единиц измерения	Объем условных единиц	Количество единиц измерения	Объем условных единиц	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
					ед. изм.	у	ед. изм.	у	ед. изм.	у
1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6	6	7 = 5 x 6	6	7 = 5 x 6
1	Подстанция	П/ст	1150	1000	-	0	-	0	-	0
			750	600	-	0	-	0	-	0
			400-500	500	-	0	-	0	-	0
			330	250	-	0	-	0	-	0
			220	210	-	0	-	0	-	0
			110 - 150	105	-	0	-	0	-	0
			35	75	-	0	-	0	-	0
2	Силовой трансформатор или реактор (одно- или трехфазный), или вольтодобавочный трансформатор	Единица оборудования	1150	60	-	0	-	0	-	0
			750	43	-	0	-	0	-	0
			400-500	28	-	0	-	0	-	0
			330	18	-	0	-	0	-	0
			220	14	-	0	-	0	-	0
			110-150	7,8	-	0	-	0	-	0
			35	2,1	-	0	-	0	-	0
3	Воздушный выключатель	3 фазы	1150	180	-	0	-	0	-	0
			750	130	-	0	-	0	-	0
			400-500	88	-	0	-	0	-	0
			330	66	-	0	-	0	-	0
			220	43	-	0	-	0	-	0
			110 - 150	26	-	0	-	0	-	0
			35	11	-	0	-	0	-	0
4	Масляный выключатель	- « -	220	23	-	0	-	0	-	0
			110-150	14	-	0	-	0	-	0
			35	6,4	-	0	-	0	-	0
			1-20	3,1	183	567,3	183	567,3	0	0
5	Отделитель с	Единица	400-500	35	-	0	-	0	-	0

№п/п	Наименование	Единица измерения	Напряжение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения у/ед.изм.	Всего		в т.ч. собственность		в т.ч. на ином законном основании	
					Количество единиц измерения	Объем условных единиц	Количество единиц измерения	Объем условных единиц	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
					ед. изм.	у	ед. изм.	у	ед. изм.	у
1	2	3	4	5	6	7 = 5 x 6	6	7 = 5 x 6	6	7 = 5 x 6
	короткозамыкателем	оборудования	330	24	-	0	-	0	-	0
			220	19	-	0	-	0	-	0
			110-150	9,5	-	0	-	0	-	0
			35	4,7	-	0	-	0	-	0
6	Выключатель нагрузки	- « -	1-20	2,3	433	995,9	394	906,2	39	89,7
7	Синхронный компенсатор мощн. 50 Мвар	- « -	1-20	26	-	0	-	0	-	0
8	То же, 50 Мвар и более	- « -	1-20	48	-	0	-	0	-	0
9	Статические конденсаторы	100 конд.	35	2,4	-	0	-	0	-	0
			1-20	2,4	-	0	-	0	-	0
10	Мачтовая (столбовая) ТП	ТП	1-20	2,5	-	0	-	0	-	0
11	Однотрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1-20	2,3	132	303,6	118	271,4	14	32,2
12	Двухтрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1-20	3	98	294	89	267	9	27
13	Однотрансформаторная подстанция 34/0,4 кВ	п/ст	35	3,5	-	0	-	0	-	0
14	Итого		ВН	-	-	0	-	0	-	0
			СН	-	-	0	-	0	-	0
			СН1	-	-	0	-	0	-	0
			СН2	-	-	2199,3	-	2011,9	-	187,4
			НН	-	-	0	-	0	-	0

1.10. Анализ соответствия критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации на территории Костромской области

В соответствии с пунктом 34 Основ ценообразования операционные расходы (базовый уровень операционных расходов), учитываемые при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике, не должны превышать уровень таких расходов, определенный при соблюдении условия непревышения удельной величины операционных расходов (базового уровня операционных расходов) в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, над удельной величиной операционных (подконтрольных) расходов (базового уровня операционных (подконтрольных) расходов) территориальной сетевой организации, которая соответствует на очередной период регулирования критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации в административных границах субъекта Российской Федерации согласно приложению №3(1), в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования.

Анализ соответствия на очередной период регулирования 2026 года критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации на территории Костромской области, таблица №5

Таблица №5

№п/п	Критерии	ПАО «Рос-сети Центр»	АО «Оборонэнерго»	ОАО «РЖД»	ООО «КФК Энерго»
1	2	3	4	5	6
1.	Не оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 500 кВ				
	показатель	не оказывает	не оказывает	не оказывает	не оказывает
	соответствует/не соответствует	соответствует	соответствует	соответствует	соответствует
2.	Владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании в течение срока не менее 5 лет подряд, предшествующих году, в котором определяется крупнейшая территориальная сетевая организация, и на срок не менее 5 лет, исчисляемых с начала указанного года, расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии в границах Костромской области:				
2.1.	трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), значение суммы номинальных мощностей которых является <u>наибольшей из сумм</u> номинальных мощностей трансформаторных и иных подстанций, которые принадлежат любой из территориальных сетевых организаций на праве собственности или на ином законном основании, использующих их для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии в административных границах субъекта Российской Федерации (при этом не учитывается номинальная мощность трансформаторных и иных подстанций, которые одновременно используются территориальными сетевыми организациями для удовлетворения собственных нужд, не связанных с использованием данных объектов для осуществления регулируемой деятельности в указанной сфере)				
	показатель	3321,52 МВА	19,79 МВА	490,911 МВА	189,06 МВА
	соответствует/не соответствует	соответствует	не соответствует	не соответствует	не соответствует
2.2.	линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) проектным классом напряжением 110 кВ и выше, сумма протяженностей которых по трассе является наибольшей из сумм протяженностей по трассе по отношению к тем линиям электропередачи (воздушным и (или) кабельным) с аналогичным классом				

№п/п	Критерии	ПАО «Рос-сети Центр»	АО «Оборонэнерго»	ОАО «РЖД»	ООО «КФК Энерго»
1	2	3	4	5	6
	напряжения, которые принадлежат любой из территориальных сетевых организаций, использующих их для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии в административных границах субъекта Российской Федерации (при этом не учитывается протяженность линий (воздушных и (или) кабельных), которые одновременно используются территориальными сетевыми организациями для удовлетворения собственных нужд, не связанных с использованием данных объектов для осуществления регулируемой деятельности в указанной сфере)				
	показатель	владеет 1 785,61 км	не владеет	владеет 33,2 км	не владеет
	соответствует/не соответствует	соответствует	не соответствует	не соответствует	не соответствует
2.3.	линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) не менее 2 проектных номинальных классов напряжения из следующих классов напряжения: 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи				
	показатель	владеет	владеет	владеет	владеет
	соответствует/не соответствует	соответствует	соответствует	соответствует	соответствует
	Крупнейшая территориальная сетевая организация в границах Костромской области	соответствует	не соответствует	не соответствует	не соответствует

Критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации на территории Костромской области соответствует ПАО «Россети Центр».

2. Необходимая валовая выручка ООО «КФК Энерго» на 2026 год

В соответствии с абзацем 14 пункта 2 Основ ценообразования необходимая валовая выручка - экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой деятельности в течение расчетного периода регулирования.

Согласно пункта 16 Основ ценообразования определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

2.1. Уровень подконтрольных расходов ООО «КФК Энерго» на 2026 год в рамках долгосрочного периода регулирования 2025-2029 гг. (корректировка)

Согласно абзацу восемнадцатому пункта 2 Основ ценообразования подконтрольные расходы - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, за исключением расходов на финансирование капитальных вложений, расходов на амортизацию основных средств и нематериальных активов, расходов на возврат и обслуживание заемных средств, в том числе направленных на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности, лизинговых платежей, расходов на оплату услуг (продукции), оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, а также налогов

и сборов, предусмотренных законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, расходов на оплату нормативных потерь в сетях.

При расчете базового уровня подконтрольных расходов, связанных с передачей электрической энергии, в базовом году долгосрочного периода регулирования учитываются следующие статьи расходов:

1) сырье и материалы, определяемые в соответствии с пунктом 24 Основ ценообразования;

2) работы и услуги производственного характера в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования;

3) ремонт основных средств, определяемый на основании пункта 25 Основ ценообразования;

4) оплата труда, определяемая на основании пункта 26 Основ ценообразования;

5) другие подконтрольные расходы, в том числе расходы по коллективным договорам и другие расходы, осуществляемые из прибыли регулируемой организации.

В состав других подконтрольных расходов не включаются расходы, 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 отклонением фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, а также расходы, учтенные при определении неподконтрольных расходов.

В состав подконтрольных расходов включаются расходы, необходимые для исполнения предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона №35-ФЗ обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

Расчет подконтрольных расходов на 2026 год долгосрочного периода регулирования представлен в таблице №6.

Необходимая валовая выручка ООО «КФК Энерго» на 2026 год долгосрочного периода регулирования 2025-2029 гг.

Таблица №6

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2024 год			2025 год (утверждено на 1 год ДПР)	2026 год 2 год ДПР (корректировка), по предложению		
			Утверждено	Факт по данным ТСО согласно бух.учета	Факт, принимаемый Департаментом*		ТСО	Департамент	Отклонения, +/-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I. Расчет коэффициента индексации									
1.1.	инфляция	%	7,16%	9,0	9,0	5,80%	7,2%	5,10%	-2,1%
1.2.	индекс эффективности операционных расходов	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0
1.3.	количество активов	у.е.	1 755,37			3 656,184	3 656,18	3 282,608	-373,572
1.4.	индекс изменения количества активов	%	15,68%			108,29%	0	-7,66%	7,66
1.5.	коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75			0,75	0,75	0,75	0
	итого коэффициент индексации		1,186			x	106,1%	96,08%	10,02%
	Коэффициент индексации с учетом фактических показателей ИПЦ		1,292			x	1,061	0,9608	-0,10
II. Подконтрольные расходы									
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	18 589,936	63 137,833	50 672,762	65 049,035	93 423,108	62 496,167	-30 926,941
III. Расчет неподконтрольных расходов									
3.1.	Оплата услуг ПАО «ФСК Россети»	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	-
3.2.	Энергетические ресурсы	тыс.руб.	206,167	213,675	201,194	197,371	226,769	223,919	-2,85
3.3.	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	2 253,208	5 487,867	3 579,790	5 312,285	7 516,570	4 445,297	-3 071,27
3.4.	Налоги, всего	тыс.руб.	1 995,96	3 183,52	3 177,35	129,154	3 378,60	118,243	-3 260,36
3.5.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 070,93	3 918,07	3 918,07	11 704,749	12 422,02	11 245,392	-1 176,62
3.6.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	-
3.7.	Налог на прибыль	тыс.руб.	-	1 894,80	-	-	2 010,92	-	-2 010,92
3.8.	Выпадающие доходы/экономия средств	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	-
3.9.	Амортизация	тыс.руб.	5 969,94	33 264,10	18 744,62	-	35 302,53	-	-35 302,53

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2024 год			2025 год (утверждено на 1 год ДПР)	2026 год 2 год ДПР (корректировка), по предложению		
			Утверждено	Факт по данным ТСО согласно бух.учета	Факт, принимаемый Департаментом*		ТСО	Департамент	Отклонения, +/-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.10.	Капитальные вложения из прибыли (не более 12%), возврат заемных средств на капитальные вложения	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	-
3.11.	ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс.руб.	12 499,08	47 962,033	29 621,027	17 346,822	60 857,399	16 032,851	-44 824,55
4.	ИТОГО НВВ на содержание ЭСХ	тыс.руб.	31 089,012	111 099,866	79 254,683	82 395,857	154 280,507	78 529,018	-75 751,49
5.	Корректировка НВВ по итогам работы за 2023 год	тыс.руб.	258,96	-	258,96	-	-	-2 270,052	-
7.	ИТОГО НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	31 347,976	111 099,866	80 552,752	82 395,857	154 280,507	76 258,966	-78 021,540

I. Расчет коэффициента индексации.

Ссылка на правовую норму (основание для принятия показателя в расчет тарифа):

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования:

▪ 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;

-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.

▪ Индекс эффективности подконтрольных расходов устанавливается регулирующими органами в размере 1 процента.

▪ 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.

Согласно пункта 12 Методических указаний №98-э коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемых организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, равный 0,75.

Результат: Коэффициент инфляции, учтенный на 2026 год в рамках формирования долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период регулирования 2023-2027 годов, составлял 4,0 %. Согласно индексам роста в соответствии со сценарными условиями, основными параметрами Прогноза (сентябрь 2025 г.), плановый показатель инфляции на 2026 год составляет 5,1%.

В результате коэффициент индексации на 2026 год сложился и принят в размере 0,9608 с учетом индекса изменения количества активов.

II. Определение (корректировка) подконтрольных расходов на 2026 год в рамках долгосрочного периода регулирования 2025-2029 годы:

Подконтрольные расходы на 2026 год приняты в размере 62 496,167 тыс. руб. Расходы рассчитаны исходя из уровня принятых (утвержденных) расходов в 2025 году, с коэффициентом индексации операционных расходов на 2026 год в размере 0,9608. Расшифровка расходов по статьям расходов представлена в таблице №6.

В соответствии с пунктом 34 Основ ценообразования операционные расходы (базовый уровень операционных расходов), учитываемые при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике, не должны превышать уровень таких расходов, определенный при соблюдении условия непревышения удельной величины операционных расходов (базового уровня операционных расходов) в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, над удельной величиной операционных (подконтрольных) расходов (базового уровня операционных (подконтрольных) расходов) территориальной сетевой организации, которая соответствует на очередной период регулирования критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации в административных границах субъекта Российской Федерации согласно приложению №3(1), в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования. В таблице №7 представлен расчет величины операционных расходов в расчете на единицу количества активов:

Таблица №7

№	Показатели	ПАО «Россети Центр»	ООО «КФК Энерго»
1	2	3	4
1.	Операционные расходы, тыс. рублей	2 568 826,795	62 496,167
2.	Условные единицы, у.е.	96 600,939	3 282,608
3.	Удельный вес, рублей/1 у.е.	26 592,151	19 038,571

Как видно из таблицы №7 величина операционных расходов (базового уровня операционных (подконтрольных) расходов) ООО «КФК Энерго» не превышает удельной величины операционных расходов крупнейшей ТСО ПАО «Россети Центр».

2.2. Уровень неподконтрольных расходов на 2026 год в рамках долгосрочного периода регулирования 2025-2029 гг. (корректировка)

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования перед началом каждого года долгосрочного периода регулирования определяются планируемая 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 Основ ценообразования в плату за технологическое присоединение, а также величина расходов на оплату технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства к сетям смежной сетевой организации в размере, определенном исходя из утвержденной для такой смежной сетевой организации платы за технологическое присоединение.

Расчет величины расходов, не отнесенных к подконтрольным расходам, производится регулирующими органами в соответствии с перечнем,

предусмотренным методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний неподконтрольные расходы, определяемые методом экономически обоснованных расходов, соответственно для базового и *i*-го года долгосрочного периода регулирования, включающие в себя:

- расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования). Указанные расходы с учетом возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, не могут превышать 12% от необходимой валовой выручки регулируемой организации, определенной в соответствии с настоящими Методическими указаниями без учета расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли и налога на прибыль на капитальные вложения, расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемых ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций, возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства, используемого для осуществления регулируемой деятельности, в том числе по договорам финансовой аренды (лизинга);

- оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (в соответствии с пунктами 20 и 28 Основ ценообразования);

- амортизацию основных средств (в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования);

- расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, в том числе направляемых на финансирование капитальных вложений в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования;

- расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования;

- расходы на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций;

- прочие расходы, учитываемые при установлении тарифов на *i*-й год долгосрочного периода регулирования.

Расчет неподконтрольных расходов на 2026 год представлен в таблице №7.

Неподконтрольные расходы на 2026 год по статьям и элементам затрат приняты со следующими показателями.

1. Расходы по статье «Электроэнергия на хоз. нужды».

Расходы на электроэнергию, природный газ на хозяйственные нужды приняты департаментом в размере 223,919 тыс. руб., снижены от предложения ООО «КФК Энерго» на 2,85 тыс. руб.

Расходы по данной статье определены исходя из объемов потребления электрической энергии по факту 2024 года и цен, сложившихся по факту с учетом индекса цен производителей по обеспечению электрической энергией, газом и паром, принятого согласно Прогнозу.

2. Расходы по статье «Плата за аренду имущества и лизинг».

Расходы на аренду помещений, аренду транспорта и аренду земельных участков определяются регулирующим органом в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования, а расходы на аренду объектов электроэнергетики, иных объектов производственного назначения, в том числе машин и механизмов, которые участвуют в процессе снабжения электрической энергией потребителей, исходя из величины амортизации, налога на имущество и других установленных законодательством Российской Федерации обязательных платежей, связанных с владением имуществом, переданным в аренду.

Расходы по данной статье приняты департаментом в размере 4 445,297 тыс. руб., снижены от предложения ООО «КФК Энерго» на 3 071,27 тыс. руб. Из них:

2.1. расходы на аренду электросетевого хозяйства приняты департаментом в размере 208,389 тыс. руб., снижены от предложения ООО «КФК Энерго» на 1 687,87 тыс. руб. Обоснование снижения (исключения): в результате уточнения балансовой стоимости электросетевого имущества по договорам аренды с учетом подпункта 5 пункта 28 Основ ценообразования (определение расходов исходя из величины амортизации, относящейся к арендуемому имуществу, рассчитанной как произведение балансовой стоимости на годовую норму амортизации).

2.2. расходы на прочую аренду приняты департаментом в размере 4 236,908 тыс. руб., снижены от предложения ООО «КФК Энерго» на 1 383,40 тыс. руб., из них расходы по аренде транспорта принимались в рамках амортизации.

3. Расходы по статье «Налоги».

В соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования в состав прочих расходов, которые учитываются при определении необходимой валовой выручки, включаются иные расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые регулирующим органом в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

Расходы по налогам приняты департаментом в размере 118,243 тыс. руб., снижены от предложения ООО «КФК Энерго» на 3 260,36 тыс. руб. Из них:

3.1. Расходы по земельному налогу приняты департаментом в размере 68,399 тыс. руб. по предложению ООО «КФК Энерго».

3.2. Расходы по налогу на имущество организаций исключены в полном размере (1 154,32 тыс. рублей).

Обоснование: с учетом принятых изменений Федеральным законом от 29.10.2024 №362-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации». С 1 января 2025 года освобождаются от налогообложения системообразующие территориальные сетевые организации,

территориальные сетевые организации - в отношении линий электропередачи, трансформаторных и иных подстанций, распределительных пунктов классом напряжения до 35 кил вольт включительно, а также кабельных линий электропередачи и оборудования, предназначенного для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии, вне зависимости от класса их напряжения.

3.3. Расходы по транспортному налогу приняты департаментом в размере 49,844 тыс. руб., снижены от предложения ООО «КФК Энерго» на 9,60 тыс. рублей (не принято в расчет транспортное средство, не участвующее в оказании услуг по регулируемому виду деятельности).

Расходы по данной статье определены в соответствии с нормами и положениями части 2 главы 28 статьи 361 Налогового Кодекса Российской Федерации и статьи 3 Закона Костромской области от 28.11.2002 года № 80-ЗКО «О транспортном налоге».

4. Расходы по статье «Отчисления на социальные нужды».

Согласно пункту 18 Основ ценообразования расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают страховые взносы.

Расходы приняты департаментом в размере 11 245,392 тыс. руб., снижены от предложения ООО «КФК Энерго» на 1 176,62 тыс. рублей в результате перерасчёта фонда оплаты труда. Расходы по данной статье определены исходя из размера планового фонда заработной платы (операционные расходы) и процента отчислений страховых взносов.

Тарифы страховых взносов приняты в соответствии с главой 34 части 2 Налогового кодекса Российской Федерации.

Страховые взносы определялись в соответствии с нормами главы 34 части второй Налогового Кодекса Российской Федерации.

Страховые взносы всего составили 30,4%, в том числе:

- расчеты по страховым взносам с ФФСС РФ - 2,9%;
- расчеты по страховым взносам с Пенсионным фондом РФ - 22%;
- расчеты по страховым взносам по обязательному медицинскому страхованию с ФФОМС - 5,1%;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев - 0,4%.

Размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний принят равным 0,4 % (1 класс профессионального риска) согласно представленного уведомления.

5. Расходы по статье «Амортизация».

Согласно пункту 18 Основ ценообразования расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают в себя расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов.

В соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета регулируемых цен (тарифов) определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств определяется в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

В соответствии с пунктом 27(1) Основ ценообразования расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета, на уровне, равном сумме отношений стоимости амортизируемых основных средств и нематериальных активов регулируемой организации к сроку полезного использования таких активов, принадлежащих ей на праве собственности или на ином законном основании, применяемых в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии. При этом не учитываются обесценение основных средств, затраты на ремонт, техническое обслуживание и технический осмотр, а также амортизация прав пользования активами, отраженными в составе основных средств, которые предусмотрены нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов, определяемые в соответствии с настоящим пунктом, учитываются в тарифах на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, при условии наличия у территориальной сетевой организации утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике инвестиционной программы на очередной период регулирования или проекта инвестиционной программы на очередной период регулирования, который в текущем периоде регулирования проходит рассмотрение (утверждение) в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. №977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

Расходы на амортизацию департаментом не приняты в виду отсутствия утвержденной инвестиционной программы.

Итого неподконтрольные расходы приняты департаментом в размере 16 032,851 тыс. руб., снижены от предложения ООО «КФК Энерго» в результате проведенных корректировок на 44 824,55 тыс. руб.

3. Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2026 год

В соответствии с пунктом 13 Методики №98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии в i -м году долгосрочного периода регулирования определяется по формуле:

$$НВВ_i^{nom} = ЦП_i \cdot Э_i^{nom},$$
$$ЦП_i = ЦП_{i-1}^{\phi} \cdot I_i^{cm.nom}, \text{ где:}$$

$ЦП_i$ - прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i , учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям;

$I_i^{cm.nom}$ - индекс роста цен на электрическую энергию, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на i -й год долгосрочного периода регулирования;

$ЦП_{i-1}^{\phi}$ - фактическая цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году $i-1$, определяемая регулирующими органами;

$Э_i^{nom}$ - объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на i -й год долгосрочного периода регулирования.

Объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации ООО «КФК Энерго» 4,975 млн. кВтч в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утвержденным приказом ФАС России от 28 ноября 2025 №1006/25-ДСП «Об утверждении сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2026 год и плановый период 2027-2028 годов».

Итого необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии ООО «КФК Энерго» принята Департаментом на 2026 год в размере 20 706,463 тыс. руб.

4. Баланс электрической энергии и мощности по сетям с дифференциацией по уровням напряжения на 2026 год

Объем полезного отпуска электрической энергии принят на 2026 год и последующие периоды регулирования принят в размере 137,097 млн. кВтч. Объем поступления электрической энергии в сеть сформирован Департаментом исходя из фактического отпуска электрической энергии потребителям, присоединенным к сетям ООО «КФК Энерго» за 2024 год, 9 месяцев 2025 года с учетом новых и выбывших объектов электросетевых объектов.

Баланс электрической энергии с дифференциацией по уровням напряжения представлен в таблице №8:

Баланс электрической энергии с дифференциацией по уровням напряжения

Таблица №8

№п/п	Показатели	Ед. измер.	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1 полугодие								2 полугодие					Год				
Факт 2024 год																	
1	Поступление эл.энергии в сеть, ВСЕГО	тыс.кВт.ч	42 233,589	0,000	0,000	35 966,233	6 267,356	70 959,368	0,000	0,000	55 443,016	15 516,352	113 192,957	0,000	0,000	91 409,249	21 783,708
1.1	из смежной сети, всего	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	от электростанций ПЭ	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	поступление эл. энергии от других организаций (от вышестоящей ТСО)	тыс.кВт.ч	42 233,589	0,000	0,000	35 966,233	6 267,356	70 959,368	0,000	0,000	55 443,016	15 516,352	113 192,957	0,000	0,000	91 409,249	21 783,708
2	Потери электроэнергии в сети	тыс.кВт.ч	1 172,577	0,000	0,000	489,578	682,999	2 144,094	0,000	0,000	1 431,477	712,617	3 316,671	0,000	0,000	1 921,055	1 395,616
2.1	то же в % (п.2/п.1)	%	2,776	0,000	0,000	1,361	10,898	3,022	0,000	0,000	2,582	4,593	2,930	0,000	0,000	2,102	6,407
3	Расход электроэнергии на произв и хозяйды	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск из сети потребителям услуг	тыс.кВт.ч	41 061,012	0,000	0,000	20 210,470	20 850,542	68 815,074	0,000	0,000	26 064,228	42 750,846	109 876,086	0,000	0,000	46 274,698	63 601,388
4.1	потребителям ээ за исключением указанных в п. 4.2	тыс.кВт.ч	31 477,809	0,000	0,000	20 210,470	11 267,339	50 436,150	0,000	0,000	26 064,228	24 371,922	81 913,959	0,000	0,000	46 274,698	35 639,261
4.1.1	в т.ч. потребителям, присоединенным к центру питания на генераторном напряжении	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.2	населению	тыс.кВт.ч	9 583,203	0,000	0,000	0,000	9 583,203	18 378,924	0,000	0,000	0,000	18 378,924	27 962,127	0,000	0,000	0,000	27 962,127
Ожидаемый 2025 год (с учетом всех объектов)																	
1	Поступление эл.энергии в сеть ВСЕГО	тыс.кВт.ч	78 172,996	0,000	0,000	62 757,677	15 415,319	76 291,368	0,000	0,000	61 017,670	15 273,698	154 464,364	0,000	0,000	123 775,347	30 689,017
1.1	из смежной сети, всего	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	от электростанций	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

№п/п	Показатели	Ед. измер.	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	ПЭ																
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	поступление эл. энергии от других организаций (от вышестоящей ТСО)	тыс.кВт.ч	78 172,996	0,000	0,000	62 757,677	15 415,319	76 291,368	0,000	0,000	61 017,670	15 273,698	154 464,364	0,000	0,000	123 775,347	30 689,017
2	Потери электроэнергии в сети	тыс.кВт.ч	1 430,736	0,000	0,000	905,124	525,612	2 061,206	0,000	0,000	1 258,698	802,508	3 491,942	0,000	0,000	2 163,822	1 328,120
2.1	то же в % (п.2/п.1)	%	1,830	0,000	0,000	1,442	3,410	2,702	0,000	0,000	2,063	5,254	2,261	0,000	0,000	1,748	4,328
3	Расход электроэнергии на произв и хозяйды	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск из сети потребителям услуг	тыс.кВт.ч	76 742,260	0,000	0,000	30 776,579	45 965,681	74 230,162	0,000	0,000	33 478,522	40 751,640	150 972,422	0,000	0,000	64 255,101	86 717,321
4.1	потребителям ээ за исключением указанных в п. 4.2	тыс.кВт.ч	51 577,663	0,000	0,000	30 776,579	20 801,084	50 971,916	0,000	0,000	33 478,522	17 493,394	102 549,579	0,000	0,000	64 255,101	38 294,478
4.1.1	в т.ч. потребителям, присоединенным к центру питания на генераторном напряжении	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.2	населению	тыс.кВт.ч	25 164,597	0,000	0,000	0,000	25 164,597	23 258,246	0,000	0,000	0,000	23 258,246	48 422,843	0,000	0,000	0,000	48 422,843
ПЛАН НА 2026 ГОД (ПО ПРЕДЛОЖЕНИЮ РЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ)																	
1	Поступление эл. энергии в сеть, ВСЕГО	тыс.кВт.ч	69 922,969	0,000	0,000	56 395,077	13 527,892	70 164,234	0,000	0,000	56 009,962	14 154,271	140 087,202	0,000	0,000	112 405,039	27 682,163
1.1	из смежной сети, всего	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	от электростанций ПЭ	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	поступление эл. энергии от других организаций (от вышестоящей ТСО)	тыс.кВт.ч	69 922,969	0,000	0,000	56 395,077	13 527,892	70 164,234	0,000	0,000	56 009,962	14 154,271	140 087,202	0,000	0,000	112 405,039	27 682,163
2	Потери электроэнергии в сети	тыс.кВт.ч	1 226,959	0,000	0,000	802,658	424,300	1 762,808	0,000	0,000	1 094,254	668,554	2 989,766	0,000	0,000	1 896,912	1 092,854
2.1	то же в % (п.2/п.1)	%	1,755	-	-	1,423	3,136	2,512	-	-	1,954	4,723	2,13	0,000	0,000	1,688	3,948

№п/п	Показатели	Ед. измер.	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
3	Расход электроэнергии на произв и хознужды	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск из сети потребителям услуг	тыс.кВт.ч	68 696,010	0,000	0,000	27 729,563	40 966,447	68 401,426	0,000	0,000	30 104,827	38 296,599	137 097,436	0,000	0,000	57 834,390	79 263,046
4.1	потребителям ээ за исключением указанных в п. 4.2	тыс.кВт.ч	43 531,413	0,000	0,000	27 729,563	15 801,850	43 379,342	0,000	0,000	30 104,827	13 274,515	86 910,755	0,000	0,000	57 834,390	29 076,365
4.1.1	в т.ч. потребителям, присоединенным к центру питания на генераторном напряжении	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.2	населению	тыс.кВт.ч	25 164,597	0,000	0,000	0,000	25 164,597	25 022,084	0,000	0,000	0,000	25 022,084	50 186,681	0,000	0,000	0,000	50 186,681
ПЛАН НА 2026 ГОД (ПО ПРЕДЛОЖЕНИЮ ДЕПАРТАМЕНТА)																	
1	Поступление эл.энергии в сеть, ВСЕГО	тыс.кВт.ч	70 423,010	0,000	0,000	29 032,263	41 390,747	71 649,526	0,000	0,000	32 684,373	38 965,153	142 072,536	0,000	0,000	61 716,636	80 355,900
1.1	из смежной сети, всего	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	от электростанций ПЭ	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	поступление эл. энергии от других организаций (от вышестоящей ТСО)	тыс.кВт.ч	70 423,010	0,000	0,000	29 032,263	41 390,747	71 649,526	0,000	0,000	32 684,373	38 965,153	142 072,536	0,000	0,000	61 716,636	80 355,900
2	Потери электроэнергии в сети	тыс.кВт.ч	1 727,000	0,000	0,000	1 302,700	424,300	3 248,100	0,000	0,000	2 579,546	668,554	4 975,100	0,000	0,000	3 882,246	1 092,854
2.1	то же в % (п.2/п.1)	%	2,452	-	-	4,487	1,025	4,533	-	-	7,892	1,716	3,502	0,000	0,000	6,290	1,360
	Потери электроэнергии в сети (норматив)		1 461,76	-	-	610,317	851,439	2 749,235	-	-	1 835,492	913,743	4 210,991*				
	то же в % (п.2/п.1)	тыс.кВт.ч											2,98%				
3	Расход электроэнергии на произв. и хоз. нужды	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск из сети потребителям услуг	тыс.кВт.ч	68 696,010	0,000	0,000	27 729,563	40 966,447	68 401,426	0,000	0,000	30 104,827	38 296,599	137 097,436	0,000	0,000	57 834,390	79 263,046
4.1	потребителям ээ за исключением	тыс.кВт.ч	43 531,413	0,000	0,000	27 729,563	15 801,850	43 379,342	0,000	0,000	30 104,827	13 274,515	86 910,755	0,000	0,000	57 834,390	29 076,365

№п/п	Показатели	Ед. измер.	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4.1.1	указанных в п. 4.2 в т.ч. потребителям, присоединенным к центру питания на ГН	тыс.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.2	населению	тыс.кВт.ч	25 164,597	0,000	0,000	0,000	25 164,597	25 022,084	0,000	0,000	0,000	25 022,084	50 186,681	0,000	0,000	0,000	50 186,681

*в тарифы расходы на компенсацию потерь рассчитаны исходя из нормативных потерь.

Баланс электрической мощности с дифференциацией по уровням напряжения представлен в таблице №9:

Таблица №9

№п/п	Показатели	Ед. измер.	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
			1 полугодие					2 полугодие					Год				
			Факт 2024 год														
1	Поступление мощности в сеть, ВСЕГО	МВт	11,809	0,000	0,000	5,419	6,390	22,156	0,000	0,000	8,006	14,151	16,983	0,000	0,000	6,712	10,270
1.1	из смежной сети, всего	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	от электростанций ПЭ	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	от других организаций	МВт	11,809	0,000	0,000	5,419	6,390	22,156	0,000	0,000	8,006	14,151	16,983	0,000	0,000	6,712	10,270
2	Потери в сети	МВт	0,331	0,000	0,000	0,130	0,201	0,663	0,000	0,000	0,446	0,217	0,497	0,000	0,000	0,288	0,209
2.1	то же в %	%	2,801	0,000	0,000	2,396	3,145	2,993	0,000	0,000	5,572	1,534	2,926	0,000	0,000	4,290	2,035
3	Мощность на производственные и хозяйственные нужды	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск заявленной мощности потребителей услуг	МВт	11,478	0,000	0,000	5,289	6,189	21,493	0,000	0,000	7,560	13,933	16,486	0,000	0,000	6,424	10,061
4.1	Заявленная мощность потребителей за исключением указанных в п. 4.2	МВт	8,634	0,000	0,000	5,289	3,345	15,543	0,000	0,000	7,560	7,983	12,088	0,000	0,000	6,424	5,664
4.1.1	в т.ч. потребителей, присоединенных к центру питания на генераторном напряжении	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.2	Заявленная мощность населения	МВт	2,845	0,000	0,000	0,000	2,845	5,950	0,000	0,000	0,000	5,950	4,397	0,000	0,000	0,000	4,397
			Ожидаемый 2025 год (с учетом всех объектов)														
1	Поступление мощности в сеть, ВСЕГО	МВт	25,909	0,000	0,000	10,550	15,359	26,421	0,000	0,000	12,184	14,237	26,165	0,000	0,000	11,367	14,798
1.1	из смежной сети, всего	МВт	0,000	0,000	0,000	10,550	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	от электростанций ПЭ	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	от других организаций	МВт	25,909	0,000	0,000	10,550	15,359	26,421	0,000	0,000	12,184	14,237	26,165	0,000	0,000	11,367	14,798
2	Потери в сети	МВт	0,473	0,000	0,000	0,297	0,176	0,985	0,000	0,000	0,709	0,276	0,729	0,000	0,000	0,503	0,226
2.1	то же в %	%	1,825	0,000	0,000	2,817	1,143	3,729	0,000	0,000	5,820	1,939	2,786	0,000	0,000	4,427	1,526
3	Мощность на производственные и хозяйственные нужды	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск заявленной	МВт	25,436	0,000	0,000	10,253	15,183	25,436	0,000	0,000	11,475	13,961	25,436	0,000	0,000	10,864	14,572

№п/п	Показатели	Ед. измер.	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	мощности потребителей услуг																
4.1	Заявленная мощность потребителей за исключением указанных в п. 4.2	МВт	17,109	0,000	0,000	10,253	6,856	17,470	0,000	0,000	11,475	5,995	17,290	0,000	0,000	10,864	6,426
4.1.1	в т.ч. потребителей, присоединенных к центру питания на генераторном напряжении	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.2	Заявленная мощность населения	МВт	8,327	0,000	0,000	0,000	8,327	7,966	0,000	0,000	0,000	7,966	8,146	0,000	0,000	0,000	8,146
ПЛАН НА 2026 ГОД (ПО ПРЕДЛОЖЕНИЮ РЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ)																	
1	Поступление мощности в сеть, ВСЕГО	МВт	23,178	0,000	0,000	9,501	13,677	23,567	0,000	0,000	11,074	12,494	23,373	0,000	0,000	10,287	13,086
1.1	из смежной сети, всего	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	от электростанций ПЭ	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	от других организаций	МВт	23,178	0,000	0,000	9,501	13,677	23,567	0,000	0,000	11,074	12,494	23,373	0,000	0,000	10,287	13,086
2	Потери в сети	МВт	0,405	0,000	0,000	0,264	0,142	0,912	0,000	0,000	0,672	0,240	0,659	0,000	0,000	0,468	0,191
2.1	то же в %	%	1,749	0,000	0,000	2,774	1,036	3,872	0,000	0,000	6,071	1,923	2,819	0,000	0,000	4,548	1,460
3	Мощность на производственные и хозяйственные нужды	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск заявленной мощности потребителей услуг	МВт	22,773	0,000	0,000	9,238	13,535	22,655	0,000	0,000	10,401	12,254	22,714	0,000	0,000	9,820	12,895
4.1	Заявленная мощность потребителей за исключением указанных в п. 4.2	МВт	14,446	0,000	0,000	9,238	5,208	14,689	0,000	0,000	10,401	4,288	14,568	0,000	0,000	9,820	4,748
4.1.1	в т.ч. потребителей, присоединенных к центру питания на генераторном напряжении	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.2	Заявленная мощность населения	МВт	8,327	0,000	0,000	0,000	8,327	7,966	0,000	0,000	0,000	7,966	8,146	0,000	0,000	0,000	8,146
ПЛАН НА 2026 ГОД (ПО ПРЕДЛОЖЕНИЮ ДЕПАРТАМЕНТА)																	
1	Поступление мощности в сеть, ВСЕГО	МВт	21,806	0,000	0,000	8,612	13,194	22,969	0,000	0,000	10,470	12,499	22,388	0,000	0,000	9,541	12,847
1.1	из смежной сети, всего	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	от электростанций ПЭ	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4	от других организаций	МВт	21,806	0,000	0,000	8,612	13,194	22,969	0,000	0,000	10,470	12,499	22,388	0,000	0,000	9,541	12,847
2	Потери в сети	МВт	0,570	0,000	0,000	0,428	0,142	1,825	0,000	0,000	1,585	0,240	1,197	0,000	0,000	1,006	0,191
2.1	то же в %	%	2,612	0,000	0,000	4,967	1,074	7,945	0,000	0,000	15,135	1,922	5,348	0,000	0,000	10,546	1,487
3	Мощность на производственные и хозяйственные нужды	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Полезный отпуск заявленной мощности потребителей услуг	МВт	21,237	0,000	0,000	8,185	13,052	21,145	0,000	0,000	8,886	12,259	21,191	0,000	0,000	8,535	12,656
4.1	Заявленная мощность потребителей за исключением указанных в п. 4.2	МВт	12,849	0,000	0,000	8,185	4,664	12,804	0,000	0,000	8,886	3,918	12,826	0,000	0,000	8,535	4,291
4.1.1	в т.ч. потребителей, присоединенных к центру питания на ГН	МВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.2	Заявленная мощность населения	МВт	8,388	0,000	0,000	0,000	8,388	8,341	0,000	0,000	0,000	8,341	8,364	0,000	0,000	0,000	8,364

5. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования

В соответствии с подпунктом 6 пункта 23 Правил государственного регулирования тарифов, экспертное заключение помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций должно содержать сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования представлен в таблице №10:

Таблица №10
тыс. рублей

№ п/п	Показатели	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	Рост/ снижение %
		утверждено	утверждено	план	план	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Подконтрольные расходы	14 389,58	18 589,94	65 049,035	62 496,167	-3,9%
2.	Неподконтрольные расходы	12 720,83	12 499,08	17 346,822	16 032,851	-7,6%
3.	Корректировка НВВ в соответствии с Методикой № 98-э	1 592,16	258,96	-	-2 270,052	-
4.	ИТОГО НВВ (без учета оплаты потерь)	28 702,58	31 347,98	82 395,857	76 258,966	-7,4%

Как видно из таблицы №10 наблюдается снижение необходимой валовой выручки на 2026 год, это связано со снижением обслуживания условных единиц электросетевого хозяйства, отрицательной корректировкой по итогам в предшествующие периоды регулирования.

6. Анализ основных технико-экономических показателей за два предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования

Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования представлен в таблице №11:

Таблица №11

№ п/п	Показатели	2023 год (факт)	2024 год (факт)	2025 год (план)	2026 год (план)
1	2	5	6	7	
1.	Потери электрической энергии в сетях, млн. кВтч	1,230	1,4027	5,2905	4,975
2.	Полезный отпуск передачи электрической энергии потребителям, млн. кВтч	47,944	43,6317	172,030	137,097
3.	ИТОГО НВВ (без учета оплаты потерь), тыс. руб.	58 319,228	31 347,976	82 395,857	76 258,966

*факт по данным ТСО.

Как видно из таблицы №11 наблюдается снижение потерь электрической энергии в сетях и необходимой валовой выручки на 2026 год, со снижением обслуживания условных единиц электросетевого хозяйства.

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

Представленный расчет необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ООО «КФК Энерго» выполнен в соответствии с нормами и положениями:

▪ Федерального закона от 26.03.2003 года №35-ФЗ «Об электроэнергетике».

▪ Постановления Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 года №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

▪ Приказа ФСТ России от 17.02.2012 года №98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».

▪ Постановления Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 года №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

8. Предложение органа регулирования по тарифам на услуги по передаче электрической энергии ООО «КФК Энерго» на 2026 год

Необходимая валовая выручка сетевых организаций на территории Костромской области на 2026 год (без учета оплаты потерь), таблица №12:

Таблица №12

№ п/п	Наименование сетевых организаций	Год	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь
			тыс. руб.
1	2	3	4
1.	Общество с ограниченной ответственностью «КФК Энерго»	2026	76 258,966

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями на 2026 год, таблица №13:

Таблица №13

Год	I полугодие			II полугодие		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
2026	299 891,511	151,035	0,70727	299 891,511	151,035	0,70727

