



**АГЕНТСТВО ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ЦЕН И ТАРИФОВ
УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

Начало проведения экспертизы «20» июня 2023 г.
Окончание проведения экспертизы «19» декабря 2023 г.

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

**по определению (корректировке)
необходимой валовой выручки на услуги
по передаче электрической энергии
АО «ГНЦ НИИАР»
на 2024 год
по методу долгосрочной индексации
необходимой валовой выручки**

Экспертиза выполнена на основании материалов, представленных
на утверждение в Агентство по регулированию цен и тарифов
Ульяновской области

г. Ульяновск – 2023

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. ОСНОВАНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки», Регламентом установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающий порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, утверждённым приказом ФАС России от 10.03.2022 № 196/22, на основании Положения о Министерстве цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области было открыто дело от 06.05.2019 № 18-э-1422/2019 об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «ГНЦ НИИАР» на 2020 - 2024 годы.

В соответствии с п.4. Типового положения об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, утверждённого Постановлением Правительства РФ от 21.02.2011 № 97, из сотрудников департамента была сформирована экспертная группа по определению на 2023 год необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии филиала (далее – эксперты).

Сущность государственного регулирования тарифов состоит в установлении экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию.

При рассмотрении представленных материалов, эксперты руководствовались основными принципами государственного регулирования тарифов, предусмотренными действующим законодательством.

Методические основы проведения экспертных работ:

- Налоговый Кодекс РФ;
- Федеральный Закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
- Приказ ФСТ РФ от 30.03.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»;

- Приказ ФСТ России от 18.03.2015 № 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э и от 30.03.2012 № 228-э»;

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

Приказ ФАС России от 31.10.2023 № 783/23-ДСП «О внесении в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в

рамках единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2024 год»;

- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2026 года, одобренный Правительством РФ, размещенный на официальном сайте Министерства экономического развития РФ от 22.09.2023;

- Прочие Законы и подзаконные акты;

- Методические разработки и подходы, действующие в отношении сферы и предмета государственного регулирования тарифов на продукцию (услуги) в электроэнергетике.

1.2. ПРЕДМЕТ И ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Предметом экспертизы являются обосновывающие и расчётные материалы АО «ГНЦ НИИАР» (далее – АО «ГНЦ НИИАР»), определяющие тариф на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, соответствия их действующей нормативно-правовой базе по государственному регулированию тарифов.

Целью настоящей экспертизы является определение экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки и тарифа на передачу электрической энергии АО «ГНЦ НИИАР» на территории Ульяновской области на 2024 год.

В соответствии с положениями Основ ценообразования проведён расчёт необходимой валовой выручки и определение её экономической обоснованности.

1.3. МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

В соответствии с п. 12 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утверждённых постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, при регулировании цен (тарифов) применяется метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

При проведении экспертизы экономически обоснованного размера необходимой валовой выручки АО «ГНЦ НИИАР» на 2024 год использовались следующие методы:

- оценка финансового состояния и производственных показателей АО «ГНЦ НИИАР»;

- экспертиза соответствия расчёта тарифа на передачу электрической энергии и формы представления расчётных документов утверждённым нормативно-методическим документам по расчёту тарифов;

- анализ экономической обоснованности расходов и величины прибыли АО «ГНЦ НИИАР», предлагаемых к учёту при определении необходимой валовой выручки на 2024 год;

- анализ соответствия АО «ГНЦ НИИАР» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утверждённым постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184.

1.4. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

Представленные АО «ГНЦ НИИАР» предложения и материалы по расчёту необходимой валовой выручки по методу долгосрочной индексации, соответствуют требованиям Правил государственного регулирования и Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Письменное заявление, представленное АО «ГНЦ НИИАР» об определении необходимой валовой выручки соответствует требованиям Регламента.

Предложение о размере цен (тарифов) и долгосрочных параметрах регулирования по АО «ГНЦ НИИАР» размещены на официальном сайте в порядке, установленном стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утверждёнными постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 № 24 (http://niiar.ru/?q=info_energetics). Опубликованное предложение соответствует предложению, представленному в орган регулирования.

Экспертами рассматривались и принимались во внимание все представленные документы, имеющие значение для составления доказательного и независимого экспертного заключения. Эксперты исходили из того, что представленная информация является достоверной.

В соответствии с п. 22 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утверждённых постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, экспертные заключения, которые могут предоставлять организации, осуществляющие регулируемую деятельность, потребители и (или) иные заинтересованные организации, не направлялись в регулирующий орган.

Ответственность за достоверность представленных документов несёт АО «ГНЦ НИИАР».

Проделанная в процессе экспертизы работа не означает проведения полной и всеобъемлющей проверки финансово-хозяйственной деятельности АО «ГНЦ НИИАР» и правильности формирования финансовых результатов за анализируемый период с целью выявления всех возможных нарушений норм действующего законодательства.

Выводы экспертов, приведённые в настоящем Заключении, основывались исключительно на результатах экспертизы представленных расчётных документов.

1.5. АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ РАСЧЁТА ТАРИФОВ И ФОРМЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВНО - МЕТОДИЧЕСКИМ ДОКУМЕНТАМ

На экспертизу представлены следующие материалы:

- расчёт долгосрочной необходимой валовой выручки на 2024 год в формате шаблона ЕИАС;
- обосновывающие материалы, подтверждающие фактически произведённые расходы за 2022 год;
- документы, подтверждающие регулируемую деятельность, документы, подтверждающие право собственности или иные законные основания владения в отношении объектов, используемых для осуществления деятельности;
- бухгалтерская и статистическая отчётность на последнюю отчётную дату;
- отчётность, содержащая данные раздельного учёта по формам, утверждённым приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;
- иные материалы, необходимые для проведения расчётов и принятия решений.

Расчёт долгосрочной необходимой валовой выручки на 2020-2024 годы выполнен в формате шаблонов ЕИАС (ENERGY.CALC.NVV.TSO), разработанных в полном соответствии с формами и принципами Методических указаний по расчёту регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке (приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2) и

Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э).

Отчётность, содержащая данные раздельного учёта по формам, полностью соответствует формам, утверждённым приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учёта доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике».

Бухгалтерская отчётность представлена по формам, утверждённым приказом Минфина России от 02.07.2010 № 66н «О формах бухгалтерской отчётности организаций», налоговая отчётность - по формам, утверждённым приказами ФНС России от 05.12.2016 № ММВ-7-21/668@ «Об утверждении формы и формата представления налоговой декларации по транспортному налогу в электронной форме и порядка её заполнения», от 31.03.2017 № ММВ-7-21/271@ «Об утверждении форм и форматов представления налоговой декларации по налогу на имущество организаций и налогового расчёта по авансовому платежу по налогу на имущество организаций в электронной форме и порядков их заполнения», от 19.10.2016 № ММВ-7-3/572@ «Об утверждении формы налоговой декларации по налогу на прибыль организаций, порядка её заполнения, а также формата представления налоговой декларации по налогу на прибыль организаций в электронной форме», от 10.05.2017 № ММВ-7-21/347@ «Об утверждении формы и формата представления налоговой декларации по земельному налогу в электронной форме и порядка её заполнения».

Прочие обосновывающие материалы представлены организацией по формам, разработанным Агентством либо самостоятельно в соответствии с принципами постановления Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Расчёт тарифов и формы представления предложений соответствуют нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.

2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

2.1. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ

АО «ГНЦ НИИАР» (ИНН 7302040242). Местонахождение организации: 433510, Ульяновская область, г. Димитровград-10. АО «ГНЦ НИИАР» оказывает услуги по производству и передаче электроэнергии, технической воды, прочих энергоресурсов, проводит исследовательские работы. Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным сетям не является основным видом деятельности.

Учёт доходов и расходов АО «ГНЦ НИИАР» производит в соответствии с требованиями действующего законодательства. АО «ГНЦ НИИАР» находится на общей системе налогообложения. Общество освобождено от уплаты налога на имущество в соответствии с Федеральным законом от 28.09.2000 №244-ФЗ, как предприятие, занимающееся исследовательской деятельностью.

Принципы раздельного учёта доходов и расходов по видам деятельности закреплены в Учётной политике АО «ГНЦ НИИАР» для целей бухгалтерского учёта. Учёт доходов производится в соответствии с разделом 10 «Учёт доходов», расходов – с разделом 11 «Учёт расходов». Кроме того, приложение к учётной политике

АО «ГНЦ НИИАР» «Порядок распределения общехозяйственных и общепроизводственных расходов» определяет порядок распределения косвенных (накладных) расходов. Распределение прочих доходов и расходов в разрезе видов продукции производится в соответствии с утверждённым «Порядком распределения прочих доходов и расходов АО «ГНЦ НИИАР».

Закупки материалов, оборудования, производственных услуг и прочее ведётся в соответствии с Единым стандартом закупок ГК «Росатом» (<http://www.zakupki.rosatom.ru/Web.aspx?node=af23>) в рамках утверждённой программы закупок. Закупки на планируемый год начинаются в IV квартале текущего года.

Предприятие применяет общую систему налогообложения с уплатой НДС. Электросетевое хозяйство, используемое для передачи электрической энергии, находится в собственности и частично арендовано.

На территории Ульяновской области реализована схема «смешанного» котлообразования стоимости услуг по передаче электрической энергии по территориальным сетевым организациям региона. АО «ГНЦ НИИАР» является «котлодержателем» сетевых услуг и осуществляет взаиморасчёты с нижестоящими сетевыми организациями. Кроме этого, АО «ГНЦ НИИАР» является и получателем сетевых услуг.

В соответствии с Правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую энергию, утверждёнными постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, экспертами проведён финансовый анализ и дана оценка финансового состояния АО «ГНЦ НИИАР», за отчётный период, за который имелась бухгалтерская и иная отчётность на момент принятия тарифно-балансовых решений (2022 год).

№ п/п	Наименование показателя*	Код	На отчётную дату отчётного года	На отчётную дату соответствующе- го отчётного периода предыдущего года	На отчётную дату соответствующего отчётного периода года, предше- ствующего предыдущему
			2022	2021	2020
1	I. Внеоборотные активы				
1.1	Нематериальные активы	1110	54 429,00	64 365,00	73 704,00
1.2	Результаты исследований и разработок	1120	52 809,00	104 985,00	153 154,00
1.3	Нематериальные поисковые активы	1130			
1.4	Материальные поисковые активы	1140			
1.5	Основные средства	1150	48 180 918,00	31 146 734,00	19 618 287,00
1.6	Доходные вложения в материальные ценности	1160	78 497,00	80 170,00	
1.7	Финансовые вложения	1170	536 089,00	535 789,00	576 780,00
1.8	Отложенные налоговые активы	1180	1 504 021,00	106 568,00	233 626,00
1.9	Прочие внеоборотные активы	1190	794 099,00	842 110,00	597 831,00
1.10	Итого по разделу I	1100	51 200 862,00	32 880 721,00	21 253 382,00
2	II. Оборотные активы				
2.1	Запасы	1210	465 506,00	856 422,00	664 240,00
2.2	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	2 973,00	3 412,00	10 718,00
2.3	Дебиторская задолженность	1230	4 331 517,00	3 058 962,00	1 708 851,00
2.4	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	5 400 000,00	1 850 000,00	1 800 000,00
2.5	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	1 301 235,00	3 469 253,00	4 568 054,00
2.6	Прочие оборотные активы	1260	162 692,00	158 157,00	13 522,00
2.7	Итого по разделу II	1200	11 663 923,00	9 396 206,00	8 765 385,00
3	Баланс	1600	62 864 785,00	42 276 927,00	30 018 767,00

№ п/п	Наименование показателя*	Код	На отчётную дату отчётного года	На отчётную дату соответствующе- го отчётного периода предыдущего года	На отчётную дату соответствующего отчётного периода года, предше- ствующего предыдущему
			2022	2021	2020
1	III. Капитал и резервы				
1.1	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	27 848 401,00	27 035 281,00	19 385 262,00
1.2	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320			
1.3	Переоценка внеоборотных активов	1340			
1.4	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	2 012 079,00	1 065 630,00	939 400,00
1.5	Резервный капитал	1360	75 894,00	64 168,00	79 792,00
1.6	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	-1 240 984,00	-1 817 813,00	-2 388 805,00
1.7	Итого по разделу III	1300	28 695 390,00	26 347 266,00	18 015 649,00
2	IV. Долгосрочные обязательства				
2.1	Заемные средства	1410			
2.2	Отложенные налоговые обязательства	1420			
2.3	Оценочные обязательства	1430	942 347,00	794 502,00	647 030,00
2.4	Прочие обязательства	1450	1 062 671,00	2 184 358,00	1 524 499,00
2.5	Итого по разделу IV		2 005 018,00	2 978 860,00	2 171 529,00
3	V. Краткосрочные обязательства				
3.1	Заемные средства	1510	11 506 077,00	9 216 580,00	0,00
3.2	Кредиторская задолженность	1520	2 955 964,00	2 602 021,00	1 336 855,00
3.3	Доходы будущих периодов	1530			65,00
3.4	Оценочные обязательства	1540	337 456,00	430 137,00	600 905,00
3.5	Прочие обязательства	1550			
3.6	Итого по разделу V	1500	14 799 497,00	12 248 738,00	1 937 825,00
4	Баланс	1700	45 499 905,00	41 574 864,00	22 125 003,00

№ п/п	Наименование*	Код	За отчётный период		За аналогичный период предыдущего года	На отчётную дату соответствующего отчётного периода года, предшествующего предыдущему
			2022	2021	2020	
1.1	Выручка (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов), всего, в том числе:	2110	7 930 728,00	7 003 627,00	6 827 894,00	
1.1.1	от услуг по передаче электрической энергии		291 840,00	278 828,00	263 083,60	
1.1.2	от продажи теплоэнергии	21103				
1.1.3	от продажи теплоносителя	21104				
1.1.4	от продажи прочих товаров, продукции, работ, услуг	21105	7 638 888,00	6 724 799,00	6 564 810,40	
1.2	Себестоимость продаж, всего, в том числе:	2120	-6 802 818,00	-6 485 073,00	-6 417 012,00	
1.2.1	себестоимость услуг по передаче электрической энергии	21201	-267 632,00	-271 733,00	-263 084,00	
1.2.2	себестоимость продажи мощности	21202				
1.2.3	себестоимость продажи теплоэнергии	21203				
1.2.4	себестоимость продажи теплоносителя	21204				
1.2.5	себестоимость продажи прочих товаров, продукции, работ, услуг	21205	-6 535 186,00	-6 213 340,00	-6 153 928,00	
1.3	Валовая прибыль (убыток)	2100	1 127 910,00	518 554,00	410 882,00	
1.4	Коммерческие расходы	2210	-294 092,00	-277 881,00	-221 206,00	
1.5	Управленческие расходы	2220	-1 344 214,00	-1 232 120,00	-1 065 104,00	
1.6	Прибыль (убыток) от продаж	2200	-510 396,00	-991 447,00	-875 428,00	
1.7	Доходы от участия в других организациях	2310		81 267,00	0,00	
1.8	Проценты к получению	2320	505 669,00	123 133,00	98 202,00	
1.9	Проценты к уплате	2330	1 844,00			
1.10	Прочие доходы	2340	1 578 812,00	1 871 534,00	1 416 579,00	
1.11	Прочие расходы	2350	822 342,00	-609 934,00	-397 037,00	
1.12	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	758 505,00	474 553,00	242 316,00	
1.13	Текущий налог на прибыль	2410	-175 411,00	-16 385,00	-118 866,00	
1.13.1	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421				
1.14	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430				
1.15	Изменение отложенных налоговых активов	2450				
1.16	Прочее	2460	-1 347,00	1 955,00	-20 472,00	
1.17	Чистая прибыль (убыток)	2400	584 441,00	380 886,00	154 984,00	

№ п/п	Наименование показателя	Значения / динамика				Оценка предприятия	
		Вне установленных нормативных границах / отрицательная динамика		В рамках рекомендуемых значений / положительная динамика		Баллы	
1	Коэффициент текущей ликвидности	<2	1	<2	2	0,96	2
2	Коэффициент быстрой ликвидности	<1	1	<1	2	1,04	1
3	Коэффициент абсолютной ликвидности	<0,05	1	<0,05	2	0,31	2
4	Доля собственных оборотных средств в покрытии запасов	<0,5	1	<0,5	2	1,09	1
5	Коэффициент покрытия запасов	<1	1	<1	2	-3,66	2
6	Коэффициент концентрации собственного капитала (финансовой автономии)	<0,5	1	<0,5	2	1,00	1
7	Коэффициент финансовой зависимости	<0 или >2	1	<0 или >2	2	1,00	1
8	Коэффициент маневренности собственного капитала	<0,5	1	<0,5	2	1,16	1
9	Коэффициент задолженности	<0 или >0,7	1	<0 или >0,7	2	1,01	1
10	Оборачиваемость средств в расчетах	<0	1	>0	2	0,91	1
11	Период оборачиваемости запасов	<0	1	>0	2	1,04	2
12	Оборачиваемость кредиторской задолженности	<0	1	>0	2	1,35	2
13	Продолжительность операционного цикла	<0	1	>0	2	1,27	2
14	Оборачиваемость активов	<0	1	>0	2	0,78	1
15	Итого		14		28		20

Таким образом, проведённый анализ финансового состояния АО «ГНЦ НИИАР» за период 2021 – 2022 гг. говорит о том, что предприятие имеет устойчивое финансовое положение, риск банкротства отсутствует.

2.2. СООТВЕТСТВИЕ КРИТЕРИЯМ ОТНЕСЕНИЯ ВЛАДЕЛЬЦЕВ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА К ТСО

В соответствии с Постановлением Правительства РФ 28.02.2015 № 184 для отнесения к территориальным сетевым организациям владельцы объектов электросетевого хозяйства должны соответствовать утверждённым критериям.

После анализа материалов, представленных АО «ГНЦ НИИАР», экспертами сделан вывод о соответствии предприятия утверждённым критериям, а именно:

Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок с 01.01.2024 г. по 31.12.2024 г. силовыми трансформаторами, суммарная установленная мощность которых составляет не менее 30 МВА	386,020 МВА, в том числе в собственности 386,020 МВА -
Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок с 01.01.2024 г. по 31.12.2024 г. линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), сумма протяжённостей которых по трассе составляет не менее 50 км, не менее 2 уровней напряжения	СН2 – 229,26 км НН – 97,76 км, в том числе в собственности СН2 – 229,26 км НН – 97,76 км
Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	8-84235-4-64-23 8-84235-7-97-30 8-84235-7-98-74
Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению	www.niiar.ru
Отсутствие за 3 предшествующих расчётных 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 надёжности 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 отчётных данных, используемых при расчёте фактических значений показателей надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных	отсутствует
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 её продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии	отсутствует

2.3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Экспертами проведён анализ основных технико-экономических показателей АО «ГНЦ НИИАР» за 2 предшествующих года – 2021, 2022 и текущий 2023 год. Расчётный период регулирования – 2024 год.

В рамках подтверждения соответствия критериям отнесения к территориальным сетевым организациям предприятием представлен перечень имущества (пообъектно) с привязкой к местоположению, с разбивкой по условным единицам и приложением документов, подтверждающих право владения.

Состав оборудования АО «ГНЦ НИИАР» на 2024 год не изменён по сравнению с фактом 2022 годом. Предложено к рассмотрению на 2024 год количество

условных единиц оборудования, ЛЭП в размере 3 532,33, так же как и в 2023 году количество условных единиц, утверждённых органом государственного регулирования, составляло 3 532,33.

На 2024 год в ведении АО «ГНЦ НИИАР» заявлено оборудование, используемое для осуществления регулируемого вида деятельности в административных границах Ульяновской области, суммарная мощность которого составляет 386,02 МВА. Общая протяжённость сетей – 327,02 км, в том числе, СН2 - 229,26 км, НН- 97,76 км.

Исходя из анализа представленных документов, экспертами сделан вывод, что имущественный комплекс АО «ГНЦ НИИАР» находится в хозяйственном ведении и характеризуется следующими показателями в у.е.:

Год	ВН	СН1	СН2	НН	Всего
Утверждено 2019	936,9	0	2327,83	256,8	3521,53
Факт 2019	936,9	0	2338,63	256,8	3532,33
Утверждено 2020	936,9	0	2334,03	256,8	3527,73
Факт 2020	936,9	0	2338,63	256,8	3532,33
Утверждено 2021	936,9	0	2338,63	256,8	3532,33
Факт 2021	936,9	0	2338,63	256,8	3532,33
Утверждено 2022	936,9	0	2338,63	256,8	3532,33
Факт 2022	936,9	0	2338,63	256,8	3532,33
Утверждено 2023	936,9	0	2338,63	256,8	3532,33
Утверждено 2024	936,9	0	2338,63	256,8	3532,33

Рост условных единиц на 2024 год отсутствует.

Расчётный годовой объем отпуска определён на основании формируемого ФАС России прогнозного баланса производства и поставок электрической (тепловой) энергии (мощности). Кроме того, экспертами проанализированы фактические данные об объёмах, предоставляемых ежемесячно территориальными сетевыми организациями Ульяновской области в формате шаблона «Отчёт по взаиморасчётам» (REPORT.OFFSETTING.EE.2.73), разработанного Департаментом по регулированию цен и тарифов Министерства цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области, за период 2021-2022 годы и 9 месяцев 2023 года.

Полезный отпуск электрической энергии на 2024 год в границах РСК учитывает договорные объёмы потребителей услуг по передаче электроэнергии, заявленные на 2024 год, а также переток электрической энергии в смежные сетевые организации. В расчёт тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «ГНЦ НИИАР» эксперты приняли балансовые показатели с учётом факта 2022 года, ожидаемых показателей 2023 года, плана на 2024 год (по данным АО «ГНЦ НИИАР», ПАО «МРСК Волги»).

Уровень потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям АО «ГНЦ НИИАР» определён экспертами в соответствии приказом Министерства цифровой экономики Ульяновской области от 25.12.2019 №06-481 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций, на период 2020 - 2024 годы»:

Баланс сформирован на основании предоставленных организацией документов (П1.4., П1.30, шаблона FORM3.1.2020.ORG).

	(тыс. кВтч)			
	Поступление в сеть	Потери	Потери, %	Полезный отпуск
Утверждено 2019	546 638,85	22 193,54	4,06%	524 445,31
Факт 2019	477 978,30	30 983,50	6,48%	447 743,80
Утверждено 2020	526 917,78	26 234,40	4,98%	500 683,38
Факт 2020	456 288,20	23 137,93	5,07%	433 150,27
Утверждено 2021	489 208,30	24 362,60	4,98%	464 845,70
Факт 2021	455 704,80	23 104,87	5,07%	432 599,93
Утверждено 2022	528 304,80	26 309,80	4,98%	501 995,00
Факт 2022	540 196,78	22 530,40	4,17%	517 666,38
Утверждено 2023	544 823,00	27 132,00	4,98%	517 691,00
Утверждено 2024	533 232,93	26 555,00	4,98%	506 677,93

Фактическое поступление в сеть электроэнергии в 2022 году выше утверждённого на 6 963,85 тыс. кВтч (-1,29%). Фактические потери за 2022 год ниже утверждённых (нормативных) на 4025 тыс. кВтч (-17,86%). Фактический полезный отпуск за 2022 год ниже утверждённого на 10 988,45 тыс. кВтч (-2,12%).

На 2024 год поступление в сеть электроэнергии планируется со снижением по сравнению с фактом 2022 года, и по отношению к утверждённому поступлению в сеть на 2023 год. По отношению к факту 2022 года потери на 2024 год выше на 17,86%, по отношению к утверждённым на 2023 год ниже на 2,12% в связи с принятым нормативом потерь на долгосрочный период регулирования. Соответственно, полезный отпуск на 2024 год по отношению к факту 2022 года ниже на 2,12%, и ниже утверждённого на 2023 год – на 2,12%.

3. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОБОСНОВАННОСТИ РАСХОДОВ И ВЕЛИЧИНЫ ПРИБЫЛИ НА 2024 ГОД, СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДИНАМИКИ РАСХОДОВ И ВЕЛИЧИНЫ НЕОБХОДИМОЙ ПРИБЫЛИ.

Методом регулирования формирования необходимой валовой выручки в отношении АО «ГНЦ НИИАР», принимаемой к расчёту при установлении тарифов, является метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. 2024 год является пятым годом долгосрочного периода (ДПР).

3.1. Расчёт подконтрольных расходов

При формировании подконтрольных расходов на 2024 год был рассчитан коэффициент индексации подконтрольных расходов к затратам, утверждённым на 2023 год.

	Предложение ТСО	Утверждено РЭК
Индекс инфляции	4,7%	7,20%
Индекс эффективности операционных расходов	3,00%	3,00%
Индекс изменения количества активов	0,00%	0,00%
Коэффициент эластичности затрат по росту активов	0,75	0,75
Итого коэффициент индексации	1,01559	1,03984

Тыс. руб.

Статья	2022 год утв	2022 год факт ТСО	2022 год факт ЭО	отклонение (2022 факт ЭО/утв.2022)		2023 год утв	2024 год предложе- ние ТСО	2024 год утв	отклонение (утв 2024/утв. 2023)	
				абс	отн				абс	отн
Сырье, материалы, запасные части, инстру- мент, топливо	5 066,91	7 456,52	7 456,52	2 389,61	47,16%	5 209,80	5 291,02	5 417,35	207,56	3,98%
Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по со- держанию сетей и распределительных устройств)	1 434,30	3 650,20	3 650,20	2 215,90	154,49%	1 474,75	1 497,74	1 533,50	58,75	3,98%
Расходы на оплату труда	41 332,28	83 128,89	46 650,88	5 318,60	12,87%	42 497,85	43 160,39	44 190,97	1 693,11	3,98%
Расходы на страхование	102,62	292,78	3,24	-99,38	-96,84%	105,51	107,16	109,71	4,20	3,98%
Другие прочие расходы	34 125,48	43 619,00	43 619,00	9 493,52	27,82%	35 087,82	35 634,84	36 485,72	1 397,90	3,98%
Электроэнергия на хоз. нужды	0,00			0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Подконтрольные расходы из прибыли	1 943,40	8 064,30	3 917,36	1 973,96	101,57%	1 998,21	2 029,36	2 077,81	79,61	3,98%
ИТОГО подконтрольные расходы	84 005,00	146 211,69	105 297,20	21 292,20	25,35%	86 373,94	87 720,51	89 815,08	3 441,14	3,98%

Принимая во внимание рассчитанный коэффициент индексации подконтрольных расходов и затраты, утверждённые на 2023 год, на 2024 год принимаются подконтрольные затраты в размере **89 815,08 тыс. руб.**, что выше утверждённых расходов на 2023 год на 3 441,14 тыс. руб. (3,98%) и выше предложения предприятия на 2 094,57 тыс. руб. (2,38%) из-за разного уровня инфляции.

3.2. Расчёт неподконтрольных расходов.

Неподконтрольные расходы для базового и 2024 года долгосрочного периода регулирования определяются методом экономически обоснованных затрат на основании п.11 Методических указаний № 98-э.

Тыс. руб.

Статья	2022 год утв	2022 год факт ТСО	2022 год факт ЭО	отклонение (2022 факт ЭО/утв.2022)		2023 год утв	2024 год предложение ТСО	2024 год утв	отклонение (утв 2024/утв. 2023)	
				абс	отн				абс	отн
Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"				0,00					0,00	#ДЕЛ/0!
Аренда, всего, в том числе	228,20	502,08	502,08	273,88	120,02%	154,67	557,21	502,08	347,41	224,60%
аренда объектов электросетевого комплекса	162,34	60,79	60,79	-101,55	-62,55%	57,75	67,46	60,79	3,04	5,26%
аренда прочего имущества	65,86	441,29	441,29	375,43	570,00%	96,92	489,75	441,29	344,37	355,31%
Налоги (без учета налога на прибыль), всего, в т.ч.:	4 702,92	4 514,13	4 514,13	-188,79	-4,01%	6 083,10	4 693,00	4 514,13	-1 568,96	-25,79%
плата за землю	2 851,66	2 885,33	2 885,33	33,68	1,18%	2 927,61	2 885,33	2 885,33	-42,28	-1,44%
налог на имущество	0,00			0,00			0,00	0,00	0,00	
прочие налоги и сборы	1 851,27	1 628,80	1 628,80	-222,47	-12,02%	3 155,48	1 807,67	1 628,80	-1 526,68	-48,38%
Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	12 280,69	23 521,84	13 200,16	919,47	7,49%	12 613,36	13 034,44	13 345,67	732,31	5,81%
Прочие неподконтрольные расходы	720,09	502,23	502,23	-217,86	-30,25%	571,59	557,39	557,39	-14,20	-2,48%
Налог на прибыль, в том числе:	0,00			0,00					0,00	
налог на прибыль на капитальные вложения				0,00					0,00	
Выпадающие доходы по п.87 Основ	55,71	484,25	248,91	193,20	346,80%	0,00	228,37	0,00	0,00	0,00%
Амортизация ОС	15 314,39	16 531,64	16 531,64	1 217,25	7,95%	15 818,62	15 835,38	15 835,38	16,76	0,11%
Прибыль на капитальные вложения	0,00	0,00		0,00					0,00	
ИТОГО неподконтрольных расходов	33 302,00	46 056,17	35 499,15	2 197,15	6,60%	35 241,35	34 905,79	34 754,65	-258,32	-0,73%

Статья «Аренда»

АО «ГНЦ НИИАР» на 2024 год заявлены расходы по данной статье 557,21 тыс. руб., в том числе: аренда объектов электрохозяйства – 67,46 тыс. руб., прочая аренда – 489,75 тыс. руб. В обоснование статьи представлены документы:

- выписка из ГК РФ о продлении срока аренды;
- от 11.09.2019 договор № 7877/64/13487-Д КУИ г. Димитровграда (аренда земельного участка);
- от 12.04.2022 договор №64/21403-Д ИП Мальков П.А. (аренда нежилого помещения)
- письмо от 14.03.2018 № 64-1000/2009 Руководителю Агентства государственного имущества и земельных отношений Ульяновской области о продлении аренды земельного участка на основании договора от 09.11.2016 №23/01/А-2016-349;
- уведомление об изменении величины арендной платы к договору от 18.02.2011 № 47.40;
- письмо о расчёте арендной платы за долю земельного участка, расположенного по адресу: г. Димитровград, Мулловское шоссе, дом 3Б;
- расшифровка расходов на аренду (ведомость затрат по сч. 23.01).

В соответствии с пп. 5 п. 28 Основ ценообразования... расходы на аренду определяются регулирующим органом исходя из величины амортизации и необходимых налогов, относящихся к арендуемому имуществу. Кроме того, экономически обоснованная величина амортизации определяется в соответствии с п. 27 Основ ценообразования..., которым предусмотрено, что при расчёте экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесения этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утверждённой постановлением Правительства РФ от 01.01.2012 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Предприятие планирует затраты на аренду нежилого помещения для размещения трансформаторной подстанции, а также на аренду земельного участка. Экспертами отмечено, что в качестве обоснования по данной статье предприятием представлены договор аренды нежилого помещения от 12.04.2022 договор №64/21403-Д ИП Мальков П.А, земельного участка от 09.11.2016 № 23/01/Ф-2016-349 и ведомость по учёту затрат «Арендные платежи» за 2022 год на сумму 154,67 тыс. руб.

АО «ГНЦ НИИАР» продолжает пользоваться помещениями по истечении срока действия, указанного в договоре. В соответствие со ст. 621 ГК РФ, если арендатор продолжает пользоваться имуществом после истечения срока договора при отсутствии возражений со стороны арендодателя, договор считается возобновлённым на тех же условиях на неопределённый срок. Акты оказания услуг и счета выставляются ежемесячно, что свидетельствует о продлении договорных отношений.

Таким образом, экономически обоснованные затраты по статье аренда на 2024 год принимаются в расчёт необходимой валовой выручки в размере – **502,08 тыс. руб.** на уровне факта 2022 года, в том числе аренда объектов электрохозяйства – 60,79 тыс. руб., прочая аренда – 441,29 тыс. руб.

Статья «Налоги»

Предприятие планирует расходы по данной статье 4693,00 тыс. руб., в том числе плата за землю –2885,33 тыс. руб., налог на имущество - 0 тыс. руб., прочие

налоги и сборы – 1807,67 тыс. руб. Фактические затраты за 2022 г. заявленные организацией составляют: плата за землю – 2885,33 тыс. руб., прочие налоги и сборы – 1628,8 тыс. руб.

На основании п. 38 Основ ценообразования... расчёт величины расходов, не отнесённых к подконтрольным расходам, производится регулирующими органами в соответствии с перечнем, предусмотренным методическими указаниями. Исходя из п.11 Методических указаний № 98-э неподконтрольные расходы, определяемые методом экономически обоснованных расходов, включают в себя оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (в соответствии с п. 20 и 28 Основ ценообразования...).

Расчёт расходов на оплату налогов и других обязательных платежей экспертами произведён исходя из предоставленных отчётов о фактически произведённых расходах за 2022 год и 9 месяцев 2023 года, налоговых деклараций, бухгалтерских справок и документов (оборотно-сальдовые ведомости по сч. 68, анализ сч. 68). Проанализировав представленную для обоснования данной статьи расшифровку, эксперты принимают сумму затрат в размере **4 514,13 тыс. руб.**, на уровне факта 2022 года.

Налог на имущество организаций. АО «ГНЦ НИИАР» освобождено от уплаты налога на имущество в соответствии с Федеральным законом от 28.09.2000 № 244-ФЗ, как предприятие, занимающееся исследовательской деятельностью.

Земельный налог принят экспертной группой исходя из представленных АО «ГНЦ НИИАР» документов в сумме 2885,33 тыс. руб., исходя из ставки 1,5% от кадастровой стоимости земельных участков согласно ст. 394 Налогового кодекса РФ. и доли распределения общехозяйственных расходов.

Плата за негативное воздействие на окружающую среду. В соответствии с п. 4 ст. 28 Основ ценообразования... в состав прочих расходов, которые учитываются при определении НВВ, включается плата за нормативы допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую природную среду. В декларации о плате за негативное воздействие на окружающую среду за 2022 год допустимые выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую природную среду определены равными 27,97 руб.

Проанализировав фактические расходы по *прочим налогам и сборам* (транспортный налог, госпошлина за регистрацию прав собственности, налог на добавленную стоимость, распределяемый на затраты в отчётном периоде, определён пропорционально ФОТ или выручке в соответствии с Учётной политикой предприятия), подтверждённые представленными документами по уплате налогов, эксперты принимают по данной статье расходы в размере 1628,80 тыс. руб.

Проанализировав фактические расходы за 2022 год, подтверждённые представленными документами по уплате налогов и сборов, эксперты принимают по данной статье расходы в размере **4 514, 13 тыс. руб.**

Статья «Отчисления на социальные нужды»

Фактические расходы по данной статье за 2022 год составили 23 521,84 тыс. руб. (из расчёта 28,29%). Планируемые предприятием расходы на 2024 год составляют 13 034,44 тыс. руб. (из расчёта 30,02%). Перечисленные расходы включают в себя расходы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ одним из общих принципов организации экономических отношений и основами государственной политики в сфере электроэнергетики является соблюдение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии.

Экспертами был проведён анализ экономической обоснованности фактических расходов затрат по статье «Отчисления на социальные нужды» за 2022 год. Фактическая заработная плата на 1 работника за 2022 год по данным организации составила 74 947,41 руб., в то время как среднемесячная заработная плата работников по полному кругу организаций (по виду деятельности «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха») по данным органов статистики по Ульяновской области за 2022 год составила 46 991,10руб.

Экспертами произведён расчёт экономически обоснованных расходов по данной статье исходя из среднестатистической заработной платы, фактической численности работников за 2022 год и фактического страхового тарифа. Согласно расчёту экономически обоснованный уровень отчислений с ФОТ составляет 13 200,16 тыс.руб.

Федеральным законом от 01.04.2020 №102-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» для плательщиков страховых взносов, признаваемых субъектами малого или среднего предпринимательства в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2007 №209-ФЗ "О развитии малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации" был определен порядок расчёта по пониженным тарифам страховых взносов с выплат работникам, которые по итогам месяца превышают минимальный размер оплаты труда (МРОТ).

Исходя из вышеизложенного, экспертами произведён расчёт страховых взносов на обязательное пенсионное страхование, на обязательное социальное страхование, на обязательное медицинское страхование на 2024 год в размере 30,2% к рассчитанному фонду оплаты труда (44 190,97 тыс. руб.) и сумма взносов составит на 2024 год **13 345,67 тыс. руб.**, что выше предложенных предприятием на 2024 год на 311,23 тыс. руб. (2,38%).

Статья «Прочие неподконтрольные расходы»

Фактические расходы по данной статье за 2022 год составили 502,23 тыс. руб. Планируемые предприятием расходы на 2024 год составляют 557,39 тыс. руб. Фактические расходы за 2022 год включают в себя расходы на тепловую энергию Плановые на 2024 год - расходы на тепловую энергию.

Теплоэнергия

АО «ГНЦ НИИАР» на 2024 заявлены расходы по статье «Теплоэнергия» в размере 557,39 тыс. руб., по факту 2022 года – 502,23 тыс. руб. В обоснование статьи представлены документы:

- договор поставки от 31.12.2013 № А-75_2014 с ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ», с дополнительными соглашениями;
- акты о подаче и приёме энергоресурсов за 2022 год;
- расчёт расходов на тепловую энергию на 2022 год.

Эксперты проанализировали заявленные объёмы на основании представленного договора на теплоснабжение и фактического потребления на основании актов оказания услуг и расчётные объёмы, указанные в расшифровке на 2022 представленной АО «ГНЦ НИИАР». Эксперты подтверждают заявленные объёмы. Тарифы на покупку тепловой энергии принимаются экспертами в

соответствии с приказом Агентства по регулированию цен и тарифов Ульяновской области на 2024 год. Тепловая энергия собственного производства и транспортировка тепловой энергии по сетям АО «ГНЦ НИИАР» не относятся к регулируемым видам деятельности. В связи с чем экспертами расходы по данным видам услуг определены исходя из фактических показателей. Предприятием не представлены обоснования, подтверждающие рост расходов на 2024 год.

Месяц	УПД на покупку энергоресурсов у ООО "НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ"	Ед.изм.	Покупная тепловая энергия		Тепловая энергия собственного производства		Транспортировка тепловой энергии по сетям АО "ГНЦ НИИАР"	
			всего НИИАР	в т.ч. регул.вид - передача эл. энергии	всего НИИАР	в т.ч. регул.вид - передача эл. энергии	всего НИИАР	в т.ч. регул.вид - передача эл. энергии
январь	№ 420 от 31.01.2021	Гкал	1 406,57	32,26	9 470,16	27,52	13 186,29	19,91
февраль	№ 433 от 28.02.2021	Гкал	1 919,84	39,34	9 967,24	29,02	14 476,19	28,79
март	№ 862 от 31.03.2021	Гкал	27,54	0,05	9 589,28	54,25	12 431,77	23,20
апрель	№ 1286 от 30.04.2021	Гкал	0,00	0,00	4 800,85	31,30	6 792,34	12,97
май	№ 1714 от 31.05.2021	Гкал	558,15	0,00	0,00	0,00	1 508,78	1,08
июнь	№ 1913 от 30.06.2021	Гкал	273,88	5,57	0,00	0,00	1 272,27	0,75
июль	№ 2085 от 31.07.2021	Гкал	302,81	1,84	0,00	0,00	1 145,23	0,91
август	№ 2366 от 31.08.2021	Гкал	345,73	1,94	0,00	0,00	929,68	0,99
сентябрь	№ 2384 от 30.09.2021	Гкал	820,82	5,39	1 659,68	3,08	3 212,77	4,10
октябрь	№ 2569 от 31.10.2021	Гкал	551,77	15,17	4 563,20	17,62	5 792,34	14,25
ноябрь	№ 2981 от 30.11.2021	Гкал	4 236,11	55,70	1 440,73	4,14	6 345,34	13,77
декабрь	№ 3505 от 31.12.2021	Гкал	9 898,65	103,61	1 148,86	3,48	12 872,34	28,72
ИТОГО год		Гкал	20 341,87	260,87	42 640,00	170,40	79 965,34	149,44
в т.ч								
1-е п/г		Гкал	4 185,98	77,22	33 827,53	142,08	49 667,64	86,69
2-е п/г		Гкал	16 155,89	183,64	8 812,47	28,31	30 297,70	62,75
Тариф								
1-е п/г		руб/Гкал	1 502,55	1 502,55	552,40	562,45	32,31	24,28
2-е п/г		руб/Гкал	1 502,55	1 502,55	1 710,19	1 276,73	99,20	79,65
Сумма, всего (без НДС)		тыс.руб.	30 564,68	391,97	33 757,15	116,06	4 610,37	7,10
1-е п/г		тыс.руб.	6 289,64	116,03	18 686,19	79,91	1 604,78	2,10
2-е п/г		тыс.руб.	24 275,03	275,94	15 070,96	36,15	3 005,59	5,00

Затраты на тепловую энергию учтены в соответствии с пп.2 п. 18 Основ ценообразования... и признаны экономически обоснованными за 2022 год в размере 502,23 тыс. руб., на 2024 год – 557,39 тыс. руб.

Проанализировав представленные предприятием обосновывающие материалы, расчёты и расшифровки, фактические расходы за 2022 год по данной статье признаются экспертами экономически обоснованными в размере 502,23 тыс. руб., на 2024 год расходы составят **557,39 тыс. руб.**, что соответствует расчёту предприятия.

Статья «Налог на прибыль»

Фактические расходы по данной статье по виду деятельности «Передача электрической энергии» за 2022 год составили 0,00 тыс. руб. Планируемые предприятием расходы на 2024 год составляют 0,00 тыс. руб.

Фактические расходы по статье «Налог на прибыль» за 2022 год подтверждены документами:

- форма № 2 «Отчёт о прибылях и убытках»;
- формы раздельного учёта, в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;
- налоговая декларация за 2022 год.

В соответствии с п. 20 Основ ценообразования в необходимую валовую выручку включается величина налога на прибыль организаций по регулируемому виду деятельности, сформированная по данным бухгалтерского учёта за последний истекший период.

В соответствии с отчётом о прибылях и убытках, по данным раздельного учёта за 2019-2022 годы (в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учёта доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике») и налоговой декларации совокупный налог на прибыль по видам деятельности «Передача электрической энергии» и «Технологическое присоединение» за 2022 год составил 0,00 тыс. руб.

Таким образом, налог на прибыль на регулируемый период принимается в размере **0,00 тыс. руб.**

Статья «Выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования...»

В соответствии с п. 87 Основ ценообразования расходы сетевой организации на выполнение организационно-технических мероприятий, указанных в подпунктах "г" и "д" пункта 7 и подпунктах "а" и "д" пункта 18 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, расходы, связанные с технологическим присоединением энергопринимающих устройств, плата за которые определена с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности, установленной в соответствии с абзацем седьмым вышеуказанного пункта, расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт, и расходы на выплату процентов по кредитным договорам, связанным с рассрочкой платежа за технологическое присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 15 и до 150 кВт включительно, предоставленной до 1 июля 2022 г., не включаемые в соответствии с методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, в состав платы за технологическое присоединение, составляют выпадающие доходы сетевой организации, связанные с технологическим присоединением к электрическим сетям.

Предприятием планируются затраты по данной статье в размере 228,37 тыс. руб.

В качестве обоснования планируемых расходов представлен расчёт выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям в форме приложений к Методическим указаниям по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утверждённым приказом ФСТ РФ от 11.09.2014 № 215-э/1.

Проанализировав представленные расчёты, эксперты произвели перерасчёт затрат по статье с учётом следующего:

- при расчёте фактических выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, использованы значения стандартизированных тарифных ставок, утвержденных Агентством по регулированию цен и тарифов Ульяновской области на 2022 год и количество фактических присоединений за 2022год, а также фактические значения показателей, используемых при расчете указанных расходов в соответствии с Методическими указаниями (фактический размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения, не включаемых в плату за технологическое присоединение). По расчёту экспертов фактические выпадающие (до 15 кВт) составили 0,00 тыс. руб.

- при расчёте плановых выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, использованы значения стандартизированных тарифных ставок, утвержденных органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, а также среднее количество технологических присоединений, средний объём присоединённой мощности за 2020, 2021, 2022 гг. По расчёту экспертов плановые выпадающие (до 15 кВт) составили 0,000 тыс. руб.

- выпадающие доходы, связанные с предоставлением беспроцентной рассрочки за период 2021 года отсутствуют и на очередной период регулирования предприятием не планируются;

- выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью от 15 до 150 кВт включительно за период 2022 года отсутствуют и на очередной период регулирования предприятием не планируются.

Таким образом, эксперты предлагают считать экономически обоснованными затраты по данной статье на 2024 год в размере 0,00 тыс. руб., что ниже предложения предприятия на 228,37 тыс. руб. (-100,00%).

Статья «Амортизация основных фондов»

В соответствии с п.27 Основ ценообразования, расчёт амортизации основных фондов производится по нормам амортизационных отчислений, утверждённым в установленном порядке. При расчёте 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, утверждённой постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Фактические расходы по данной статье за 2022 год составили 16 531,64 тыс. руб. Предприятием предлагаются расходы по данной статье на 2024 год в размере 15 835,38 тыс. руб.

В качестве обоснования расходов представлены следующие документы:

- расчёт амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов за 2022 и 9 месяцев 2023 года;
- ведомости наличия основных фондов за 2022 год, за 9 месяцев 2023 года, содержащие информацию о первоначальной стоимости, остаточной стоимости на 30.09.2023 г. и сроке полезного использования для целей бухгалтерского учёта по каждому основному средству;
- оборотно-сальдовые ведомости по счёту 23 за 2022 год;
- инвентарные карточки ОС-6;
- приказы о принятии к учёту ОС;
- расчёт амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов на 2024 год.

На основании представленных данных за 2022 год (ведомость начисления амортизации за 2022 год по данным бухгалтерского учёта, оборотно-сальдовая ведомость по счёту 23 за 2022 год, подписанные уполномоченными лицами предприятия) экспертами признаны экономически обоснованными расходы по данной статье в размере 16 531,64 тыс. руб.

Сроки полезного использования, действующие на предприятии не превышают максимальные сроки полезного использования, установленные Классификатором основных средств. На основании данных, содержащихся в представленных ведомостях наличия основных фондов за 9 месяцев 2023 года экспертами произведён расчёт ежемесячных амортизационных отчислений и расчёт амортизационных отчислений на 2024 год по каждому объекту основных средств и принимаются расходы на 2024 год в размере 15 835,38 тыс. руб.

Наименование основного средства	Амортизационная группа (в соответствии с классификацией ОС, включаемых в амортизационные группы)	Инвентарный номер	Срок полезного использования при вводе в эксплуатацию	Срок полезного использования максимальный	Амортизация за 2022 год		Амортизация на 2024 год	
			мес.	мес.	Сумма фактически начисленной амортизации, отнесенной на передачу э/э	Амортизация, рассчитанная экспертами	Величина амортизационных отчислений, отнесенная на передачу э/э, учтенная в смете затрат, за год	Амортизация, рассчитанная экспертами, в год
					тыс.руб.	тыс.руб.	тыс.руб.	тыс.руб.
Итого (тыс. руб.)					16 531,64	16 531,64	16 330,59	15 835,38
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ	10	37015	480,00	361,00	2,19	2,19	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N402	10	60461	480,00	361,00	0,18	0,18	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 54 ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 54А, МИКРОРАЙОН №5	10	56125	480,00	361,00	0,12	0,12	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ	7	467054	240,00	240,00	582,25	582,25	582,25	582,25
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N2 ТП-97	10	60823	480,00	361,00	0,18	0,18	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ №35, 35А	10	60730	480,00	361,00	1,60	1,60	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 101	10	467021	453,00	361,00	1,28	1,28	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 111	10	467030	453,00	361,00	7,80	7,80	8,22	7,80
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 182	10	467022	453,00	361,00	1,88	1,88	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 185	10	467029	453,00	361,00	6,76	6,76	7,12	6,76
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 42	8	467026	300,00	300,00	1,07	1,07	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 7	10	467018	256,00	361,00	24,36	17,27	55,25	17,27
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 80А	10	467028	453,00	361,00	12,11	12,11	12,76	12,11
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 91	10	467027	453,00	361,00	15,53	15,53	16,37	15,53
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 99	8	467031	300,00	300,00	19,36	19,36	32,57	19,36
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N11	10	467020	453,00	361,00	3,29	3,29	3,47	3,29
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N88	10	467019	453,00	361,00	3,57	3,57	3,76	3,57
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N89 МИКРОРАЙОН 11	10	60011	480,00	361,00	0,24	0,24	0,00	0,00
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ ТП-3,11А МКР.	10	467001	480,00	361,00	1,43	1,43	0,00	0,00
ГЛАВНАЯ ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ (ГПП-3)	10	467000	480,00	361,00	60,52	60,52	61,29	60,52
ДОМ ПОЛИТИЧЕСКОГО ПРОСВЕЩЕНИЯ	10	60324	480,00	361,00	0,59	0,59	0,00	0,00
ЗДАНИЕ 301, 301Б	8	467024	196,00	300,00	5,40	3,53	0,00	0,00
ПОДСТАНЦИЯ ГПП-1 С ПРОХОДНЫМ ТОННЕЛЕМ	10	37003	706,00	361,00	261,58	40,51	267,34	40,51
ПЕРЕДАЧА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ РП-101	10	467010	480,00	361,00	8,81	8,81	8,80	8,80
ПЕРЕДАЧА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ РП-102	10	467006	480,00	361,00	2,51	2,51	2,51	2,51
ПЕРЕДАЧА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ РП-200	10	467008	480,00	361,00	0,40	0,40	0,00	0,00
ПЕРЕДАЧА ЦЕНТРАЛЬНАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ ЦРП-100	10	467007	480,00	361,00	3,06	3,06	3,06	3,06
ПОДСТАНЦИЯ 110кВ "ЗМ/1"	7	467408	240,00	240,00	1 923,99	1 923,99	1 923,99	1 923,99
ПОМЕЩЕНИЯ	10	467009	480,00	361,00	1,61	1,61	0,00	0,00
КОМПЛЕКТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА	8	37872	862,00	300,00	389,90	128,72	128,72	128,72
КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО	8	37900	273,00	300,00	52,67	52,67	17,20	17,20
ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО	8	37904	300,00	300,00	104,50	74,59	68,56	68,56
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N89,ЩИТ-0,4	10	59972	480,00	361,00	0,04	0,04	0,00	0,00
ВАГОНЧИК БРИГАДНЫЙ	6	441069	180,00	180,00	3,94	3,94	0,00	0,00
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗОВЫЙ ТИПА ВГП-110 II-40/2500 У1	7	467080	240,00	240,00	107,90	107,90	107,90	107,90
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗОВЫЙ ТИПА ВГП-110 II-40/2500 У1	7	467081	240,00	240,00	107,90	107,90	107,90	107,90
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗОВЫЙ ТИПА ВГТ-110 III-40/3150 У1	7	467400	240,00	240,00	149,59	149,59	149,59	149,59
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗОВЫЙ ТИПА ВГТ-110 III-40/3150 У1	7	467401	240,00	240,00	160,35	160,35	160,35	160,35
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗОВЫЙ ТИПА ВГТ-110 III-40/3150 У1	7	467098	240,00	240,00	128,83	128,83	128,83	128,83

ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗОВЫЙ ТИПА ВГТ-110 III-40/3150 У1	7	467099	240,00	240,00	128,83	128,83	128,83	128,83
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ЭЛЕГАЗОВЫЙ ТИПА ВГТ-110 III-40/3150У1	9	467448	360,00	360,00	44,01	0,00	58,68	0,00
ГЛАВНЫЙ ЩИТ УПРАВЛЕНИЯ	10	37917	732,00	361,00	396,66	21,01	509,39	21,01
ИЗМЕРИТЕЛЬ ПАРАМЕТРОВ ИЗОЛЯЦИИ "ТАНГЕНС 2000"	5	467437	120,00	120,00	50,24	50,24	50,24	50,24
КОМПЛЕКС ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ РЕТОМ-61	5	467379	120,00	120,00	156,31	156,31	156,31	156,31
КОМПЛЕКТ ПОИСКОВЫЙ КП-500 К	4	523627	84,00	84,00	8,73	8,73	13,31	13,31
КОМПЛЕКТНОЕ ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО "САТУРН-М3"	5	467378	120,00	120,00	18,28	18,28	18,28	18,28
КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО 110кВ	7	467405	240,00	240,00	813,23	813,23	813,23	813,23
КОНТУР ЗАЕМЛЕНИЯ ОРУ-110 КВ ПС 1М	7	467429	240,00	240,00	102,79	102,79	102,79	102,79
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/2 III УХЛ1	7	467426	240,00	240,00	9,03	9,03	9,03	9,03
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/2 III УХЛ1	7	467427	240,00	240,00	9,03	9,03	9,03	9,03
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/2 III УХЛ1	7	467428	240,00	240,00	8,85	8,85	8,85	8,85
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	6	467100	180,00	180,00	12,94	12,94	12,94	12,94
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	6	467367	180,00	180,00	12,94	12,94	12,94	12,94
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	6	467368	180,00	180,00	12,94	12,94	12,94	12,94
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	6	467369	180,00	180,00	13,38	13,38	13,38	13,38
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	6	467370	180,00	180,00	13,38	13,38	13,38	13,38
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	6	467371	180,00	180,00	13,38	13,38	13,38	13,38
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	9	467449	360,00	360,00	2,23	0,00	0,00	0,00
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	9	467450	360,00	360,00	2,23	0,00	0,00	0,00
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1	9	467451	360,00	360,00	2,23	0,00	0,00	0,00
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН 110-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467357	240,00	240,00	22,50	22,50	22,50	22,50
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН 110-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467358	240,00	240,00	22,50	22,50	22,50	22,50
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН 110-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467359	240,00	240,00	22,50	22,50	22,50	22,50
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН 110-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467360	240,00	240,00	22,50	22,50	22,50	22,50
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467411	240,00	240,00	28,34	28,34	28,34	28,34
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН-110.П/2000-50 УХЛ1	9	467444	360,00	360,00	8,75	0,00	11,67	0,00
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН-110.П/2000-50 УХЛ1	9	467445	360,00	360,00	8,75	0,00	11,67	0,00
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467363	240,00	240,00	26,90	26,90	26,90	26,90
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467364	240,00	240,00	26,90	26,90	26,90	26,90
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467365	240,00	240,00	37,13	37,13	37,13	37,13
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467366	240,00	240,00	37,13	37,13	37,13	37,13
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467413	240,00	240,00	29,01	29,01	29,01	29,01
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467414	240,00	240,00	29,01	29,01	29,01	29,01
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467415	240,00	240,00	31,49	31,49	31,49	31,49
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467416	240,00	240,00	31,49	31,49	31,49	31,49
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467084	240,00	240,00	32,19	32,19	32,19	32,19
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467085	240,00	240,00	32,19	32,19	32,19	32,19
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467086	240,00	240,00	21,93	21,93	21,93	21,93
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467087	240,00	240,00	21,93	21,93	21,93	21,93
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467088	240,00	240,00	21,93	21,93	21,93	21,93
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467089	240,00	240,00	21,93	21,93	21,93	21,93
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.1Б-СК-110.П/2000-50	9	467446	360,00	360,00	11,61	0,00	15,48	0,00
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.2-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467361	240,00	240,00	33,03	33,03	33,03	33,03
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.2-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467362	240,00	240,00	33,03	33,03	33,03	33,03
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.2-110.П/2000-50 УХЛ1	7	467412	240,00	240,00	34,67	34,67	34,67	34,67
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГН.2-110П/2000-50УХЛ1	9	467447	360,00	360,00	13,07	0,00	17,42	0,00
РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ РГП СЭЩ-1-110/1250	7	467846	240,00	240,00	19,06	19,06	19,06	19,06
СИСТЕМА ОХРАННО-ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЗМ/1	6	467406	180,00	180,00	25,87	25,87	25,87	25,87
ТРАНСФОРМАТОР ТМВГ-250/6-10	7	467840	240,00	240,00	7,44	7,44	7,44	7,44
ТРАНСФОРМАТОР ТМГ-400/10(6) У1	7	467843	240,00	240,00	11,80	11,80	11,80	11,80

ТРАНСФОРМАТОР ТМГ-630/10(6) У1	7	467842	240,00	240,00	20,65	20,65	20,65	20,65
ТРАНСФОРМАТОР ТФЗМ-110	7	467838	240,00	240,00	12,86	12,86	12,86	12,86
ТРАНСФОРМАТОР ТФЗМ-110	7	467839	240,00	240,00	12,86	12,86	12,86	12,86
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467372	180,00	180,00	40,98	40,98	40,98	40,98
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467373	180,00	180,00	40,98	40,98	40,98	40,98
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467374	180,00	180,00	40,98	40,98	40,98	40,98
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467375	180,00	180,00	40,98	40,98	40,98	40,98
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467376	180,00	180,00	40,98	40,98	40,98	40,98
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467377	180,00	180,00	40,98	40,98	40,98	40,98
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	6	467011	180,00	180,00	65,60	65,60	65,60	65,60
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	6	467012	180,00	180,00	65,60	65,60	65,60	65,60
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	6	467013	180,00	180,00	65,60	65,60	65,60	65,60
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	6	467014	180,00	180,00	65,60	65,60	65,60	65,60
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	6	467015	180,00	180,00	65,60	65,60	65,60	65,60
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	6	467016	180,00	180,00	65,60	65,60	65,60	65,60
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	7	467397	240,00	240,00	26,16	26,16	26,16	26,16
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	7	467398	240,00	240,00	26,16	26,16	26,16	26,16
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ЗНОГ-110-У1-3	7	467399	240,00	240,00	26,16	26,16	26,16	26,16
ТРАНСФОРМАТОР ТДН-16000/110-У1	7	467407	240,00	240,00	931,27	931,27	931,27	931,27
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467430	240,00	240,00	17,04	17,04	17,04	17,04
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467431	240,00	240,00	17,04	17,04	17,04	17,04
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467420	240,00	240,00	22,74	22,74	22,74	22,74
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467421	240,00	240,00	22,23	22,23	22,23	22,23
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467422	240,00	240,00	22,23	22,23	22,23	22,23
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467423	240,00	240,00	22,23	22,23	22,23	22,23
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467424	240,00	240,00	22,74	22,74	22,74	22,74
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467425	240,00	240,00	22,74	22,74	22,74	22,74
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467417	240,00	240,00	28,51	28,51	28,51	28,51
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467418	240,00	240,00	28,51	28,51	28,51	28,51
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467419	240,00	240,00	28,51	28,51	28,51	28,51
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	9	467453	360,00	360,00	10,23	0,00	13,64	0,00
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467402	240,00	240,00	32,44	32,44	32,44	32,44
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467403	240,00	240,00	32,44	32,44	32,44	32,44
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	7	467404	240,00	240,00	32,44	32,44	32,44	32,44
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467090	180,00	180,00	36,95	36,95	36,95	36,95
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467091	180,00	180,00	36,95	36,95	36,95	36,95
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467092	180,00	180,00	36,95	36,95	36,95	36,95
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467093	180,00	180,00	36,95	36,95	36,95	36,95
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467094	180,00	180,00	36,95	36,95	36,95	36,95
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА ТОГФ-110	6	467095	180,00	180,00	36,95	36,95	36,95	36,95
УСТАНОВКА КОНДЕНСАТОРНАЯ ТИПА УКРМ-6,3-3000-2Х150Р УЗ	9	467442	360,00	360,00	17,85	17,85	17,85	17,85
УСТАНОВКА КОНДЕНСАТОРНАЯ ТИПА УКРМ-6,3-3000-2Х150Р УЗ	9	467441	360,00	360,00	17,85	17,85	17,85	17,85
ФИДЕРНЫЙ ПУНКТ 11 МИКРОР-Н	7	38040	240,00	240,00	64,96	64,96	33,48	33,48
ШКАФ ЗАЩИТЫ СБОРНЫХ ШИН ШЭ2607 063	9	467454	360,00	360,00	124,10	0,00	165,47	0,00
ШКАФ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА И АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕ- ЛЕМ ШЭ2607 045073-61Е2 УХЛ4 ЭКРА	9	467452	360,00	360,00	60,50	0,00	80,67	0,00
ШКАФ КОМПЛЕКТНОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА КС-10-057-31,5-1000-30 УЗ	7	467394	240,00	240,00	58,41	58,41	58,42	58,41
ШКАФ КОМПЛЕКТНОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА КС-10-057-31,5-1000-30 УЗ	7	467395	240,00	240,00	58,41	58,41	58,42	58,41
ШКАФ РЗиА ТИПА ШМЗЛ-05.5.220.УХЛ4	5	467355	120,00	120,00	312,65	312,65	312,65	312,65

ШКАФ РЗИА ТИПА ШМЗЛ-05.5.220.УХЛ4	5	467356	120,00	120,00	312,65	312,65	312,65	312,65
ШКАФ РЗИА ТИПА ШМЗЛ-05.5.220.УХЛ4	5	467083	120,00	120,00	293,79	293,79	293,79	293,79
ШКАФ РЗИА ТИПА ШЭ2607А 011021	5	467082	120,00	120,00	699,36	699,36	699,36	699,36
ШКАФ РЗИА ШЭ2607 013022-27Е2УХЛ4	7	467410	240,00	240,00	153,82	153,82	153,81	153,81
ШКАФ РЗИА ШЭ2607 015-27Е2УХЛ4	7	467409	240,00	240,00	133,91	133,91	133,91	133,91
НАРУЖНЫЕ СЕТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4кВ ЖИЛОГО ДОМА 35/11А	10	467349	600,00	361,00	0,26	0,26	0,00	0,00
КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ ОТ ЦРП	8	33368	300,00	300,00	13,61	13,61	7,73	7,73
КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ К ТП Ж.Д 40	10	467352	600,00	361,00	1,49	1,49	0,00	0,00
КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ ОТ ТП-29 ДО	10	37460	600,00	361,00	0,14	0,14	0,00	0,00
КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ	6	467393	180,00	180,00	3 923,14	3 923,14	3 923,14	3 923,14
ЛЭП 10КВТ К Ж.Д 44А,Б,В,Г УЛ.СЛАВСКОГО	8	467353	300,00	300,00	23,85	23,85	23,85	23,85
ПЕРЕДАЧА КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ КЛ ГПП- ЦРП-100	8	467348	300,00	300,00	0,76	0,76	0,00	0,00
ПЕРЕДАЧА КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ КЛ ТП- 110 ДО ТП-104	8	467344	300,00	300,00	3,46	3,46	0,00	0,00
ПЕРЕДАЧА КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ ОТ ГПП-2 ДО РП-102	8	467343	300,00	300,00	2,19	2,19	0,00	0,00
ПЕРЕДАЧА КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ ОТ ГПП-2 ДО РП-200	8	467342	300,00	300,00	13,27	13,27	13,26	13,26
ПЕРЕДАЧА КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ ОТ ГПП-2 ДО ЦРП-100	8	467346	300,00	300,00	1,71	1,71	0,00	0,00
ПЕРЕДАЧА КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ ОТ ГПП-2 ДО ЦРП-100	8	467347	300,00	300,00	9,66	9,66	9,69	9,66
ПЕРЕДАЧА КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 6КВ ОТ РП-102 ДО РП-101	8	467345	300,00	300,00	3,79	3,79	0,00	0,00
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ 0,4КВ Ж/Д26	10	467339	600,00	361,00	0,26	0,26	0,00	0,00
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ 6 КВТ	10	33371	480,00	361,00	0,27	0,27	0,00	0,00
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ 6кВ КУСТА СКВАЖ.ВОДОЗАБ.НЗ	7	467354	240,00	240,00	8,57	8,57	10,52	8,57
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛ. ДОМА N 36 МИКР.11А	10	467332	400,00	361,00	0,28	0,28	0,00	0,00
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ТП-3	8	467340	300,00	300,00	0,91	0,91	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4 КВ	10	60256	400,00	361,00	0,04	0,04	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4 КВ	10	60756	400,00	361,00	0,03	0,03	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4 КВ	10	60864	400,00	361,00	0,04	0,04	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4 КВ	10	70737	400,00	361,00	0,05	0,05	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4 КВ	10	70789	400,00	361,00	0,08	0,08	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4 КВ	8	56098	300,00	300,00	3,74	3,74	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4 КВ	10	556979	400,00	361,00	4,61	4,61	6,50	4,61
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	60053	400,00	361,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467314	400,00	361,00	0,01	0,01	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467315	400,00	361,00	0,01	0,01	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467316	400,00	361,00	0,04	0,04	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467317	400,00	361,00	0,14	0,14	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467318	400,00	361,00	0,05	0,05	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467319	400,00	361,00	0,10	0,10	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467320	400,00	361,00	0,01	0,01	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467321	400,00	361,00	0,02	0,02	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	8	467323	250,00	300,00	0,86	0,86	4,58	4,58
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467324	600,00	361,00	0,24	0,24	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467327	600,00	361,00	0,38	0,38	0,00	0,00
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ	10	37462	600,00	361,00	4,90	4,90	5,06	4,90
КСЕРОКС "CANON 2016"	7	406524	192,00	240,00	1,37	1,37	0,00	0,00
ЗДАНИЕ N 324	10	33042	1 000,00	361,00	18,35	18,35	32,50	28,72
КОМПЬЮТЕРНАЯ СИСТЕМА Athlon 64 AMD	7	690112	240,00	240,00	0,69	0,69	0,00	0,00
КОМПЬЮТЕРНАЯ СИСТЕМА Athlon 64 AMD	7	690116	240,00	240,00	0,64	0,64	0,00	0,00
АВТОТРАНСФОРМАТОР	10	37865	828,00	361,00	0,00	0,00	34,49	34,49
ВОЗДУШНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ	10	38002	547,00	361,00	0,00	0,00	4,00	4,00
ВОЗДУШНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ	10	38006	535,00	361,00	0,00	0,00	4,09	4,09
ВОЗДУШНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ	10	38030	472,00	361,00	0,00	0,00	4,63	4,63
СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР	10	37953	720,00	361,00	0,00	0,00	18,31	18,31

КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО	10	37901	876,00	361,00	0,00	0,00	2,67	2,67
ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО	10	37897	816,00	361,00	0,00	0,00	27,42	27,42
ТРАНСФОРМАТОР СИЛОВОЙ	10	38025	564,00	361,00	0,00	0,00	10,31	10,31
ТРАНСФОРМАТОР СИЛОВОЙ	10	38026	564,00	361,00	0,00	0,00	10,31	10,31
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАН.Ж.Д40 11МКР	10	467017	384,00	361,00	0,00	0,00	20,94	20,94
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ N 312	10	467003	720,00	361,00	0,00	0,00	2,52	2,52
АППАРАТ ИСПЫТАНИЯ ДИЭЛЕКТРИКОВ	7	523626	220,00	240,00	0,00	0,00	10,11	9,27
КОМПЛЕКТ ОБОРУДОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ	7	467802	294,00	240,00	0,00	0,00	224,26	224,26
МИКРОМЕТР MI-3250 METREL	7	523625	221,00	240,00	0,00	0,00	5,98	5,51
ОСМОТР ОТКРЫТОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ГПП-3 (ОПУ-110)	10	467804	444,00	361,00	0,00	0,00	3,44	3,44
ПОДСТАНЦИЯ N2 С ПРИСТРОЙКОЙ	10	37004	876,00	361,00	0,00	0,00	5,05	5,05
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ К Ж/Д26 И 19	10	467005	517,00	361,00	0,00	0,00	2,80	2,80
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ ТП-121	10	373301	495,00	361,00	0,00	0,00	2,51	2,51
УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ОЧИСТКИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ ДЕГАЗА-10/30(Т40)	5	467459	120,00	120,00	0,00	0,00	129,87	0,00
УСТРОЙСТВО "НЕПТУН-2М"	7	467072	211,00	240,00	0,00	0,00	7,24	6,37
УСТРОЙСТВО "НЕПТУН-2М"	7	467073	211,00	240,00	0,00	0,00	7,24	6,37
ШКАФ ЗАЩИТЫ СБОРНЫХ ШИН УРОВ-110 кВ ШЭ 2607 065	9	467458	360,00	360,00	0,00	0,00	216,48	216,48
ЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ К Ж.Д 40 11МКР	10	556950	384,00	361,00	0,00	0,00	7,10	7,10
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4КВ	10	467336	696,00	361,00	0,00	0,00	1,77	1,77
Прочие (ОХР)	10			361,00	353,79	353,79	353,79	353,79

Проанализировав представленные документы, эксперты отмечают, что на предприятии применяются максимальные сроки полезного использования, либо превышающие его. Таким образом, эксперты принимают сумму затрат по статье «Амортизация» в размере **15 835,38 тыс. руб.**, в том числе:

Рост по отношению к утверждённым затратам на 2024 год составляет 0,11%.

Статья «Прибыль на капитальные вложения»

По предложению организации расходы на 2024 год составят 0,00 тыс. руб.

При расчёте необходимой валовой выручки на 2024 год экспертами принимается во внимание утверждённая инвестиционная программа (распоряжение Министерства энергетики, жилищно-коммунального комплекса и городской среды Ульяновской области от 30.10.2019 № 131-од). Источниками финансирования (за счёт тарифов на услуги по передаче электрической энергии) являются:

- амортизация в размере 15 190,00 тыс. руб.,
- прибыль на капитальные вложения в размере 0,00 тыс. руб.

С учетом предложения ТСО, расходы по данной статье экспертами не предусмотрены в составе НВВ.

Принимая во внимание вышеизложенные факторы, предложено принять в расчёт необходимой валовой выручки неподконтрольные расходы в размере **34 754,65 тыс. руб.**, что ниже предложенных предприятием на 2024 год на 151,14 тыс. руб. (-0,43%).

3.3. Расходы по обеспечению коммерческого учета

В соответствии с пунктом 11 приказа ФСТ от 17.02.2012 №98-э по данной статье отражаются планируемые на период регулирования расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемые до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень неподконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации".

Фактические расходы организации по данной статье за 2022 год составили 2 521,15 тыс. руб.

В качестве обоснования расходов представлены следующие документы:

- договоры с поставщиками
- счёта – фактуры
- материальные отчёты о списании
- анализ счёта 10 за 2022 год.

Экономически обоснованными признаны расходы в размере 2 521,15 тыс. руб.

Организацией не планируются расходы по данной статье.

Эксперты предлагают согласовать затраты относимые на себестоимость продукции по данной статье в размере **0,00 тыс. руб.**

3.4. Экономия расходов на оплату потерь по п.34 (1)-34(3) Основ ценообразования.

В соответствии с п. 34.1 Основ ценообразования экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объёма используемых энергетических ресурсов, сохраняется в составе необходимой валовой выручки в расходах на содержание электрических сетей и (или) расходах на оплату нормативных потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям в течение 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута, при условии, что такие мероприятия не финансировались и не будут финансироваться за счёт бюджетных средств.

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией, определяется в течение периода регулирования для года j исходя из данных за год, относящийся к долгосрочному периоду регулирования, который наступил позднее долгосрочного периода регулирования, в который входит 2019 год, и рассчитывается по формулам:

$$\begin{aligned}\Delta \text{ЭП}_j &= \Delta \text{ЭП}'_j + \Delta \text{ЭП}_{j-2} \\ \Delta \text{ЭП}'_j &= \max\left(0; N - N_j^{\text{уст}}\right) \times W_{\text{ос}j} \times \text{ЦП}_j \\ \Delta \text{ЭП}_{j-2} &= \max\left(0; N_{j-2}^{\text{уст}} \times W_{\text{ос}j-2} - \text{П}_{\phi j-2}\right) \times \text{ЦП}_{j-2}\end{aligned}$$

где

$\Delta \text{ЭП}'_j$ - размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в предыдущем долгосрочном периоде регулирования, подлежащий включению в необходимую валовую выручку сетевой организации до истечения 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута;

$\Delta \text{ЭП}_{j-2}$ - размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году $j-2$, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации;

N - максимальное значение уровня потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям из значений уровня потерь электрической энергии, являющихся долгосрочными параметрами регулирования, определёнными для долгосрочного периода регулирования, к которому относится 2019 год, и следующих за ним долгосрочных периодов регулирования, но не ранее долгосрочного периода регулирования, к которому относится год, предшествующий на 10 лет году j , за который определяется экономия;

$N_j^{\text{уст}}$ - уровень потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определённый в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года j ;

$W_{\text{ос}j}$ - прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году j (тыс. кВтч);

ЦП_j - прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям (руб./кВтч);

$N_{j-2}^{\text{уст}}$ - уровень потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определённый в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года $j-2$;

$W_{\text{ос}j-2}$ - фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году $j-2$ (тыс. кВтч);

$\text{П}_{\text{ф}j-2}$ - величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации в году $j-2$ (тыс. кВтч);

ЦП_{j-2} - фактически сложившаяся за год $j-2$ средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям (руб./кВтч).

показатель	ед. изм.	ДПР 2015-2019	2022		2024
		утверждено	утверждено	факт	утверждено
поступление (без собственных нужд)	тыс. кВтч	X	489 208,30	455 704,80	544 823,00
норматив потерь	%	4,06%	4,98%	X	4,98%
потери	тыс. кВтч	X	X	23 104,87	X
цена потерь	руб./МВтч	X	X	2 957,99	4,001,99
Экономия	тыс. руб.		0,00		0,00
					0,00

3.5. Расчёт расходов, связанных с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка

Предприятием не планируются расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка, на 2024 год.

3.6. Расчёт корректировок необходимой валовой выручки на основе фактических данных за 2022 год

В соответствии с п. 10 Методических указаний № 98-э результаты деятельности регулируемой организации учитываются при определении ежегодной корректировки необходимой валовой выручки в порядке, определённом теми же Методическими указаниями.

Предприятием предлагается включить в необходимую валовую выручку на 2024 год корректировки, рассчитанные на основании фактических данных за 2022 год, в сумме 24 086,33 тыс. руб., в том числе:

- 1) корректировка подконтрольных расходов в сумме 8 447,06 тыс. руб.;
- 2) корректировка неподконтрольных расходов в сумме 14 154,83 тыс. руб.;
- 3) корректировка по доходам от осуществления регулируемой деятельности в сумме (- 2 790,07) тыс. руб.;
- 4) корректировка с учётом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию в размере 0,00 тыс. руб.;
- 5) корректировка в связи с изменением (неисполнением) ИП в сумме 0,00 тыс. руб.;
- 6) корректировка с учетом надежности и качества производимых услуг в сумме 1 476,48 тыс. руб.;

7) корректировка фактических расходов на выполнение п.5 ст.37 35-ФЗ (обеспечение коммерческого учёта) в сумме 2798,03 тыс. руб.

Эксперты рассмотрели представленные материалы и произвели расчёт всех корректировок по факту 2022 года, определённых Методическими указаниями № 98-э, на общую сумму (-) 11 920,82 тыс. руб.:

В соответствии с п. 11 Методических указаний № 98-э расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных в том числе по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчёта тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний № 98-э и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования...

$\Delta ПР_i$ - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчёта тарифов. Не определяется для случаев, если год (i-2) является первым годом долгосрочного периода регулирования;

$$\Delta ПР_i = ПР_{i-3} \times (K_{индi-2}^ф - K_{индi-2})$$

подконтр. расходы	Коэф-т индексации ПР исходя из факта ИПЦ и УЕ	подконтр. расходы	Фактическое среднегодовое кол-во УЕ		индекс изменения УЕ	индекс эф-ти	коэф-т эл-ти	ИПЦ	Утв коэф-т индексации ПР	Корректировка
			2021 факт	2022 факт						
83 032,69	1,10	84 005,00	3 532,33	3 532,33	0,0000	3,00%	0,75	факт 2022 13,80%	утв2022 1,01171	7 651,46

$\Delta НР_i$ - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра; для расчёта корректировки неподконтрольных расходов принимаются фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов (за исключением расходов на финансирование капитальных вложений).

Расчёт компенсации неподконтрольных расходов в соответствии с методическими указаниями определяется как разница между фактическими неподконтрольными расходами за 2022 год и утверждёнными неподконтрольными расходами на 2022 год.

Экспертами проведён анализ по каждой статье неподконтрольных расходов за 2021 год и определены суммы фактических расходов за 2021 год по каждой статье неподконтрольных расходов. Все сведения о фактических неподконтрольных расходах по расчёту экспертов представлены выше подразделе 3.2.«Расчёт неподконтрольных расходов» раздела 3.

$$\Delta НР_i = НР_{i-2}^{расх.факт} - НР_{i-2}^{расх.план}$$

показатель	ед. изм.	2022		
		план	факт ТСО	ЭО факт
Аренда, всего, в том числе	тыс.руб	228,20	502,08	502,08
аренда объектов электросетевого комплекса	тыс.руб	162,34	60,79	60,79
Налоги (без учета налога на прибыль), всего	тыс.руб	4 702,92	4 514,13	4 514,13
Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	тыс.руб	12 280,69	23 521,84	13 200,16

показатель	ед. изм.	2022		
		план	факт ТСО	ЭО факт
Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб	720,09	502,23	502,23
Налог на прибыль, в том числе:	тыс.руб			
налог на прибыль на капитальные вложения	тыс.руб			
Выпадающие доходы по п.87 Основ	тыс.руб	55,71	484,25	248,91
Амортизация ОС	тыс.руб	15 314,39	16 531,64	16 531,64
Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб	0,00	0,00	
ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс.руб	33 302,00	46 056,17	35 499,15
Корректировка	тыс. руб.	2 197,15		

ΔY - корректировка фактических расходов на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям рассчитана в соответствии со следующей формулой

$$\Delta Y_i = Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2},$$

$Y_{i-2}, Y_{i-2}^{\text{факт}}$ - плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям".

Корректировка фактических расходов на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям составляет **2 521,15 тыс. руб.**

PO_i - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учётом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию определяется в соответствии с методическими указаниями.

$$PO_i = \min\left(P_{\phi i-2}; N_{i-2}^{\text{усм}} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{онм ф}}\right) \times ЦП_{i-2}^{\phi} - \mathcal{E}_{i-2}^{\text{онм нл}} \times N_{i-2}^{\text{усм}} \times ЦП_{i-2}$$

В случае учета в необходимой валовой выручке на год $i-2$ экономии расходов на оплату потерь электрической энергии в соответствии с пунктом 34(3) Основ ценообразования корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию рассчитывается по следующей формуле:

$$PO_i = \left(\mathcal{E}_{i-2}^{\text{онм.ф.}} \times ЦП_{i-2}^{\phi} \times N - \mathcal{E}_{i-2}^{\text{онм.нл}} \times ЦП_{i-2} \times N\right) - \max\left(0; N_{i-2}^{\text{усм}} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{онмф}} - P_{\phi i-2}\right) \times ЦП_{i-2}^{\phi}$$

При установлении тарифов на 2022 год в отношении филиала экономии на оплату потерь электрической энергии не учитывалась.

Поступление (без собственных нужд), тыс. кВтч	Норматив потерь, %	Потери, тыс. кВтч	Цена потерь, руб./МВтч		Коррек- тировка, тыс. руб.
			2022		
2022 факт	план	2022 факт	план	факт	

540 196,78	4,98	22 530,40	2 860,43	2 957,99	-8 612,62
------------	------	-----------	----------	----------	-----------

ΔHBB_i - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности рассчитывается по формуле:

$$\Delta HBB_i = HBB_{i-2} - HBB_{i-2}^{\phi},$$

где

HBB_{i-2} - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на год $i-2$;

HBB_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год $i-2$ (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год $i-2$ тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

показатель	ед. изм.	2022
Утвержденная необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей	тыс. руб.	123 039,73
Утвержденная необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии	тыс. руб.	75 257,24
Фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	291 840,00
Фактическая оплата смежным ТСО по индивидуальным тарифам	тыс. руб.	78 498,09
Фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам (сверхнормативные потери)	тыс. руб.	0,00
Корректировка	тыс. руб.	- 15 044,94

Плановый и фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии в части содержания электрических сетей определен экспертами исходя из установленных тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учёта ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, и плановых фактических объёмов оказанных услуг соответственно

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

$$B_i^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 NP_{i-2}^{\text{ИП}} \cdot \left(\frac{ИП_{i-2}^{\text{факт}}}{ИП_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2, \text{мес}}^{\text{коррИП}}$$

показатель	ед. изм.	2022
амортизация	тыс. руб.	14 790,00
прибыль на ИП	тыс. руб.	0,00
собственные средства в тарифах	тыс. руб.	14 790,00
утверждено (скорректировано) в ИП	тыс. руб.	14 790,00
факт утверждённой (скорректированной) ИП	тыс. руб.	14 790,00

Корректировка	тыс. руб.	0,00
----------------------	------------------	-------------

Корректировка, осуществляемая в связи с изменением инвестиционной программы, за 9 месяцев 2022 года не производилась. Срок исполнения мероприятий определен утвержденной скорректированной программой январь-декабрь 2022 года.

Экспертами проанализирован пообъектный состав фактически исполненной инвестиционной программы на основании следующих представленных документов:

- отчет об исполнении инвестиционной программы за 2022 год по форме регулирующего органа. Отчет составлен с указанием каждого инвестиционного проекта.

- отчет об исполнении инвестиционной программы за 2022 год в формате шаблона NET.INV. В представленном отчете содержится перечень инвестиционных проектов, учтенных при установлении тарифов на 2022 год, и фактическое финансирование.

Корректировка необходимой валовой выручки с учетом показателей надежности и качества оказываемых услуг за 2022 году по расчету экспертов составила 1 476,48 тыс. руб. (фактические значения показателя надежности оказываемых услуг за 2022 год от его планового значения значительно улучшены, применен повышающий коэффициент 1,20%).

Корректировка необходимой валовой выручки с учетом показателей надежности и качества оказываемых услуг производится исходя из утвержденной НВВ и понижающего (повышающего) коэффициента.

Величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимой на основании фактических данных за 2021 год, определяется с учетом понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку электросетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2021 году, определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26.10.2010 № 254-э/1.

Анализ показателей надежности и качества проведен экспертами с применением 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, утвержденными приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256, в соответствии с которыми были установлены плановые показатели

Обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2022 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанный с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который в 2022 году определялся в соответствии с Методическими указаниями № 1256.

В соответствии с п 4.1.3 Методических указаний № 1256 коэффициенты допустимого отклонения на первый долгосрочный период регулирования устанавливаются для территориальных сетевых организаций равными 35% на первые три

расчётных периода регулирования и 30% на следующие расчётные периоды регулирования первого долгосрочного периода регулирования. В последующие долгосрочные периоды регулирования коэффициенты снижаются, в случае достижения показателей, на 1% в год до 25%.

Для АО «ГНЦ НИИАР» по надёжности и качеству экспертами применялись следующие коэффициенты допустимого отклонения:

1 ДПР	П _{saidi}	П _{saifi}	П _{тпр}
2012	35%	35%	35%
2013	35%	35%	35%
2014	35%	35%	35%

2 ДПР	П _{saidi}	П _{saifi}	П _{тпр}
2015	30%	30%	30%
2016	29%	29%	29%
2017	28%	28%	28%
2018	27%	27%	27%
2019	26%	26%	26%

3 ДПР	П _{saidi}	П _{saifi}	П _{тпр}
2020	25%	25%	25%
2021	25%	25%	25%
2022	25%	25%	25%
2023	25%	25%	25%
2024	25%	25%	25%

Максимальный процент корректировки, определяемый для 2020 года = 2 %.

Согласно п. 5.1.4 Методических указаний № 1256 обобщённый показатель рассчитывается на основании сопоставления фактических значений показателей надёжности и качества услуг с их плановыми значениями и учитывает результаты достижения плановых значений показателей с учётом соответствующих коэффициентов значимости для данной электросетевой организации.

Значение обобщённого показателя уровня надёжности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых начались с 2018 года, рассчитывается по формуле:

$$K_{об} = \alpha_1 \times K_{над1} + \alpha_2 \times K_{над2} + \beta_1 \times K_{кач1} + \beta_2 \times K_{кач3}, \quad (22)$$

где:

α_1 и α_2 , β_1 и β_2 - коэффициенты значимости показателей надёжности и качества оказываемых услуг:

$$\alpha_1 = 0,30 \text{ и } \alpha_2 = 0,30, \beta_1 = 0,30 \text{ и } \beta_2 = 0,1$$

Если плановое значение П_{saidi} достигнуто, то $K_{над1} = 0$; не достигнуто - $K_{над1} = 1$; достигнуто со значительным улучшением - $K_{над1} = 1$.

Если плановое значение П_{saifi} достигнуто, то $K_{над2} = 0$; не достигнуто - $K_{над2} = 1$; достигнуто со значительным улучшением - $K_{над2} = 1$.

П _{saidi}	0,47286		0,02660
% выполнения	достигнуто с наилучшим результатом	1	-94,37%
П _{saifi}	0,27978		0,02155
% выполнения	достигнуто с наилучшим результатом	1	-92,30%
П _{тпр}	1,00000		1,00000
% выполнения	достигнуто	0	0,00%
Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, К _{кач3} (для территориальной сетевой организации)	http://www.niiar.ru/info_energetics		
Значение обобщённого показателя ПНИК по методике (Коб)	0,60		

Понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг), установленный РЭК (в %) (КНК2021г.)	1,20%
--	-------

На основании п. 14 (3) Положения об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220, На основании заключения Министерства энергетики Российской Федерации о результатах осуществления контроля полноты, достоверности и своевременности представления данных о перерывах электроснабжения регулирующий орган определяет фактические значения показателей надежности, и 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 федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по принятию нормативных правовых актов в сфере государственного регулирования цен (тарифов), принимает решение о применении корректировки необходимой валовой выручки.

Таким образом, величина корректировки НВВ по результатам выполнения ПНиК составила **1 476,48 тыс. руб.**

Учитывая вышеизложенное, экспертами принимается суммарная величина корректировок за 2022 год с учетом формулы 3 п.11 МУ №98-э, учитываемая в необходимой валовой выручке на 2024 год, в размере **(-11 325,87) тыс. руб.**

Кроме этого, с учетом исполнения решения суда экспертами принято включить в состав НВВ сумму корректировки Враспред в сумме **6 949,25 тыс. руб.**

3.5. Расчёт расходов на покупную электроэнергию для компенсации потерь

Потери на 2024 год рассчитаны в соответствии с приказом Министерства цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области от 25.12.2019 № 06-481 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций, на период 2020 - 2024 годы» в размере 26 555 тыс. кВт*ч (4,98%) Объём потерь соответствует сводному прогнозному балансу производства и поставок электрической энергии (мощности) по Ульяновской области на 2024 год, утверждённому приказом ФАС.

Тариф покупки определён на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации с учётом официально опубликованных на официальном сайте Ассоциации НП «Совет рынка» (по состоянию на 01.11.2022) данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию (мощность), по субъектам Российской Федерации на 2023 год, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на расчётный период регулирования; с учётом

сбытовой надбавки и величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией и цены (тарифы) на которые подлежат государственному регулированию в размере 4 002,61 руб./МВтч.

В соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования № 1178 стоимость потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяется:

для Ульяновской области, расположенной на территории первой ценовой зоны оптового рынка, - на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации с учетом официально опубликованных советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию (мощность), установленных для квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на расчетный период регулирования;

с учетом сбытовой надбавки и величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией и цены (тарифы) на которые подлежат государственному регулированию.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	1 п/г 2024 план					2 п/г 2024 план					2024 план				
			Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1.2.	Ставка на оплату потерь э/э (РЭК)	руб./МВт.ч	643,30	219,99	303,88	471,77	1 058,58	706,74	248,59	343,38	533,10	1 196,20	675,01	237,28	328,32	497,12	1 127,40
2	Объем потерь э/э	млн.кВт.ч	337,90	74,19	19,39	100,78	143,54	332,60	191,69	9,49	56,12	75,30	670,50	265,88	28,88	156,90	218,84
3	Объем потерь мощности	МВт	114,51	25,13	6,57	34,18	48,62	109,76	63,24	3,13	18,55	24,84	112,13	44,18	4,85	26,37	36,73
4.	Расходы на оплату потерь электроэнергии в сетях ТСО по расчету органа регулирования (шаблон LIM)	тыс.руб.	1 291 707,54	499 739,64	68 738,86	302 106,15	421 122,88	1 418 108,53	533 834,54	74 038,05	331 210,29	479 025,65	2 709 816,08	1 033 574,18	142 776,92	633 316,45	900 148,54
5	Отпуск электроэнергии потребителям	млн.кВт.ч	2 007,94	530,38	64,78	579,73	833,05	2 006,54	553,62	69,76	600,22	782,94	4 014,48	1 084,00	134,54	1 179,95	1 615,99
6.	Переток на низший уровень напряжения	млн.кВт.ч		1 741,27	805,47	976,58			1 593,83	736,19	858,24			3 271,95	1 510,64	1 854,11	
6.1	ВН	млн.кВт.ч		889,64					815,44					1 674,73			
6.2	СН1	млн.кВт.ч		851,63	805,47				778,39	736,19				1 597,22	1 510,64		
6.3	СН2	млн.кВт.ч			0,00	976,58				0,00	858,24				0,00	1 854,11	

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	1 п/г 2024 план		2 п/г 2024 план		2024 план	
			ГП всего	ПАО "Ульяновск-энерго"	ГП всего	ПАО "Ульяновск-энерго"	ГП всего	ПАО "Ульяновск-энерго"
1	Оптовая цена эл. эн. (расчетная)	руб./МВтч	3 395,19	3 395,19	3 643,80	3 643,80	3 518,51	3 518,51
2	Индикативная цена на энергию	руб./МВтч	1 548,00	1 548,00	1 806,00	1 806,00	1 675,98	1 675,98
3	Объем потерь э/э	млн. кВтч	337,90	337,90	332,60	332,60	670,50	670,50
4	Индикативная цена на мощность	руб./МВт мес.	908 498,00	908 498,00	928 186,00	928 186,00	918 133,59	918 133,59
5	Объем потерь мощности	МВт	114,51	114,51	109,76	109,76	112,13	112,13
6	Оплата услуг ОАО «АТС»	руб./МВтч	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
7	Оплата услуг ЗАО «ЦФР»	руб./МВтч	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
8	Оплата услуг ОАО «Системный оператор ЕЭС»	руб./МВтч	5,47	5,47	5,47	5,47	5,47	5,47
9	Сбытовая надбавка	руб./МВтч	409,29	409,29	545,43	545,43	476,82	476,82
10	Тариф на покупку потерь	руб./МВтч	3 811,75	3 811,75	4 196,50	4 196,50	4 002,61	4 002,61

Стоимость потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определена в следующих размерах:

Статья	2022 год утв	2022 год факт ЭО	2023 год утв	2024 год утв	отклонение (утв 2024/утв. 2023)	
					абс	отн
Поступление в сеть	528 304,80	540 196,78	544 823,00	533 232,93	-11 590,07	-2,13%
Процент потерь	4,98%	4,17%	4,98%	4,98%	0,00	0,00%
Объём покупки потерь	26 309,80	22 530,40	27 132,00	26 555,00	-577,00	-2,13%
Тариф на покупку потерь	2 860,43	2 957,99	3 780,24	4 001,99	221,75	5,87%
Итого расходов на оплату потерь	75 257,24	66 644,62	102 565,51	106 272,85	3 707,34	3,61%

Таким образом, экспертами принимаются затраты на электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь, в размере **106 272,85 тыс. руб.** Рост по отношению к фактическим затратам 2022 года составил 59,46%, к утверждённым на 2022 год – 41,21%.

Заключение:

В соответствии с проведённым анализом представленных в составе тарифного дела АО «ГНЦ НИИАР» материалов (бухгалтерская и налоговая отчётность за 2022 год, подписанные руководителем и заверенные печатью), экспертами сделан вывод о достоверности данных за 2022 год, указанных в предложениях предприятия, бухгалтерской отчётности.

Расчёт необходимой валовой выручки и формы представления предложений соответствуют нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.

По результатам проведения экспертизы материалов дела АО «ГНЦ НИИАР» по установлению тарифов на услуги по передаче электрической энергии экспертами, в соответствии с Методическими указаниями от 06.08.2004 № 20-э/2 и от 17.02.2012 № 98-э, эксперты принимают необходимую валовую выручку:

наименование	тыс. руб. 2024 утверждено
НВВ всего (без учета покупки потерь)	120 193,11
Подконтрольные расходы	89 815,08
Неподконтрольные расходы	34 754,05
Корректировки необходимой валовой выручки на основе фактических данных за 2022 года	-11 325,25
Возмещение по решению суда	6 949,23
Затраты на электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь	107 272,85

**Руководитель Агентства по регулированию
цен и тарифов**

С.М. Курбатов

ЭКСПЕРТЫ: Коростелева А.Н.

Степанова Т.В.

Заворотная Л.Н.

	Индекс инфляции		3,17%			3,61%		4,30%	13,80%	6,00%	4,70%	7,20%
	Индекс эффективности операционных расходов		3,0%			3,00%		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
	Индекс изменения количества активов		0,18%			0,13%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Коэффициент эластичности		0,75			0,75		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	ИТОГО коэффициент индексации		1,00207			1,00603		1,01171	1,02820	1,01559	1,03984	
	Условные единицы	у.е.	3527,73		3532,33	3 532,33		3 532,33	3 532,33	3 532,33	3 532,33	3 532,33
	Статья		2020 год утверждено		2020 год ЭО	2021 год утв	2021 год ЭО	2022 год утв	2022 год факт ЭО	2023 год утв	2024 год предложение ТСО	2024 год утв
			ЭОР	с учётом МСА								
1	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб	5 257,14	4 978,25	6 471,08	5 008,26	5 416,00	5 066,91	7 456,52	5 209,80	5 291,02	5 417,35
2	Работы и услуги производственного характера	тыс.руб	1 488,15	1 409,21	5 365,73	1 417,70	4 148,62	1 434,30	3 650,20	1 474,75	1 497,74	1 533,50
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб	42 884,05	40 609,09	42 883,39	40 853,88	48 393,15	41 332,28	46 650,88	42 497,85	43 160,39	44 190,97
4	Расходы на страхование	тыс.руб	106,47	100,82	4,41	101,43	4,78	102,62	3,24	105,51	107,16	109,71
5	Другие прочие расходы	тыс.руб	35 406,68	33 528,39	48 403,33	33 730,50	48 988,43	34 125,48	43 619,00	35 087,82	35 634,84	36 485,72
6	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб	0,00	0,00		0,00		0,00		0,00	0,00	0,00
7	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб	2 016,36	1 909,40	2 810,08	1 920,91	4 179,43	1 943,40	3 917,36	1 998,21	2 029,36	2 077,81
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб	87 158,86	82 535,15	105 938,02	83 032,69	111 130,40	84 005,00	105 297,20	86 373,94	87 720,51	89 815,08
8	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб										
9	Аренда, всего, в том числе	тыс.руб	142,28		228,20	258,97	154,67	228,20	502,08	154,67	557,21	502,08
	аренда объектов электросетевого комплекса	тыс.руб	59,59		162,34	209,59	57,75	162,34	60,79	57,75	67,46	60,79
10	Налоги (без учета налога на прибыль), всего	тыс.руб	4 892,92		4 702,92	4 843,13	6 083,10	4 702,92	4 514,13	6 083,10	4 693,00	4 514,13
	плата за землю	тыс.руб	2 878,50		2 851,66	2 983,82	2 927,61	2 851,66	2 885,33	2 927,61	2 885,33	2 885,33
	налог на имущество	тыс.руб	0,00		0,00			0,00			0,00	0,00
	прочие налоги и сборы	тыс.руб	2 014,42		1 851,27	1 859,31	3 155,48	1 851,27	1 628,80	3 155,48	1 807,67	1 628,80
11	Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	тыс.руб	12 950,98	12 263,94	12 392,88	12 337,87	13 974,12	12 280,69	13 200,16	12 613,36	13 034,44	13 345,67
12	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб	449,18		693,06	454,45	515,13	720,09	502,23	571,59	557,39	557,39
13	Налог на прибыль, в том числе:	тыс.руб	0,00		0,00			0,00				
	налог на прибыль на капитальные вложения	тыс.руб	0,00		0,00	404,34	402,46	55,71	248,91	0,00	228,37	0,00
14	Выпадающие доходы по п.87 Основ	тыс.руб	0,00		0,00							
15	Амортизация ОС	тыс.руб	15 164,11		15 251,20	14 925,05	14 806,19	15 314,39	16 531,64	15 818,62	15 835,38	15 835,38
16	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб	13 846,54		9 717,00	0,00		0,00				
	ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс.руб	47 446,02	46 758,98	42 985,26	33 223,81	35 935,68	33 302,00	35 499,15	35 241,35	34 905,79	34 754,65
	Интеллектуальный учет	тыс.руб				0,00			2 521,15			
	Экономия на оплату потерь	тыс.руб				0,00						
17	Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка	тыс.руб										
	НВВ на содержание сетей	тыс.руб	134 604,88	129 294,14	148 923,28	116 256,50	147 066,09	117 307,00	143 317,51	121 615,29	122 626,30	124 569,73
	Корректировка ПР в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов	тыс.руб	988,66			62,11		0,00		2 390,37	8 447,06	7 651,46
	Корректировка НР исходя из фактических значений	тыс.руб	604,22			203,06		746,21		-1 560,60	14 154,83	2 197,15
	Корректировка фактических расходов на выполнение п.5 ст.37 35-ФЗ (обеспечение коммерческого учёта)	тыс.руб								531,49	2 798,03	2 521,15
	Корректировка по доходам от осуществления регулируемой деятельности	тыс.руб	419,92			-4 342,48		20 108,09		-9 517,26	-2 790,07	-15 044,94
	Корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	тыс.руб	-12 923,08			-101,93		205,61		-231,15		-8 612,62
	Корректировка в связи с изменением (неисполнением) ИП	тыс.руб	525,39			0,00		-4 519,93		4 272,47		0,00

	Корректировка с учётом надёжности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг)	тыс.руб	0,00			1 389,34		-1 497,87		-1 402,83	1 476,48	1 476,48
18	ИТОГО корректировки	тыс.руб	-10 384,90			-3 078,15		16 788,40		-6 370,66	24 086,33	-11 325,87
19	Корректировка по предписанию ФАС России	тыс.руб										
20	Необоснованные доходы (расходы) в соответствии с п. 7 Основ ценообразования	тыс.руб	5 913,43			14 896,44						
	Сглаживание					3 724,11		-11 055,68		4 496,27	7 093,38	6 949,25
	Возмещение по решению суда									14 939,92		
21	ИТОГО НВВ на содержание сетей с учётом корректировок	тыс.руб	130 133,41	124 822,67	148 923,28	116 902,46	147 066,09	123 039,73	143 317,51	134 680,82	153 806,01	120 193,11
	Поступление в сеть	тыс. кВтч	526 917,78		456 288,20	489 208,30	455 704,80	528 304,80	540 196,78	544 823,00	534 501,00	533 232,93
	Процент потерь	%	4,98%		5,07%	4,98%	5,07%	4,98%	4,17%	4,98%	4,97%	4,98%
	Объём покупки потерь	тыс. кВтч	26 234,40		23 137,93	24 362,60	23 104,87	26 309,80	22 530,40	27 132,00	26 555,00	26 555,00
	Тариф на покупку потерь	руб./МВтч	2 641,04		2 649,47	2 832,85	2 822,67	2 860,43	2 957,99	3 780,24		4 001,99
	Итого расходов на оплату потерь	тыс.руб	69 286,11		61 303,36	69 015,68	65 217,32	75 257,24	66 644,62	102 565,51		106 272,85

**Руководитель Агентства по регулированию
цен и тарифов**

С.М. Курбатов

ЭКСПЕРТЫ: Коростелева А.Н.

Степанова Т.В.

Заворотная Л.Н.