

**ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА № 50  
заседания Правления комитета  
Тульской области по тарифам, прошедшего  
в формате видеоконференцсвязи**

**25 ноября 2022 года**

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ:**

**Председатель комитета Тульской области по тарифам**

**ВАСИН Д.А.**

**Присутствовали:**

**Члены правления комитета:**

Васин Дмитрий Анатольевич	-	председатель комитета Тульской области по тарифам, председатель правления
Войтицкая Татьяна Владимировна	-	начальник отдела регулирования коммунального комплекса и потребительского рынка комитета Тульской области по тарифам
Денисова Елена Владимировна	-	заместитель председателя комитета Тульской области по тарифам, заместитель председателя правления
Кречетова Елена Викторовна	-	начальник отдела государственного контроля комитета Тульской области по тарифам
Маловинский Евгений Владимирович	-	начальник отдела балансов и регулирования топливно-энергетического комплекса комитета Тульской области по тарифам
Фаткина Мария Геннадьевна	-	начальник отдела анализа товарных рынков Управления федеральной антимонопольной службы по Тульской области
Коновалов Александр Петрович	-	представитель Ассоциации «НП «Совет рынка», заместитель начальника главного управления по благоустройству – начальник отдела по благоустройству по Советскому территориальному округу г. Тулы

**От аппарата комитета:**

Карсеева Галина Вячеславовна	-	консультант
Катаева Юлия Юрьевна	-	заместитель начальника отдела
Козенко Елена Владимировна	-	главный консультант
Скоропупова Елена Васильевна	-	главный специалист - эксперт

Филимонова Ирина Владимировна	-	заместитель начальника отдела
Шалик Светлана Викторовна	-	Главный консультант

**Приглашенные на заседание:**

Воронкова Юлия Олеговна	-	специалист ГКУ ТО «Экспертиза»
Паршина Марина Валентиновна	-	заместитель генерального директора ООО Аудиторская фирма «ОСБИ-М»
Рунин Александр Юрьевич	-	ведущий эксперт ГКУ ТО «Экспертиза»
Шашок Лидия Алексеевна	-	эксперт 2 категории ГКУ ТО «Экспертиза»
Шишляков Павел Олегович	-	директор ГКУ ТО «Экспертиза»
Яворский Виктор Корнеевич	-	генеральный директор ООО «ТОРИ-АУДИТ»

## Повестка дня

1. Об установлении размера экономически обоснованных расходов на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединению) газоиспользующего оборудования физических лиц к газораспределительным сетям, осуществляемых без взимания с них средств и не покрытых финансовыми средствами для АО «Газпром газораспределение Тула» за 3 квартал 2022 года – докладчик Козенко Е.В.

2. Об установлении индивидуальной платы за подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоснабжения, АО «Тулагорводоканал» объекта капитального строительства: «Жилой комплекс на ул. Михеева, г. Тула» - докладчик Войтицкая Т.В.

3. Об установлении индивидуальной платы за подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения, АО «Тулагорводоканал» объекта капитального строительства: «Жилой комплекс на ул. Михеева, г. Тула» - докладчик Войтицкая Т.В.

Председатель комитета Тульской области по тарифам Васин Д.А. уточнил о наличии изменений и дополнений в повестку дня заседания Правления. Воронкова Ю.О. предложила включить в повестку дня следующие вопросы:

4. Об установлении стандартизированных тарифных ставок для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2023 год - докладчик Маловинский Е.В.;

5. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2023 год для сетевых организаций Тульской области - докладчик Маловинский Е.В.;

6. Об утверждении долгосрочных параметров регулирования, индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевыми организациями Тульской области на 2023 год (по списку):

докладчик Филимонова И.В.:

6.1 АО «Алексинская электросетевая компания»;

6.2 АО «Узловский машиностроительный завод».

докладчик Шалик С.В.:

6.3 ООО «Промэнергосбыт»;

6.4 ООО «ПромТехноПарк»;

6.5 АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова»;

докладчик Шашок Л.А.:

6.6 ООО «Энергосеть»;

6.7 АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод»;

6.8 АО «Акционерная компания «Туламашзавод»;

6.9 ООО «ТранзитЭнерго»;

докладчик Карсеева Г.В.:

6.10 АО «Щекиноазот»;

6.11 АО «Технопарк»;

6.12 Центральный филиал ООО «Газпром энерго»;

6.13 ОАО «Щекинская городская электросеть»;

6.14 Московская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго филиал ОАО «РЖД»;

6.15 Филиал Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»;

6.16 ООО «Ин-Групп Энерго».

7. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям Тульской области и утверждении тарифов на услуги по передаче электроэнергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2023 год – докладчик Маловинский Е.В.

8. Об утверждении долгосрочных параметров регулирования, необходимой валовой выручке и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети» в отношении которой применяется метод доходности инвестированного капитала на 2023-2027 годы – докладчик Шалик С.В.

9. Об утверждении долгосрочных параметров регулирования, необходимой валовой выручке для филиала «ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала на долгосрочный период регулирования 2023-2027 годы – докладчик Катаева Ю.Ю.

10. Об утверждении тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения МУП МО город Тула «Ремжилхоз» - докладчик Скоропулова Е.В.

**4. Об установлении стандартизированных тарифных ставок для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2023 год**

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Войтицкая Т.В., Маловинский Е.В., Кречетова Е.В., Коновалов А.П.**

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении стандартизированных тарифных ставок для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2023 год.

Стандартизированные тарифные ставки на 2023 год приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

N п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки	Единица измерения
1	С <sub>1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и выдачу уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	22 757,04	рублей за одно присоединение (без НДС)
		стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого	20 925,83	

		хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям		
1.1	С1.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	5 652,17	
1.2	С1.2.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	17 104,87	
1.2.3	С1.2.2	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце <b>седьмом</b> пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	15 273,66	

2	С <sub>2.3.1.4.1.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным	1 876 714,27	рублей/км (без НДС)
3	С <sub>2.3.1.4.1.1</sub> <sup>1-20 кВ</sup>	алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	3 562 303,22	
4	С <sub>2.3.1.4.2.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным	2 110 194,95	
5	С <sub>2.3.1.4.2.1</sub> <sup>1-20 кВ</sup>	алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	3 161 402,01	
6	С <sub>3.1.1.2.2.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 704 650,19	
7	С <sub>3.1.2.1.1.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или	1 325 417,06	
8	С <sub>3.1.2.1.1.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 901 253,13	
9	С <sub>3.1.2.1.2.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или	1 881 354,54	
10	С <sub>3.1.2.1.2.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 551 378,38	
11	С <sub>3.1.2.1.2.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или	4 140 822,88	
12	С <sub>3.1.2.1.3.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	2 150 435,51	
13	С <sub>3.1.2.1.3.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или	3 169 272,45	
		пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до		

		200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее		
14	С <sub>3.1.2.1.3.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	3 942 994,59	
15	С <sub>3.1.2.1.4.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 078 184,13	
16	С <sub>3.1.2.2.2.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 773 477,67	
17	С <sub>3.1.2.2.2.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>		2 445 929,72	
18	С <sub>3.1.2.2.2.2</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	4 676 222,98	
19	С <sub>3.1.2.2.3.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 822 648,91	
20	С <sub>3.1.2.2.3.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>		2 876 331,67	
21	С <sub>3.1.2.2.3.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	7 456 131,49	
22	С <sub>3.1.2.2.3.2</sub> <sup>1-10 кВ</sup>		5 588 770,18	
23	С <sub>3.1.2.2.4.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией	3 527 508,76	

24	С <sub>3.1.2.2.4.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	3 838 445,55
25	С <sub>3.1.2.2.4.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	8 795 016,99
26	С <sub>3.1.2.2.4.2</sub> <sup>1-10 кВ</sup>		8 369 954,29
27	С <sub>3.1.2.2.4.4</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	11 965 538,54
28	С <sub>3.6.2.1.1.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	4 210 974,19
29	С <sub>3.6.2.1.1.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	10 709 976,46
30	С <sub>3.6.2.1.2.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	5 351 819,26

31	С <sub>3.6.2.1.2.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	11 662 318,01	
32	С <sub>3.6.2.1.3.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	4 814 048,05	
33	С <sub>3.6.2.1.3.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	11 595 120,16	
34	С <sub>3.6.2.1.4.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	13 558 513,70	

35	С <sub>3.6.2.1.4.3</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	10 604 006,69	
36	С <sub>3.6.1.1.3.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	7 481 541,85	
37	С <sub>3.6.2.2.2.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	4 767 107,70	
38	С <sub>3.6.2.2.2.2</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	7 523 913,23	
39	С <sub>3.6.2.2.3.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм	7 436 724,25	

		включительно с одной трубой в скважине		
40	С <sub>3.6.2.2.3.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	12 568 474,30	
41	С <sub>3.6.2.2.3.2</sub> <sup>1-10 кВ</sup>		11 599 109,38	
42	С <sub>3.6.2.2.3.3</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	18 939 789,80	
43	С <sub>3.6.2.2.4.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	6 936 913,98	
44	С <sub>3.6.2.2.4.1</sub> <sup>1-10 кВ</sup>		7 020 846,78	
45	С <sub>3.6.2.2.4.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	14 009 799,20	
46	С <sub>4.1.4</sub> <sup>1-20 кВ</sup>	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000 А включительно	2 417 824,70	рублей/шт. (без НДС)

47	$C_{4.2.3}^{1-20 \text{ кВ}}$	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500 А включительно	39 162,35	рублей/кВт (без НДС)
48	$C_{5.1.1.1}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	24 762,65	
49	$C_{5.1.1.1}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		23 055,03	
50	$C_{5.1.2.1}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	12 662,80	
51	$C_{5.1.2.1}^{10/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	13 630,36	
52	$C_{5.1.2.2}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	9 215,13	
53	$C_{5.1.2.2}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		12 970,64	
54	$C_{5.1.3.2}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	6 415,64	
55	$C_{5.1.3.2}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		5 789,87	
56	$C_{5.1.4.2}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	5 442,95	
57	$C_{5.1.4.2}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		7 921,23	
58	$C_{5.1.5.2}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 503,23	
59	$C_{5.1.5.2}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		4 690,18	

60	$C_{5.1.3.3}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	18 487,82
61	$C_{5.1.3.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		12 755,22
62	$C_{5.1.4.3}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	15 301,09
63	$C_{5.1.5.3}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно блочного типа	6 479,31
64	$C_{5.1.5.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		8 157,52
65	$C_{5.2.3.2}^{10/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	23 127,67
66	$C_{5.2.3.3}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	19 688,33
67	$C_{5.2.3.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		18 477,39
68	$C_{5.2.4.3}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	27 598,17
69	$C_{5.2.4.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		11 092,33
70	$C_{5.2.5.3}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно блочного типа	26 710,84
71	$C_{5.2.5.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		13 317,52
72	$C_{5.2.10.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 2000 до 2500 кВА включительно блочного типа	16 826,50

73	С <sub>6.1.3.2</sub> <sup>6(10)/0,4 кВ</sup>	распределительные однострансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА включительно закрытого типа	38 622,82	рублей/кВт (без НДС)
74	С <sub>6.1.5.2</sub> <sup>6(10)/0,4 кВ</sup>	распределительные однострансформаторные подстанции мощностью от 400 до 630 кВА включительно закрытого типа	19 093,52	
75	С <sub>6.2.3.2</sub> <sup>6(10)/0,4 кВ</sup>	распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА включительно закрытого типа	55 667,56	
76	С <sub>8.1.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	12 594,13	рублей за точку учета (без НДС)
77	С <sub>8.2.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	25 237,18	
78	С <sub>8.2.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	52 048,27	

**Примечания:**

1. Плата за технологическое присоединение определяется с применением стандартизированных тарифных ставок и льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности, установленных настоящим постановлением, в соответствии с Методическими указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденными приказом ФАС России от 30.06.2022 № 490/22.

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: согласиться с размером стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2023 год, в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

**Результаты голосования:**

«принять» - 5 (Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.).

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

#### **5. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2023 год для сетевых организаций Тульской области**

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В., Коновалов А.П.**

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2023 год для сетевых организаций Тульской области.

Для расчета плановых значений на 2023 год экспертной группой были использованы фактические данные ТСО за 2019 - 2021 годы и значения единых стандартизированных тарифных ставок на 2023 год.

Экспертная группа предлагает утвердить сумму выпадающих доходов ТСО от технологического присоединения, принятую к учету в НВВ сетевых организаций на 2023 год в размере 410 810,90 тыс. руб. в том числе:

размер выпадающих доходов ООО «ПромЭнергоСбыт» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2023 год в размере 198 264,36 тыс. руб., в том числе за 2021 год в размере 138 537,36 тыс. руб., на 2023 год в размере 59 727,00 тыс. руб.;

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: согласиться с размером выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2023 год для сетевых организаций Тульской области в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

«принять» - 5 (Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.).

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

#### **8. Об утверждении долгосрочных параметров регулирования, необходимой валовой выручке и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети» в отношении которой применяется метод доходности инвестированного капитала на 2023-2027 годы**

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В., Коновалов А.П., Шалик С.В.**

Слушали Шалик С.В., которая доложила об утверждении долгосрочных параметров регулирования, необходимой валовой выручке и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевой организацией АО «Тулские городские электрические сети» в отношении которой применяется метод доходности инвестированного капитала на 2023-2027 годы.

АО «ТГЭС» представлены материалы на установление необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электроэнергии на новый долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг. Уточненное предложение об установлении тарифов представлено письмами от 21.10.2022 № 03-16/8031, от 18.11.2022 г. № 03-16/8762.

Экспертная группа исходила из того, что содержащаяся в представленных документах информация является достоверной.

Ответственность за достоверность представленных документов и информации несет АО «ТГЭС».

#### **Оценка финансового состояния АО «ТГЭС» за 2021 г.**

Основные финансово-экономические показатели хозяйственной деятельности АО «ТГЭС» за 2021 год приведены в таблице 8.1.

#### **Основные финансовые показатели АО «ТГЭС» за 2020-2021 гг.**

Таблица 8.1.

<b>Название показателя</b>	<b>2020 год</b>	<b>2021 год</b>	<b>Отклонение показателей 2021 г. к 2020 г, %</b>
Выручка от реализации	1 380 563	1 409 647	2,11 %
Себестоимость продаж	-994 099	-1 074 129	8,05 %
Прибыль (убыток) от продаж	386 464	335 518	-13,18 %
Чистая прибыль	271 071	233 899	-13,71 %
Рентабельность продаж	28,0%	23,8%	-4,2 %

Выручка компании в 2021 году по сравнению с 2020 годом увеличилась на 29 084 тыс. руб., или 2,11 %, при этом произошло увеличение себестоимости продаж на 80 030 тыс. руб., или 8,05 %. Прибыль от продаж уменьшилась на 13,8 % по сравнению с 2020 годом, при этом чистая прибыль также снизилась на 13,71 %. Рентабельность продаж по сравнению с 2020 годом в 2021 году снизилась.

#### **Основные технико-экономические показатели**

Анализ основных технико-экономических показателей АО «ТГЭС» за 2020-2023 гг. приведен в таблице 8.2. Анализ основных технико-экономических показателей на новый долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг. приведен в таблице 8.3.

#### **Основные технико-экономические показатели за 2020-2023 гг.**

Таблица 8.2.

<b>Показатели</b>	<b>Фактические млн. кВт*ч 2020</b>	<b>Плановые млн. кВт*ч 2021</b>	<b>Фактические млн. кВт*ч 2021</b>	<b>Плановые млн. кВт*ч 2022</b>	<b>Плановые млн. кВт*ч 2023</b>
Отпуск	1 109,09	1 129,64	1 175,10	1 144,33	1 142,71
Потери	127,99	159,17	130,15	161,24	126,61

В 2021 году плановый объем отпуска электрической энергии АО «ТГЭС» составлял 1129,64 млн. кВт\*ч, плановый объем потерь – 159,17 млн. кВт\*ч. Фактический объем отпуска электрической энергии в 2021 году составил 1175,10 млн. кВт\*ч, что выше планового на 45,46 млн. кВт\*ч, или 4,02 %. Фактические потери за 2021 год ниже плановых на 29,02 млн. кВт\*ч, или на 18,23 %.

**Основные технико-экономические показатели на 2023-2027 гг.**

Таблица 8.3

Показатели	Плановые млн. кВт*ч 2023 год	Плановые млн. кВт*ч 2024 год	Плановые млн. кВт*ч 2025 год	Плановые млн. кВт*ч 2026 год	Плановые млн. кВт*ч 2027 год
Отпуск	1 142,71	1 148,38	1 154,12	1 159,89	1 165,69
Потери	126,61	127,24	127,88	128,52	129,16

Плановый объем отпуска электрической энергии АО «ТГЭС» в 2027 году должен составить 1 165,69 46 млн.кВт\*ч. В течение долгосрочного периода планируемые параметры расчета тарифов будут уточняться в каждом году долгосрочного периода.

**Отнесение АО «ТГЭС» к ТСО**

На основании анализа представленной АО «ТГЭС» технической документации, а также на основании представленных АО «ТГЭС» сведений об иных критериях, установленных Постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» определены критерии АО «ТГЭС». Экспертная группа установила факт соответствия АО «ТГЭС» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Приказом ФАС России от 14.11.2022 № 806/22 для АО «ТГЭС» согласован очередной долгосрочный период регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода доходности инвестированного капитала по 31 декабря 2027 года и соответствующие долгосрочные параметры регулирования деятельности АО «ТГЭС», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала, на период с 2023 по 2027 годы согласно приложению № 11 к вышеназванному приказу.

Для АО «ТГЭС» 2023 год является первым годом нового долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг.

**Определение долгосрочных параметров регулирования для АО «ТГЭС» на долгосрочный период регулирования 2023 – 2027 гг.**

В пункте 33 Основ ценообразования определено, что при использовании метода доходности инвестированного капитала необходимая валовая выручка организации, осуществляющей регулируемую деятельность, устанавливается на долгосрочный период регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования.

В соответствии с п. 33:

«При использовании метода доходности инвестированного капитала необходимая валовая выручка организации, осуществляющей регулируемую деятельность, устанавливается на долгосрочный период регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования.

Расчет необходимой валовой выручки на долгосрочный период регулирования осуществляется на основе долгосрочных параметров регулирования, к которым относятся:

- базовый уровень операционных расходов;
- индекс эффективности операционных расходов;
- размер инвестированного капитала;
- чистый оборотный капитал;

норма доходности инвестированного капитала;  
срок возврата инвестированного капитала;  
коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктом 32 настоящего документа;  
уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с пунктом 40(1) настоящего документа;  
уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с пунктом 8 настоящего документа».

Долгосрочные параметры регулирования АО «ТГЭС», на основании которых производится расчет необходимой валовой выручки на новый долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг., проанализированы экспертной группой.

1. Базовый уровень операционных расходов на 2023 год определен экспертами на основании проведенной экспертизы фактических операционных расходов за 2021 год с учетом анализа динамики фактических операционных расходов за 2018–2020 гг., а также ожидаемых расходов 2022 года и планируемых АО «ТГЭС» операционных расходов на 2023 год – первый год долгосрочного периода регулирования. Результаты расчета базового уровня операционных расходов, определенного экспертами на основании представленных АО «ТГЭС» обосновывающих документов и осуществленного в соответствии с требованиями Основ ценообразования в электроэнергетике, приведены ниже в экспертном заключении. По расчету экспертной группы экономически обоснованный базовый уровень операционных расходов на 2023 год составляет 312 840,11 тыс. руб.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 14.11.2022 г. № 2053 (пп. 21 п.4) при установлении тарифов на 2023 год не применяются положения абзаца 14 п. 34 Основ ценообразования в части установления базового уровня операционных расходов с применением метода сравнения аналогов.

Постатейный анализ базового уровня операционных расходов приведен ниже в настоящем заключении.

2. Индекс эффективности операционных расходов, рассчитанный в соответствии с положениями приказа ФСТ России от 18.03.2015 года № 421-э по расчету экспертной группы составляет 2 %. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 14.11.2022 г. № 2053 индекс эффективности устанавливается регулирующими органами на 2023 год в размере 1 процента.

3. Размер инвестированного капитала устанавливается только на момент перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала.

При переходе к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала по данным независимой оценки активов АО «ТГЭС» полная величина инвестированного капитала составила 3 619 551,97 тыс. руб., остаточная величина инвестированного капитала (размер инвестированного капитала) – 1 038 370,96 тыс. руб.

На момент перехода к долгосрочному периоду 2023-2027 гг. старый капитал полностью возвращен. По мнению экспертной группы, размер инвестированного капитала (РИК) для АО «ТГЭС» не устанавливается.

4. Чистый оборотный капитал (ЧОК) рассчитан АО «ТГЭС» в соответствии с п. 38 Методических указаний 228-э.

5. Норма доходности на инвестированный капитал

Норма доходности на капитал, инвестированный после перехода к регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного

капитала, установлена Приказом ФСТ РФ от 17.02.2012 г. № 98/1-э (в редакции от 17.11.2014 г.) и составляет с 2013 года 11 %.

6. Срок возврата инвестированного капитала в соответствии с п. 75 Методических указаний № 228-э составляет 35 лет.

7. Коэффициент эластичности расходов по количеству активов.

В соответствии с п. 13 Методических указаний 228-э коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливается равным 0,75.

8. Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям.

Для АО «ТГЭС» 2023 год является первым годом очередного долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. Одним из долгосрочных параметров регулирования, устанавливаемых на долгосрочный период регулирования, является уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике.

Для АО «ТГЭС», долгосрочный период регулирования которого начинается с 2023 года, уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на 2023-2027 гг. определяется в соответствии с п.40(1) Основ ценообразования, а именно исходя из величины отпуска электрической энергии в сеть за последний истекший год по соответствующему уровню напряжения и минимального значения из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям для соответствующей группы ТСО на соответствующем уровне напряжения, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации, и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ТСО на соответствующем уровне напряжения за последний истекший год. Для ТСО, осуществляющих передачу электрической энергии сторонним потребителям (субабонентам) и для собственного потребления, уровень фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на соответствующем уровне напряжения за последний истекший год определяется исходя из отпуска электрической энергии в сеть и величины фактических потерь электрической энергии в отношении сторонних потребителей (субабонентов) за последний истекший год.

Нормативы потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций на соответствующих уровнях напряжения утверждены приказом Министерства энергетики РФ от 26.09.2017 г. № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций».

Экспертами произведен расчет уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО «ТГЭС» в соответствии с положениями п. 40(1) на 2023 год, расчет представлен в таблице 8.4.

#### **Расчет уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО «ТГЭС» на 2023 год.**

Таблица 8.4

Наименование показателя	Ед. изм.	Всего	В том числе по уровню напряжения			
			ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7
Базовый период (факт 2021 г.)						

Наименование показателя	Ед. изм.	Всего	В том числе по уровню напряжения			
			ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7
Поступление в сеть из других организаций за 2021 год, в том числе:	тыс.кВт ч	1 175 104,9790	1 129 699,5200	25 358,1170	19 782,3750	264,9670
от электростанций	тыс.кВт ч					
от ПАО «ФСК ЕЭС»	тыс.кВт ч					
от смежных сетевых организаций	тыс.кВт ч	1 175 104,9790	1 129 699,5200	25 358,1170	19 782,3750	264,9670
Поступление в сеть из других уровней напряжения (трансформация) за 2021 год	тыс.кВт ч	1 770 437,8110	х	0,0000	1 152 236,1520	618 201,6590
Отпуск электроэнергии в сеть, всего, за 2021 год	тыс.кВт ч	1 175 104,9790	1 129 699,5200	25 358,1170	1 172 018,5270	618 466,6260
Фактические потери электроэнергии за 2021 год	тыс.кВт ч	130 148,4400			72 304,34	57 844,10
	%	11,0755	0,00	0,0000	6,1692	9,3528
Сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов	МВ·А	685,7100				
Протяженность линий (воздушных и кабельных) электропередачи в одноцепном выражении	км	2 880,6360			1 262,521	1 618,115
в том числе протяженность воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении	км	852,1220			77,4220	774,7000
Отношение отпуска электроэнергии в сеть к суммарной протяженности	тыс. кВт·ч/км	х	0,00	0,00	928,3161	382,2143
Отношение отпуска электроэнергии в сеть к суммарной протяженности к сумме номинальных мощностей силовых трансформаторов	тыс. кВт·ч/МВ·А	х	0,00	0,00	1 709,2044	х

Наименование показателя	Ед. изм.	Всего	В том числе по уровню напряжения			
			ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7
Соотношение протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении (доля ВЛ)	%	x	0,00	0,00	6,1323	47,8767
Норматив потерь электроэнергии по приказу Минэнерго России от 26.09.2017 № 887	%	x	0,00	0,00	6,1700	13,4900
Минимальное значение из норматива потерь и фактических потерь электрической энергии (n)	%	x	0,00	0,00	6,1692	9,3528
Плановый отпуск электрической энергии в сеть на плановый период регулирования	тыс. кВт ч	1 142 710,9990	x	x	x	x
Величина потерь электрической энергии	тыс. кВт ч	126 612,3787	x	x	x	x
Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (N)		11,08	x	x	x	x

Таким образом, уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО «ТГЭС» сторонним потребителям на 2023 год, определенный в соответствии с п. 40(1) Основ ценообразования № 1178, составляет 11,08 %.

9. Расчет показателей надежности и качества оказываемых услуг произведен экспертами Комитета Тульской области по тарифам в соответствии со следующими нормативными документами: с Постановлением Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг» и Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

Значения показателей приведены в таблице 5.

Долгосрочные параметры регулирования АО «ТГЭС» утверждены приказом ФАС России от 14.11.2022 № 806/22 (Приложение 11) и представлены в таблице 8.5.

## Долгосрочные параметры регулирования АО «ТГЭС» на 2023-2027 гг.

Таблица 8.5

Год	Базовый уровень операционных расходов	Индекс Эффективности и операционных расходов	Размер Инвестиционного капитала	Чистый оборотный капитал	Норма доходности на инвестированный капитал		Коэффициент эластичности	Уровень Потерь электрической энергии при ее передаче по сетям	Срок возврата инвестированного капитала	Уровень надежности и качества реализуемых товаров и услуг		
					НДi	НД				Показатель средней продолжительности прекращения передачи э/э на точку поставки	Показатель средней частоты прекращения передачи и э/э на точку поставки	Показатель уровня качества оказываемых услуг
					%	%						
2023	312,84	1,0	X	16,10	11,0	11,0	75	11,08	35	0,57534	0,38326	1,0000
2024	X	1,0	X	16,86	11,0	11,0	75	X	35	0,56671	0,37751	1,0000
2025	X	1,0	X	17,54	11,0	11,0	75	X	35	0,55821	0,37185	1,0000
2026	X	1,0	X	18,24	11,0	11,0	75	X	35	0,54984	0,36627	1,0000
2027	X	1,0	X	18,97	11,0	11,0	75	X	35	0,54159	0,36078	1,0000

Указанные в таблице долгосрочные параметры регулирования согласованы приказом ФАС России от 14.11.2022 № 806/22 (Приложение № 11) в редакции приказа ФАС России от 25.11.2022 № 895/22.

**Ведение базы инвестированного капитала с учетом реализации АО «ТГЭС» инвестиционной программы в 2021 году для определения необходимой валовой выручки в 2023 году.**

Регулирование тарифов АО «ТГЭС» осуществляется с применением метода доходности инвестированного капитала с 01.01.2013 г.

Согласно методическим указаниям, во втором и последующих периодах регулирования база инвестированного капитала включает как активы, созданные до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, так и активы, созданные в соответствии с инвестиционными программами, реализуемыми в течение применения метода доходности инвестированного капитала.

Учет инвестированного капитала осуществляется по первоначальной и остаточной стоимости.

Первоначальная стоимость (ПИК) отражает полную стоимость восстановления объектов (за исключением объектов, построенных и реконструированных за счет поступлений от платы за технологическое присоединение).

Остаточная стоимость (ОИК) отражает полную величину инвестированного капитала на начало долгосрочного периода регулирования, уменьшенную на величину возврата инвестированного капитала.

При определении первоначальной и остаточной стоимости базы инвестированного капитала не учитывается капитал, который был возвращен в полном объеме (после возврата капитала в полном объеме первоначальная и остаточная стоимости базы инвестированного капитала уменьшается на полную величину возвращенного инвестированного капитала).

Учет базы инвестированного капитала ведется по показателям, представленным в таблице 8.6.

**Учет базы инвестированного капитала во втором и последующих периодах регулирования**

Таблица 8.6.

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на начало ДПР	ПИК <sub>0</sub>	На начало второго ДПР равна сумме первоначальной стоимости базы инвестированного капитала и первоначальной стоимости капитала, инвестированного до перехода на регулирование по методу доходности инвестированного капитала с учетом изменений за первый ДПР (выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного)
		Начиная с третьего ДПР равна первоначальной стоимости базы инвестированного капитала

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
Остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало ДПР	ОИК <sub>0</sub>	<p>предшествующего ДПР с учетом изменений за предшествующий ДПР (выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного)</p> <p>На начало второго ДПР равна сумме остаточной стоимости базы инвестированного капитала и остаточной стоимости капитала, инвестированного до перехода на регулирование по методу доходности инвестированного капитала с учетом изменений за первый ДПР (возврат, выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного)</p>
Первоначальная / остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало 1-го года ДПР	ПИК <sub>1</sub> ОИК <sub>1</sub>	<p>Плановая:</p> $\text{ПИК}_1 = \text{ПИК}_0$ $\text{ОИК}_1 = \text{ОИК}_0$ <p>Скорректированная:</p> $\text{ПИК}_1^{\text{СК}} = \text{ПИК}_0^{\text{СК}}$ $\text{ОИК}_1^{\text{СК}} = \text{ОИК}_0^{\text{СК}}$
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на начало 2-го и последующих года ДПР	ПИК <sub>i+1</sub>	<p>Корректировка производится с учетом фактических вводов и выбытий, которые были учтены при установлении ПИК<sub>0</sub> как планируемые</p> <p>Плановая:</p> $\text{ПИК}_{i+1} = \text{ПИК}_0 + \sum_{j=1}^i \text{Э}_j^{\text{ПЛ}}, \text{ где}$ <p>Э<sub>j</sub><sup>ПЛ</sup> - объем ввода объектов в эксплуатацию, запланированный к осуществлению в году j ДПР</p> <p>Скорректированная:</p> $\text{ПИК}_{i+1}^{\text{СК}} = \text{ПИК}_0^{\text{СК}} + \sum_{j=1}^i \text{Э}_j^* - \sum_{j=1}^i \text{Выб}_j^{\text{П}} - \sum_{j=1}^i \text{Корр}_j^{\text{П}}, \text{ где}$

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
Остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало 2-го и последующих года ДПР	ОИК <sub>i+1</sub>	<p>Э<sub>j</sub><sup>*</sup> - скорректированная стоимость объектов, введенных в эксплуатацию,</p>
		<p>Выб<sub>j</sub><sup>П</sup> - первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, соответствующая фактическому выбытию активов до установленного срока их использования, и первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, который был возвращен в полном объеме,</p>
		<p>Корр<sub>j</sub><sup>П</sup> - корректировка первоначальной стоимости базы инвестированного капитала по итогам года j периода регулирования, определяемая регулирующим органом, связанная с фактическим изменением состава и стоимости активов.</p>
		<p>Плановая:</p>
		<p>ОИК<sub>i+1</sub> = ОИК<sub>0</sub> + ∑<sub>j=1</sub><sup>i</sup> Э<sub>j</sub><sup>ПЛ</sup> - ∑<sub>j=1</sub><sup>i</sup> <math>\frac{\text{ПИК}_j}{\text{СВК}}</math>, где</p>
		<p>Э<sub>j</sub><sup>ПЛ</sup> - объем ввода объектов в эксплуатацию, запланированный к осуществлению в году j ДПР,</p>
		<p>Скорректированная:</p>
		<p>ОИК<sub>i+1</sub><sup>СК</sup> = ПИК<sub>i+1</sub><sup>СК</sup> - ∑<sub>j=1</sub><sup>i</sup> <math>\frac{\text{ПИК}_j^{\text{СК}}}{\text{СВК}}</math> - ПИК<sub>0</sub><sup>СК</sup> + ОИК<sub>0</sub><sup>СК</sup></p>
Ввод объектов в эксплуатацию	Э <sup>ПЛ</sup>	<p>Плановая:</p>
	Э <sup>*</sup>	<p>Э<sub>j</sub><sup>ПЛ</sup> = В<sub>j</sub><sup>ПЛ</sup> - ПТП<sub>j</sub><sup>ПЛ</sup>, где</p>
		<p>В<sub>j</sub><sup>ПЛ</sup> - стоимость ввода объектов в эксплуатацию, предусмотренная утвержденным планом ввода объектов в эксплуатацию без учета НДС и незавершенного строительства.</p>
		<p>ПТП<sub>j</sub><sup>ПЛ</sup> - величина планируемых поступлений средств по оплате инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение объектов, введенных в эксплуатацию в году j, в соответствии с тарифными решениями, за вычетом</p>

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
		планируемого к уплате налога на прибыль, без учета НДС.
		Скорректированная:
		$Э_j^* = В_j^* - ПТП_j^*$ , где
		$В_j^*$ - стоимость ввода объектов в эксплуатацию без учета НДС и незавершенного строительства:
		- фактически введенных объектов до периода (включительно), по которому известны отчетные данные,
		- согласно скорректированному утвержденному плану для текущего расчетного периода.
		$ПТП_j^*$ - величина поступлений средств по оплате инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение (за вычетом налога на прибыль, без учета НДС):
		- фактических по объектам, введенным в эксплуатацию в периоде, по которому известны отчетные данные,
		- скорректированных планируемых для текущего расчетного периода.

В рамках проведения экспертизы предложений АО «ТГЭС» по установлению НВВ на 2023 год выявлено, что в составе объединенной остаточной стоимости базы капитала на начало второго долгосрочного периода регулирования (2018-2022 гг.) учтена остаточная стоимость капитала, инвестированного до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, или остаточная стоимость размера инвестированного капитала. На дату перехода на RAB (01.01.2013), размер инвестированного капитала, который является долгосрочным параметром регулирования, составляет 1 038 370,96 тыс. руб. По расчету экспертной группы с учетом досрочного выбытия объектов из базы «старого» капитала размер инвестированного капитала (далее – РИК) полностью возвращен в 2022 году.

Таким образом, поскольку капитал, инвестированный до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, или «старый» капитал, к концу 2022 года полностью возвращен, на начало долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. АО «ТГЭС» ведется учет капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, или «нового» капитала. При ведении учета инвестированного капитала учитывается как ввод объектов, вводимых в состав основных средств в соответствии с инвестиционной программой, так и выбытие объектов до окончания срока их использования.

**Выбытие активов до окончания срока их использования**

По расчету АО «ТГЭС» фактическое выбытие активов из базы «нового» капитала за 2021 год составляет

по первоначальной стоимости: 1 283,92 тыс. руб.;

по остаточной стоимости: 804,77 тыс. руб.

В соответствии с п. 73 Методических указаний № 228-э:

«При выбытии в течение текущего периода регулирования объектов, стоимость которых учитывалась при определении размера инвестированного капитала регулируемой организации, а также при определении базы инвестированного капитала регулируемой организации на начало второго и последующих периодов регулирования, определяется степень их износа на момент выбытия, по данным бухгалтерского учета (с подтверждением факта списания соответствующими актами выбытия). В случае полного износа признается факт своевременного выбытия объекта, и корректировка стоимости размера или базы инвестированного капитала не производится. В случае неполного износа признается факт досрочного выбытия объекта и производится уменьшение утвержденной первоначальной (остаточной) стоимости базы инвестированного капитала на величину утвержденной при определении стоимости базы инвестированного капитала на начало периода регулирования первоначальной (остаточной) стоимости выбывающего объекта».

В соответствии с п. 77 Методических указаний № 228-э АО «ТГЭС» представлены сведения о выбытии активов за 9 месяцев 2022 года

По расчету АО «ТГЭС» объем выбытия активов до окончания срока использования из базы «нового» капитала за 9 месяцев 2022 года составил:

по первоначальной стоимости: 2 472,13 тыс. руб.;

по остаточной стоимости: 1 355,74 тыс. руб.

Для проверки представленных организацией данных экспертной группой произведена сверка реестров выбытия активов с данными бухгалтерского учета (оборотнo-сальдовыми ведомостями по счету 01 «Основные средства») и с данными регистров учета инвестированного капитала.

Анализ представленных расчетов и документов не выявил несоответствия положениям Методических указаний, полные и остаточные суммы выбытия активов приняты экспертами по данным АО «ТГЭС».

**Ввод активов в рамках инвестиционных программ**

По расчету филиала АО «ТГЭС» стоимость введенных в эксплуатацию объектов в 2021 году, составляет 327 759,59 тыс. руб. При этом стоимость объектов, включенных в базу инвестированного капитала, составляет 242 027,38 тыс. руб. В базу капитала не включались объекты, не предусмотренные инвестиционной программой. Информация об инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение в сумме 31 402 тыс. руб. представлена на отдельном листе расчета. Таким образом, по расчету АО «ТГЭС» при формировании базы инвестированного капитала за 2021 год должна быть учтена сумма 210 625,38 тыс. руб.

Для проверки представленных организацией данных экспертной группой произведена выборочная сверка реестров ввода активов с данными бухгалтерского учета (оборотнo-сальдовыми ведомостями по счету 01 «Основные средства») и с данными регистров учета инвестированного капитала.

Анализ представленных расчетов и документов не выявил несоответствия положениям Методических указаний, сумма ввода активов за 2021 год принята экспертами по данным АО «ТГЭС».

В соответствии с представленными АО «ТГЭС» расчетами планируемый ввод объектов основных средств, включаемых в базу инвестированного капитала, в 2022 году составит 453 725,50 тыс. руб.

В составе документов к заявлению об установлении тарифов присутствует проект инвестиционной программы АО «ТГЭС», опубликованный на официальном сайте Минэнерго России в сети «Интернет» 28.02.2022 г. В проекте также содержится предложение о корректировке инвестиционной программы на 2022 год.

На долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг. инвестиционная программа для АО «ТГЭС» утверждена приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г. № 22@. Поскольку в приказе не содержится информация о корректировке инвестиционной программы на 2022 год, эксперты полагают, что при расчете базы капитала на 2023 год могут использоваться сведения о планируемом вводе объектов в 2022 году, содержащиеся в проекте ИПР, размещенном на сайте Минэнерго России от 28.02.2022 г.

В соответствии с указанным проектом инвестиционной программы ввод объектов в 2022 году планируется в сумме 376 859,21 тыс. руб., финансирование проектов инвестиционной программы за счет иных источников планируется в сумме 24 875,00 тыс. руб. с НДС, или 18,229,16 тыс. руб. без НДС. По расчету экспертной группы планируемая сумма вводов на 2022 год составляет 358 630,05 тыс. руб.

По расчету экспертной группы на начало 2023 года первоначальная стоимость базы инвестированного капитала составляет 3 036 554,39 тыс. руб., остаточная стоимость базы инвестированного капитала – 2 633 634,02 тыс. руб.

Расчет первоначальной и остаточной стоимости инвестированного капитала на начало 2022 года произведен экспертной группой на основании сведений о капитале, инвестированном после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала («новом» капитале). Остаточная стоимость капитала, инвестированного до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, или остаточная стоимость «старого» капитала (РИК – размер инвестированного капитала) полностью возвращена АО «ТГЭС» за период 2013-2022 гг. путем включения возврата инвестированного капитала в необходимую валовую выручку.

Расчет полной и остаточной стоимости базы инвестированного капитала на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг. произведен экспертами исходя из полной и остаточной стоимости, рассчитанной на начало 2023 года и приведен в таблице 8.7.

**Полная и остаточная стоимости базы инвестированного капитала  
АО «ТГЭС» на 2023-2027 гг.**

Таблица 8.7

Показатели	2023 год План	2024 год План	2025 год План	2026 год План	2027 год План
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на начало года	3 036 554,39	3 396 409,18	3 768 827,68	4 148 200,28	4 536 749,83

Показатели	2023 год План	2024 год План	2025 год План	2026 год План	2027 год План
Объем ввода объектов в эксплуатацию	359 854,79	372 418,50	379 372,59	388 549,56	388 549,59
Возврат капитала	86 758,70	97 399,23	108 238,44	119 339,86	130 441,28
Остаточная стоимость базы капитала на начало года	2 633 634,02	2 906 730,11	3 181 749,38	3 452 883,53	3 722 093,23

На начало 2023 года первоначальная стоимость «нового» капитала АО «ТГЭС» составляет 3 036 554,39 тыс. руб., остаточная стоимость «нового» капитала составляет 2 633 634,02 тыс. руб.

**Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» методом доходности инвестированного капитала на 2023-2027 гг.**

В предыдущем долгосрочном периоде регулирования 2018-2022 гг. установление необходимой валовой выручки для АО «ТГЭС» осуществлялось с применением метода доходности инвестированного капитала. Приказом ФАС России от 14.11.2022 года № 806/22 для АО «ТГЭС» согласовано применение при регулировании метода доходности инвестированного капитала и утверждены долгосрочные параметры регулирования.

Расчет необходимой валовой выручки с применением метода доходности инвестированного капитала осуществляется в соответствии с положениями Основ ценообразования в электроэнергетике и Методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденными Приказом ФСТ РФ от 30.03.2012 г. № 228-э.

В соответствии с п. 8 Методических указаний № 228-э:

«На основе установленных долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации отдельно на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования, составляющий не менее пяти лет (не менее трех лет при первом применении метода доходности инвестированного капитала).

Необходимая валовая выручка, определяемая при установлении тарифов на очередной долгосрочный период регулирования, рассчитывается по формуле:

$$НВВ_i^Д = P_i + ВК_i + ДК_i + \Delta ЭОР_i + \Delta ЭП_i + \text{Дельта} НВВ_i^{сз} + В_i^{\text{распред}}$$

где:

$i$  - номер расчетного года периода регулирования,  $i = 1, 2, 3...$

$НВВ_i^Д$  - необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочных тарифов на год  $i$ ;

$P_i$  - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, определяемые на год  $i$  в соответствии с пунктом 10 настоящих Методических указаний;

$ВК_i$  - возврат инвестированного капитала, определяемый на год  $i$  в соответствии с пунктами 29 - 33 настоящих Методических указаний;

$ДК_i$  - доход на инвестированный капитал, определяемый на год  $i$  в соответствии с пунктами 34 - 37 настоящих Методических указаний;

$\Delta ЭОР_i$  - экономия операционных расходов, учитываемая на год  $i$  очередного долгосрочного периода регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 16 настоящих Методических указаний;

$\Delta ЭП_i$  - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктами 34(2) - 34(3) Основ ценообразования;

*ДельтаНВВ<sub>i</sub><sup>сг</sup>* - величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год  $i$ , производимого в целях сглаживания тарифов в соответствии с пунктами 39 - 40 настоящих Методических указаний;

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

При определении планируемых значений параметров расчета тарифов учитываются расходы, предусмотренные инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, а также определяется величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания тарифов.

Плановые значения полезного отпуска электрической энергии и величины мощности определяются регулирующими органами на предстоящий период регулирования в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее - прогнозный баланс), а на последующие периоды регулирования - в соответствии со схемами и программами перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации.

Все планируемые значения параметров расчета тарифов указаны в различных разделах настоящего экспертного заключения.

В соответствии с уточненным предложением АО «ТГЭС», поданным в Комитет Тульской области по тарифам, письмом от 18.11.2022 г. № 03-16/8762, необходимая валовая выручка на передачу электрической энергии (расходы на содержание сетей и оплату технологических потерь) во новом периоде регулирования составит:

- в 2023 году - 1 578 279,11 тыс. руб.;

- в 2024 году - 1 611 850,12 тыс. руб.;
- в 2025 году - 1 687 841,58 тыс. руб.;
- в 2026 году - 1 764 063,59 тыс. руб.;
- в 2027 году - 1 840 986,15 тыс. руб.

В том числе выручка на содержание сетей составит:

- в 2023 году - 1 096 299,23 тыс. руб.;
- в 2024 году - 1 116 234,76 тыс. руб.;
- в 2025 году - 1 178 000,89 тыс. руб.;
- в 2026 году - 1 239 568,04 тыс. руб.;
- в 2027 году - 1 301 392,34 тыс. руб.

Алгоритм расчета тарифов и формы представления предложений организации в целом соответствуют нормативно – методическим документам по вопросам регулирования тарифов. Далее в отчете рассматриваются все составляющие необходимой валовой выручки, и определяется необходимая валовая выручка на первый год нового долгосрочного периода регулирования – 2023 год. Далее по каждой составляющей НВВ рассчитываются расходы, планируемые на 2024-2027 гг.

#### **Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2023 год на основании фактических данных за 2021 год**

В соответствии с п. 9 Методических указаний № 228-э корректировка необходимой валовой выручки осуществляется ежегодно, при корректировке используются данные за последний год, на который имеются фактические показатели параметров расчета тарифов.

В составе плановой необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2023 год учитываются:

- компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2021 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов, от установленных на 2021 год;
- корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2021 год;
- корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2021 год

АО «ТГЭС» ведется отдельный учет затрат по регулируемым видам деятельности в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 06.07.1998 г. № 700 «О ведении отдельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике». Сведения о ведении отдельного учета представлены по формам таблиц 1.3. и 1.6. к приказу Минэнерго РФ от 13.12.2011 г. № 585 «Об утверждении Порядка ведения отдельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» за 2021 год.

**Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2021 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2021 год**

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за 2021 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных на 2021 год, производится по формуле:

$$\Delta HBB_{i-2}^{\text{корр}} = HBB_{i-2}^{\text{ск}} - HBB_{i-2}^{\text{ф}} + \Delta НР_{i-2} + \Delta ОР_{i-2} - \Delta \text{Корр}_{i-2}^{\text{ЦП}}$$

где:

$\Delta HBB_{i-2}^{\text{корр}}$  - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2021 год;

Компенсация понесенных выпадающих/излишне полученных доходов за 2021 год учитывается в скорректированной плановой необходимой валовой выручке на 2023 год с учетом индексов потребительских цен 2022-2023 гг.

$HBB_{i-2}^{\text{ск}}$  - скорректированная необходимая валовая выручка, установленная при расчете тарифов на 2021 год в части содержания сетей;

$HBB_{i-2}^{\text{ф}}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2021 год в части содержания электрических сетей

$\Delta НР_{i-2}$  - компенсация фактически понесенных в 2021 году неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2021 год. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

$\Delta ОР_{i-2}$  - компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

$\Delta \text{Корр}_{i-2}^{\text{ЦП}}$  - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на 2021 год цен покупки технологических потерь электрической энергии.

По заявленному расчету АО «ТГЭС» компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за 2021 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных на 2021 год, составляет (-172 054,53) тыс. руб.

Экспертная группа осуществила собственный расчет выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных на 2021 год.

**Определение необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», установленной на 2021 год**

В соответствии с Экспертным заключением Комитета Тульской области по тарифам по размеру необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электрической энергии для АО «Тульские городские электрические сети» на 2021 год и шаблоном ЕИАС, в котором рассчитаны указанные тарифы, экспертная группа определила плановую НВВ АО «ТГЭС» на содержание сетей в размере 762 839,55 тыс. руб.

### **Определение фактического объема выручки АО «ТГЭС» по регулируемому виду**

#### **деятельности за 2021 год**

Экспертная группа определила фактическую выручку АО «ТГЭС» на содержание сетей в 2021 году в размере 762 839,55 тыс. руб. на основании предоставленных актов по взаиморасчетам с «котлодержателем» - филиалом «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье» за 2021 год по ставке на содержание сетей.

### **Расчет компенсации операционных расходов, связанный с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям**

Расчет компенсации операционных расходов, связанной с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифов значениям производится по формуле:

$$\Delta OP_{i-2} = OP_{i-3}^{ск} * (Кинд_{i-2}^{\phi} - Кинд_{i-2}^{ск}),$$

где:

$OP_{i-3}^{ск}$  - величина операционных расходов, учтенная при корректировке необходимой валовой выручки на 2020 год;

$Кинд_{i-2}^{ск}$  - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на 2021 год;

$Кинд_{i-2}^{\phi}$  - коэффициент индексации операционных расходов на 2021 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц.

Величина операционных расходов на 2020 год утверждена в сумме 246 548,82 тыс. руб. Коэффициент индексации операционных расходов, учтенный на 2021 год, по данным АО «ТГЭС» составляет 1,01945.

По расчету АО «ТГЭС» компенсация операционных расходов за 2021 год составляет 8 066,76 тыс. руб.

Коэффициент индексации операционных расходов на 2021 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц, определяется по формуле:

$$Кинд_{i-2}^{\phi} = (1 - ИП_{i-2}) * (1 + ИПШ_{i-2}^{\phi}) * (1 + \text{Эл} * ИКА_{i-2}^{\phi})$$

где:

$ИПШ_{i-2}^{\phi}$  - фактический индекс инфляции за 2021 год.

$$ИКА_{i-2}^{\phi} = \frac{УЕ_{i-2}^{\phi} - УЕ_{i-3}^{\phi}}{УЕ_{i-3}^{\phi}}$$

$УЕ_{i-2,i-3}^{\phi}$  - фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2021 и 2020 годах, соответственно.

Расчет фактического коэффициента индексации за 2021 год приведен в таблице 8.8.

### Расчет фактического коэффициента индексации операционных расходов на 2021 год

Таблица 8.8

Параметры	Ед. изм.	Фактический индекс
Фактический индекс потребительских цен в 2021 году	%	6,7%
Индекс эффективности операционных расходов	%	3,00%
Индекс изменения количества активов ((стр. 3.1. - стр. 3.2.) / стр. 3.2 * 100 %)	%	0,74%
3.1 Фактический объем условных единиц 2021 года	у.е.	22 086,50
3.2 Фактический объем условных единиц 2020 года	у.е.	21 608,31
Коэффициент эластичности операционных расходов	х	0,75
Итого фактический коэффициент индексации 2021 года (1- стр.2)*(1+стр.1)*(1+стр.3*стр.4)	х	1,05217

По расчету экспертной группы коэффициент индексации операционных расходов на 2021 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц, составит 1,05217. Коэффициент индексации, учтенный при установлении тарифов на 2021 год, составляет 1,01945. Таким образом, исходя из умножения операционных расходов 2020 года (246 548,82 тыс. руб. – операционные расходы, утвержденные в НВВ 2020 года) на разницу фактического и учтенного коэффициента индексации 2021 года, экспертная группа определила величину компенсации операционных расходов за 2021 год в размере 8 066,76 тыс. руб.

По расчету экспертной группы, компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа АО «ТГЭС» за 2021 год составляет 8 066,76 тыс. руб.

### Расчет компенсации фактически понесенных в 2021 году неподконтрольных расходов АО «ТГЭС», не учтенных при установлении тарифов на 2021 год

Компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов, определяется по формуле

$$\Delta НР_{i-2} = НР_{i-2}^{\phi} - НР_{i-2}^{ск}$$

Согласно п. 20 Методических указаний расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольные расходы), включают в себя:

1) расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере электроэнергетики, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций;

2) расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности в сфере электроэнергетики, определяемые в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования, и лизинговые платежи;

3) налог на прибыль и другие обязательные налоги, платежи и сборы;

4) выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования и не связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства.

В соответствии с п. 21 Методических указаний скорректированные неподконтрольные расходы определяются с учетом документально подтвержденных имевших место неподконтрольных расходов. В данную величину включаются расходы, связанные с изменениями требований законодательства, изменениями состава активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и другими изменениями величины неподконтрольных расходов.

Анализ неподконтрольных расходов 2021 года по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен в таблице 8.9.

## Расчет неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2021 г., тыс. руб.

Таблица 8.9

Показатели	Расходы, учтенные при установлении тарифов на 2021 год	Фактические расходы за 2021 год по данным ТГЭС	Компенсация неподконтрольных расходов за 2021 год по заявке ТГЭС	Фактические расходы за 2021 год по данным Экспертной группы	Компенсация неподконтрольных расходов за 2021 год по данным Экспертной группы
Аренда	160,09	160,09	-	160,09	-
Налоги, всего	47 782,29	50 647,75	2 865,46	50 645,95	2 863,66
Плата за землю	1 207,20	1 397,19	189,99	1 395,39	188,19
Налог на имущество	46 278,66	48 947,56	2 688,90	48 947,56	2 688,90
Прочие налоги и сборы	296,43	303,00	6,57	303,00	6,57
Отчисления на социальные нужды	48 320,99	48 505,48	184,49	48 505,48	184,49
Налог на прибыль	74 931,63	54 142,73	-20 788,90	54 142,73	-20 788,90
Выпадающие по ТП	4 336,01	7 334,59	2 998,58	7 334,59	2 998,58
Расходы на мероприятия по предупреждению COVID-19		1 208,02	1 208,02	-	-
Неподконтрольные расходы, всего	175 531,01	161 998,66	-13 532,35	160 788,84	-14 742,17

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье фактических неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2021 году.

**Аренда имущества**

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Аренда имущества» в 2021 году составили 160,09 тыс. руб., что соответствует утвержденным расходам по статье.

Реестр договоров и оплаченные суммы представлены в таблице 8.10.

**Реестр договоров по статье «Аренда имущества», тыс. руб.**

Таблица 8.10

Наименование	Факт за 2021 год
Аренда имущества, находящегося в государственной собственности ТО №203 от 27.11.2014г	120,00
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3791 от 15.03.2016г	3,04
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16П3782 от 01.03.2016г	2,81
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3785 от 01.03.2016г	0,92

Наименование	Факт за 2021 год
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3790 от 14.03.2016г	1,20
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3783 от 01.03.2016г	1,20
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3784 от 01.03.2016г	3,13
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3792 от 14.03.2016г	3,18
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3897 от 17.11.2016г	1,10
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3835 от 07.07.2016г	1,15
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3899 от 17.11.2016г	3,36
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 1633898 от 17.11.2016г	0,92
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3834 от 05.07.2016г	1,15
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 1633831 от 17.11.2016г	1,15
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16П3811 от 27.06.2016г	1,93
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3810 от 16.05.2016г	1,10
Соглашение от 21.09.17 о передаче прав и обязанностей по договору аренды МИИ30 № 15П3660 от 24.04.2015	5,52
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 15Ц3663 от 12.05.2015г	2,95
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 14П3551 от 01.02.2014г	3,13
Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3908 от 28.11.2016г	1,15
<b>ИТОГО</b>	<b>160,09</b>

Экспертная группа принимает фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду в 2021 году в размере 160,09 тыс. руб., что соответствует утвержденным на 2021 год расходам.

#### **Налоги**

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату налогов в 2021 году составили 50 647,75 тыс. руб., в т.ч.:

- земельный налог 1 397,19 тыс. руб., что выше утвержденных расходов на 189,99 тыс. руб.;

- налог на имущество 48 947,56 тыс. руб., что выше утвержденных расходов на 2 688,90 тыс. руб.;

- транспортный налог и экологические сборы 303 тыс. руб., что выше утвержденных расходов на 6,57 тыс. руб.

В соответствии с данными раздельного учета доходов и расходов (форма 1.6) расходы на уплату налогов всего за 2021 год составляют 50 726,08 тыс. руб., в том

числе отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии составляют 50 647,75 тыс. руб.

#### Земельный налог

В качестве обоснования фактических расходов на оплату земельного налога АО «ТГЭС» представлена справка-расчет земельного налога за 2021 год.

В справке указаны адреса земельных участков, их кадастровые номера и кадастровая стоимость (налоговая база), ставки налога и суммы налога по каждому земельному участку. Кадастровые стоимости участков выборочно проверены, отклонений от значений, указанных в справке, не обнаружено.

В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) земельный налог, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2021 год составил 1 395,39 тыс. руб.

Земельный налог документально подтвержден и обоснован в сумме 1 395,39 тыс. руб., что выше утвержденных на 2021 год расходов, составляющих 1 207,20 тыс. руб. на 188,19 тыс. руб.

#### Налог на имущество

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на имущество АО «ТГЭС» представлена налоговая декларация по налогу на имущество организаций за 2021 год. Исходя из данных декларации, фактические расходы на уплату налога на имущество в 2021 году составляют 49 011,36 тыс. руб. В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) налог на имущество, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2021 год составил 48 947,56 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2021 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество составили 48 947,56 тыс. руб. что выше утвержденных на 2021 год расходов, составляющих 46 278,66 тыс. руб. на 2 688,90 тыс. руб.

#### Транспортный налог

В составе фактических расходов на уплату прочих налогов и сборов учтены расходы на уплату транспортного налога.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату транспортного налога АО «ТГЭС» представлена справка-расчет транспортного налога (декларация по транспортному налогу не составляется) с указанием наименований и регистрационных знаков автотранспортных средств, дат постановки на учет и снятия с учета, налоговой базы, ставок налога и сумм налога по каждому транспортному средству в 2021 году. В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) транспортный налог, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2021 год составил 303,00 тыс. руб.

Транспортный налог документально подтвержден и обоснован в сумме 303,00 тыс. руб., что выше утвержденных на 2021 год расходов, составляющих 296,43 тыс. руб. на 6,57 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы фактические расходы АО «ТГЭС» на уплату налогов, отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии, в 2021 году составили 50 645,95 тыс. руб. Утвержденные на 2021 год расходы по статье «Налоги» составляют 47 782,29 тыс. руб. Компенсация фактических расходов за 2021 год по статье «Налоги» составляет 2 863,66 тыс. руб.

### **Отчисления на социальные нужды**

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Отчисления на социальные нужды», отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии, в 2021 году составили 48 505,48 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на отчисления на социальные нужды АО «ТГЭС» представлены:

- расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством и по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также по расходам на выплату страхового обеспечения (Форма 4 ФСС за 2021 год);

- расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное пенсионное страхование в Пенсионный фонд Российской Федерации, страховым взносам на обязательное медицинское страхование в Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования плательщиками страховых взносов, производящими выплаты и иные вознаграждения физическим лицам (Форма РСВ 1 –ФР за 2021 год);

- данные раздельного учета доходов и расходов АО «ТГЭС» за 2021 г.

Исходя из представленных документов, фактические расходы по страховым взносам в 2021 году в целом по АО «ТГЭС» составили 50 112,34 тыс. руб.

В статистических формах РСВ 1 и 4ФСС отражается информация по отчетности АО «ТГЭС», где отражены начисления заработной плате не только по виду деятельности «передача электрической энергии», но и по другим видам деятельности.

Согласно данным раздельного учёта (форма 1.6.) отчисления на социальные нужды, отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии, составили 48 505,48 тыс. руб.

Утвержденные на 2021 год расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» составляют 48 320,99 тыс. руб. Исходя из представленных документов, по мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2021 году составили 48 505,48 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 184,49 тыс. руб.

### **Налог на прибыль**

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Налог на прибыль», относимые на деятельность по передаче электрической энергии и по технологическому присоединению, в 2021 году составили 54 142,73 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на прибыль АО «ТГЭС» представлена декларация по налогу на прибыль на общую сумму 63 502 тыс. руб. Кроме того, представлены данные раздельного учета доходов и расходов по формам, утвержденным Приказом Минэнерго № 585 (формы 1.3. и 1.6.) с распределением выручки и себестоимости по видам деятельности (передача электроэнергии, технологическое присоединение, прочая деятельность).

В соответствии с п. 37 Основ ценообразования, при корректировке НВВ учитывается отклонение фактической величины налога на прибыль по соответствующему виду деятельности от установленного уровня.

Утвержденные расходы по налогу на прибыль на 2021 год составляют 74 931,63 тыс. руб. Экспертная группа определила фактический налог на прибыль, относящийся на передачу электрической энергии и технологическое присоединение, в размере 54 142,73 тыс. руб., что ниже утвержденных расходов на 20 788,90 тыс. руб.

### **Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп заявителей**

Утвержденные на 2021 год выпадающие доходы, связанные с технологическим присоединением льготных групп заявителей, составили 4 336,01 тыс. руб.

Фактические расходы АО «ТГЭС» за 2021 год по статье «Выпадающие доходы, связанные с технологическим присоединением льготных категорий потребителей», составили по расчету экспертной группы 7 334,59 тыс. руб., что выше утвержденных расходов по статье на 2 998,58 тыс. руб.

Всего по данным АО «ТГЭС» фактические неподконтрольные расходы за 2021 год составили 160 790,64 тыс. руб., что ниже утвержденных на 2021 год неподконтрольных расходов, составляющих 175 531,01 тыс. руб., на 14 740,37 тыс. руб.

**Фактические неподконтрольные расходы подтверждены документально и учтены экспертной группой в сумме 160 788,84 тыс. руб. По расчету экспертной группы компенсация неподконтрольных расходов составляет (-14 742,17) тыс. руб.**

### **Расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов**

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, производится в соответствии с п. 25 Методических указаний № 228-э (в редакции изменений, утвержденных приказом ФАС РФ от 01 сентября 2020 года № 805/20) согласно формуле, для территориальных сетевых организаций:

$$\Delta \text{Корр}_{i-2}^{\text{ЦП}} = \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.ф}} \cdot \text{ЦП}_{i-2} \cdot N_{i-2} - \min \left\{ \text{П}_{i-2}^{\text{ф}}; N_{i-2} \cdot \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.ф}} \right\} \cdot \text{ЦП}_{i-2}^{\text{ф}},$$

$\text{П}_{i-2}^{\text{ф}}$  - величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году  $i-2$ ;

$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.ф}}$  - фактический объем отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации, определяемый регулирующими органами за 2021 год;

$\text{ЦП}_{i-2}^{\text{ф}}$  - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в 2021 году;

$\text{ЦП}_{i-2}$  - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии (мощности) в сетях в 2021 году, учтенная при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании сетевым организациям;

$N_{i-2}$  - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится 2021 год, в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

По расчету АО «ТГЭС» компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на 2021 год, составляет 150 158,18 тыс. руб. Расчет произведен АО «ТГЭС»

исходя из установленного в составе долгосрочных параметров уровня потерь и фактической цены потерь за 2021 год.

Для расчета величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов за 2021 год, экспертной группой приняты следующие показатели:

1. на основании данных формы федерального статистического наблюдения 46-ЭЭ за 2021 год приняты показатели:

- фактический объем отпуска электрической энергии в сеть;
- фактический объем потерь электрической энергии;

2. в соответствии с тарифными решениями принята плановая цена потерь на 2021 год;

3. на основании актов покупки потерь учитывалась фактическая цена потерь за 2021;

Экспертный расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии в 2021 году, от установленных при утверждении тарифов на 2021 год, произведен на основании плановых показателей 2021 года, утвержденных Комитетом, и предоставленных АО «ТГЭС» актов покупки потерь (см. таблицу 8.11).

**Расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, возникших в 2021 году**

Таблица 8.11

Показатели	ед. изм.	2021 год
Цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, учтенная при установлении тарифов на 2021 год (ЦПтбр i-2)	руб./МВт.ч	3 264,72
Средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях (ЦПф i-2)	руб./МВт.ч	2 999,57
Фактический объем отпуска в сеть	млн.кВт.ч	1 175,10
Объем потерь электрической энергии фактический	млн.кВт.ч	130,148437
Уровень технологического расхода потерь (N i-2) ДПР	%	14,09%
Экономия (+) / превышение (-) фактических расходов на оплату потерь по цене	тыс. руб.	150 158,18

По мнению экспертной группы, компенсация выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникших в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на 2021 год составляет 150 158,18 тыс. руб. (в конечной формуле величина корректировки принимает отрицательное значение).

**Сводный расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2021 год**

Сводные данные для расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2021 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных при утверждении тарифов по расчету экспертной группы представлены в таблице 8.12.

**Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2021 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, по расчету экспертной группы, тыс. руб.**

Таблица 8.12

Показатель	2021 год
Скорректированная НВВ на содержание, определенная при установлении тарифов на 2021 год	762 839,55
Фактическая выручка на содержание за 2021 год	762 839,55
Компенсация фактических расходов 2021 года	-6 012,95
Операционные расходы	8 066,76
Неподконтрольные расходы	-14 742,17
Расходы на оплату фактических потерь за 2021 год: экономия (+) / превышение (-)	150 158,18
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2021 год	-156 833,59
ИПЦ на 2022 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	13,9%
ИПЦ на 2023 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	6,0%
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2021 год с учетом ИПЦ	-189 351,46

По расчетам экспертной группы, размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2021 год, возникающий в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2021 год и подлежащих учету в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2023 года, составляет (-189 351,46) тыс. руб.

**Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2021 год**

АО «ТГЭС» заявлена в составе предложения по установлению тарифов на 2023 год корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2021 год в размере (-2 362,97) тыс. руб.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемый в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы 2021 года, производится по формуле п. 42 Методических указаний № 228-э (в редакции Приказа ФАС России от 24.08.2017 г. № 1108/17):

$$\Delta НВВ_i^{коррИП} = \sum_{j=1}^2 (CC_{i-j}^{ИП} * (\frac{ИП_{i-j}^{\Phi}}{ИП_{i-j}^{nl}} - 1)) - \Delta НВВ_{i-29мес}^{коррИП}$$

где:

$$CC_{i-j}^{ИП} = ВК_{i-j}^{ск} + ДК_{i-j}^{ск} + \text{Дельта}НВВ_{i-j}^{сг\ корр} - Кр_{i-j} - \text{Вып}_{i-j}^{ПП} - \text{Расх}_{i-j}^{приб}$$

$CC_{i-j}^{ИП}$  - объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на год (i-j);

$ИП_{i-j}^{пл}$  - плановый размер финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС;

$ИП_{i-j}^{\phi}$  - объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-j) долгосрочного периода регулирования;

При j=1 используется фактический процент исполнения инвестиционной программы за 9 месяцев (i-1) года. Указанная корректировка осуществляется при отклонении исполнения инвестиционной программы более чем на 10 процентов и не применяется при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021 год;

$\Delta НВВ_{i-2,9,мес}^{коррИП}$  - учтенная при расчете тарифов на (i-1) год корректировка необходимой валовой выручки на (i-2)-й год долгосрочного периода регулирования, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за истекший период на (i-2)-го года по результатам 9 месяцев;

$ВК_{i-j}^{ск}$  - величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования;

$ДК_{i-j}^{ск}$  - величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования;

$ДельтаНВВ_{i-j}^{сг\ корр}$  - величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год i-j, производимого в целях сглаживания тарифов;

$K_{i-j}$  - величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности, в году i-j;

$Вып_{i-j}^{ПП}$  - выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования в году i-j;

$Расх_{i-j}^{приб}$  - величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в году i-j, признанных регулирующим органом экономически обоснованными.

В представленном АО «ТГЭС» расчете корректировки плановое финансирование инвестиционной программы учтено по инвестиционной программе на 2021 год, пересмотренной в течение года (пр. 605-р от 08.12.2021 г.), причем в составе планового финансирования учтен возврат НДС и прочие собственные средства без их расшифровки. При расчете фактического финансирования также учтен возврат НДС и прибыль от осуществления технологического присоединения.

Как указано в формуле расчета корректировки инвестиционной программы, при определении соотношения планового и фактического финансирования инвестиционной программы объемы финансирования определяются только в части собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам).

Собственные средства при финансировании инвестиционной программы определяются как амортизация и прибыль (по деятельности от оказания услуг по передаче электрической энергии). При этом плановый объем финансирования определяется по инвестиционной программе, утвержденной до начала того года, на который инвестиционная программа устанавливается.

Источники финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС», утвержденной до начала 2021 года составляли 195,078 млн. руб. (амортизация – 12,96 млн. руб.; прибыль от передачи – 182,118 млн. руб.). В 2021 году инвестиционная программа на 2021 год была пересмотрена, и собственные средства на ее финансирование составили 326,708 млн. руб. (в том числе амортизация – 272,69 млн. руб.; прибыль от передачи – 54,018 млн. руб.).

Фактические источники финансирования инвестиционной программы за 2021 год в соответствии с отчетом об исполнении инвестиционной программы составили 336,32 млн. руб. (в том числе амортизация – 288,77 млн. руб.; прибыль от передачи – 47,55 млн. руб.).

Фактические собственные средства (источники финансирования) инвестиционной программы 2021 года превышают планируемые собственные средства на реализацию инвестиционной программы, соответственно, корректировка инвестиционной программы АО «ТГЭС» в связи с изменением (неисполнением) не производится.

### **Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2021 году**

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2021 году, учитываемая в составе необходимой валовой выручки на 2023 год, составляет 7 628,40 тыс. руб.

Величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг, производимых в 2021 году, определяется по формуле:

$$\Delta HBB_i^{\text{надкач}} = KHK_i \times HBB_i$$

где:

$KHK_i$  - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2021 году, определяемый в процентах

$$KHK_i = K_{об\text{и}} \times P_{корр\text{i}}$$

где  $K_{оби}$  - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2021 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 определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256 (далее – Методические указания по надежности и качеству).

$\Pi_{корр}$  - максимальный процент корректировки, определяемый для 2021 года.

$\Pi_{корр2021} = 2 \%$

Согласно п. 5.1 Методических указаний по надежности и качеству обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг ( $K_{об}$ ) рассчитывается на основании сопоставления фактических значений показателей надежности и качества услуг с их плановыми значениями и учитывает результаты достижения плановых значений показателей с учетом соответствующих коэффициентов значимости для данной электросетевой организации.

Значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг рассчитывается по формуле:

$$K_{об} = \alpha 1 \times K_{над1} + \alpha 2 \times K_{над2} + \beta 1 \times K_{кач1} + \beta 2 \times K_{кач3},$$

где:

$\alpha 1 = 0,30$  и  $\alpha 2 = 0,30$ ,  $\beta 1 = 0,30$  и  $\beta 2 = 0,1$  - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг.

$K_{над1}$  и  $K_{над2}$  - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

$K_{кач1}$  - коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг;

$K_{кач3}$  - показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15 апреля 2014 г. N 186 (зарегистрирован Минюстом России 18 июня 2014 г., регистрационный N 32761), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 6 апреля 2015 г. N 217.

Показатель считается достигнутым ( $K_{кач3} = 0$ ) в случае исполнения сетевыми организациями требований приказа Минэнерго России № 186, в том числе исполнения сетевыми организациями требований по своевременному, полному и достоверному раскрытию информации в соответствии с Приложением 1 и 7 приказа Минэнерго России № 186. В противном случае показатель считается не достигнутым ( $K_{кач3} = -1$ ).

Данные о выполнении плановых показателей уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «ТГЭС» представлены в таблице 8.13.

### **Анализ отклонений плановых от фактических значений показателей надежности и качества услуг АО «ТГЭС» за 2021 год**

Таблица 8.15

Показатель	Обозначение в методических указаниях	Утверждено	Фактические показатели	Отклонение,% (гр.5/гр.4*100- 100)
Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час.	Psaidi	1,7701	0,5841	67,00
Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, шт.	PsaiFi	1,2696	0,3891	69,35
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения	Птпр	1,0000	1,0000	0,00

Расчет размера корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» с учетом надежности и качества на 2022 год представлен в таблице 8.14.

**Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2023 год с учетом надежности и качества услуг АО «ТГЭС» за 2021 год**

Таблица 8.14

Наименование показателей	Обозначение в Методических указаниях	По расчету экспертной группы
Коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг	$K_{над1}$	1
Коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг	$K_{над2}$	1
Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, (для территориальной сетевой организации)	$K_{кач1}$	0
Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15,04.2014 г. № 186	$K_{кач3}$	-1
Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг	$K_{об}$	0,5
Максимальный процент корректировки, %	$P_{кор}$	2,00%

Наименование показателей	Обозначение в Методических указаниях	По расчету экспертной группы
Коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг	$KHK_i$	0,01
НВВ на содержание электрических сетей, утвержденная на 2021 год (тыс. руб.)	$HBB_{i-2}^{сод}$	762 839,54
Величина корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг		7 628,40

Экспертная группа подтверждает рассчитанную АО «ТГЭС» корректировку с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2021 год, учитываемую в составе необходимой валовой выручке на 2023 год в сумме 7 628,40 тыс. руб.

### Экспертиза необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на содержание электрических сетей на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг.

Необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей на очередной долгосрочный период регулирования рассчитывается в соответствии с п. 8 Методических указаний № 228-э:

«8. На основе установленных долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации отдельно на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования, составляющий не менее пяти лет (не менее трех лет при первом применении метода доходности инвестированного капитала).

Необходимая валовая выручка, определяемая при установлении тарифов на очередной долгосрочный период регулирования, рассчитывается по формуле:

$$HBB_i^D = P_i + BK_i + DK_i + \Delta \text{ЭОР}_i + \Delta \text{ЭП}_i + \text{Дельта}HBB_i^{сз} + V_i^{\text{распред}}$$

где:

$i$  - номер расчетного года периода регулирования,  $i = 1, 2, 3...$

$HBB_i^D$  - необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочных тарифов на год  $i$ ;

$P_i$  - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, определяемые на год  $i$  в соответствии с пунктом 10 настоящих Методических указаний;

$BK_i$  - возврат инвестированного капитала, определяемый на год  $i$  в соответствии с пунктами 29 - 33 настоящих Методических указаний;

$DK_i$  - доход на инвестированный капитал, определяемый на год  $i$  в соответствии с пунктами 34 - 37 настоящих Методических указаний;

$\Delta \text{ЭОР}_i$  - экономия операционных расходов, учитываемая на год  $i$  очередного долгосрочного периода регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 16 настоящих Методических указаний;

$\Delta ЭП_i$  - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктами 34(2) - 34(3) Основ ценообразования;

$\Delta НВВ_i^{сз}$  - величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год  $i$ , производимого в целях сглаживания тарифов в соответствии с пунктами 39 - 40 настоящих Методических указаний;

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

По расчету АО «ТГЭС» необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей в 2023 году составит 1 096 299,23 тыс. руб., что выше необходимой валовой выручки на содержание сетей, установленной на 2022 год в сумме 805 239,04 тыс. руб. на 36,1 %.

Планируемая АО «ТГЭС» необходимая валовая выручка на 2023 год и установленная необходимая валовая выручка на 2022 год представлены в таблице 8.15.

**Планируемая на 2023 год необходимая валовая выручка на содержание сетей  
АО «ТГЭС»**

Таблица 8.15

Наименование показателя	Утвержденная НВВ на 2022 год	Предложение АО «ТГЭС» На 2023 год	Отклонение гр.4/гр.3*100
Подконтрольные (операционные) расходы	260 606,21	408 434,71	156,7
Неподконтрольные расходы	183 427,27	173 315,18	94,53
Возврат инвестированного капитала	177 873,38	95 960,87	53,9
Доход на инвестированный капитал	287 943,82	300 938,63	104,5
Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов за 2021 год	-104 464,89	-172 054,53	164,7
Корректировка НВВ с учетом надежности и качества	8 232,60	7 628,40	92,7

Наименование показателя	Утвержденная НВВ на 2022 год	Предложение АО «ТГЭС» На 2023 год	Отклонение гр.4/гр.3*100
оказываемых услуг в 2021 году			
Корректировка необходимой валовой выручки по итогам исполнения инвестиционной программы	-40 105,90	-2 362,97	5,9
ДТП с МРСК	70,08	1 611,22	2299,1
Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	31 592,03	207 671,57	657,4
Расчетная предпринимательская прибыль	-	75 156,15	-
Сглаживание НВВ	64,45	-	-
Всего НВВ на содержание сетей	805 239,04	1 096 299,23	136,1

Далее в отчете рассмотрена каждая составляющая планируемой АО «ТГЭС» необходимой валовой выручки на содержание сетей.

#### **Расчет операционных расходов на 2023 год методом экономически обоснованных расходов**

2023 год является первым годом нового долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг.

В соответствии с п. 14 Методических указаний № 228-э на первый год долгосрочного периода регулирования устанавливается базовый уровень операционных расходов:

«14. Базовый уровень операционных расходов устанавливается на начало первого года долгосрочного периода регулирования регулирующими органами с использованием метода экономически обоснованных расходов (затрат) и метода сравнения аналогов. При установлении базового уровня операционных расходов учитываются результаты анализа обоснованности расходов регулируемой организации, понесенных в предыдущем долгосрочном периоде регулирования, и результаты осуществления контрольных мероприятий».

По расчету АО «ТГЭС» экономически обоснованные операционные расходы на 2023 год – первый год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. составит 408 434,71 тыс. руб.

Ожидаемые в 2022 году операционные расходы составляют 388 052,19 тыс. руб. Утверждены операционные расходы на 2022 год в сумме 260 606,21 тыс. руб.

Фактические подконтрольные расходы за 2021 год по данным АО «ТГЭС» составили 266 004,76 тыс. руб.

По расчету экспертной группы подконтрольные расходы АО «ТГЭС» в 2023 году составят 312 840,11 тыс. руб.

Подконтрольные расходы на 2021-2023 гг. по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлены в таблице 8.16.

**Операционные расходы по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы на 2021-2023 гг.**

Таблица 8.16

Статьи расходов	По данным АО «ТГЭС»			По расчету экспертной группы	
	Факт 2021 года	Ожидаемые в 2022 году	План на 2023 год	План на 2023 год	Отклонение гр. 6- гр.5
Материальные затраты	32 327,07	39 119,41	41 468,55	35 833,90	-5 634,65
Сырье и материалы	16 473,94	18 763,82	19 889,65	19 889,65	-
ГСМ	5 791,43	6 596,44	6 992,22	6 992,23	-
Бензин АИ-92	2 175,47	2 477,86	2 626,53	2 626,53	-
Бензин АИ-95	97,36	110,89	117,55	117,55	-
Дизельное топливо	1 548,77	1 764,05	1 869,89	1 869,89	-
Масла	301,41	343,31	363,90	363,90	-
Смазки	15,18	17,29	18,33	18,33	-
Охлаждающие жидкости	30,39	34,61	36,69	36,69	-
Запасные части и прочее содержание транспорта	1 622,85	1 848,43	1 959,33	1 959,33	-
Материалы	10 682,51	12 167,38	12 897,43	12 897,42	-
Канцтовары	342,83	390,48	413,91	413,91	-
Бумага	295,59	336,68	356,88	356,88	-
Бланки	111,91	127,47	135,11	135,11	-
Материалы по обслуживанию ПК	447,85	510,10	540,71	540,71	-
Материалы по эксплуатации зданий (инструменты, приборы, хоз. инвентарь, санитария для уборки)	391,82	446,28	473,06	473,06	-
Мебель	1 345,29	1 532,29	1 624,23	1 624,23	-
Инструменты	2 139,59	2 436,99	2 583,21	2 583,21	-
Почтовые расходы	316,28	360,24	381,86	381,86	-
Спецодежда	5 291,35	6 026,85	6 388,46	6 388,46	-
Работы и услуги производственного характера	15 853,13	20 355,59	21 578,90	15 944,25	-5 634,65
Ремонт оргтехники	616,62	702,33	744,47	744,47	-
Поверка средств измерения	282,31	321,55	340,84	340,84	-

Статьи расходов	По данным АО «ТГЭС»			По расчету экспертной группы	
	Факт 2021 года	Ожидаемые в 2022 году	План на 2023 год	План на 2023 год	Отклонение гр. 6- гр.5
Поверка, тех. обслуживание АИISKУЭ		2 306,81	2 445,22	2 445,22	-
Техосвидетельствование оборудования	836,33	952,58	1 009,73	1 009,73	-
Техническое сопровождение АСОИ	1 133,08	1 290,58	1 368,01	1 368,01	-
Сертификация и инспекционный контроль	256,79	292,48	310,03	310,03	-
Энергоаудит	195,63	222,82	236,19	236,19	-
Ремонт и обслуживание административных и производственных помещений:	873,77	995,22	1 054,94	1 054,94	-
Прочие производственные услуги	11 658,60	13 271,22	14 069,47	8 434,81	-5 634,66
Расходы на оплату труда	161 861,79	185 399,85	196 520,32	164 758,34	-31 761,98
Прочие расходы, всего, в том числе:	71 815,90	163 532,93	170 445,84	112 247,87	-58 197,97
Ремонт основных фондов	40 628,09	84 014,12	86 155,88	49 051,92	-37 103,96
Материалы на ремонт производственных объектов	14 608,19	42 705,18	43 194,88	17 637,05	-25 557,83
Услуги подрядчиков по ремонту имущества	26 019,90	41 308,94	42 961,00	31 414,87	-11 546,13
Работы и услуги сторонних организаций	28 917,85	76 933,33	81 549,34	60 455,33	-21 094,01
Услуги связи и передачи данных	2 758,30	3 141,70	3 330,21	3 330,21	-
Услуги охраны (по видам охраны)	3 847,52	5 949,11	6 306,06	6 306,06	-
Услуги по охране объектов	3 336,35	5 366,89	5 688,90	5 688,90	-
Информационно-техническое обслуживание программно-аппаратного комплекса ГЛОНАСС/GSM	289,49	329,73	349,51	349,51	-

Статьи расходов	По данным АО «ТГЭС»			По расчету экспертной группы	
	Факт 2021 года	Ожидаемые в 2022 году	План на 2023 год	План на 2023 год	Отклонение гр. 6- гр.5
Техобслуживание системы автоматической пожарной сигнализации	180,29	205,34	217,67	217,67	-
Услуги коммунального характера	7 123,72	8 113,92	8 600,75	8 600,75	-
Электроэнергия	3 934,50	4 481,40	4 750,28	4 750,28	-
Теплоэнергия	2 683,94	3 057,01	3 240,43	3 240,43	-
Водоснажение и водоотведение	505,28	575,51	610,04	610,04	-
Юридические и информационные услуги	2 358,71	2 686,57	2 847,77	2 847,76	-
Нотариальные услуги	47,21	53,77	57,00	57,00	-
Прочие юридические услуги	108,99	124,14	131,59	131,59	-
Система отправки отчетности "Контур Экстерн"	14,90	16,98	17,99	17,99	-
Обслуживание информационной системы (Консультант, Гарант и т.п.)	213,31	242,97	257,54	257,54	-
обслуживание сайта	1,74	1,98	2,10	2,10	-
обслуживание 1С бухгалтерия, ЗУП	409,71	466,65	494,65	494,65	-
Услуги по сопровождению комплекса программ «Стек-Энерго»	262,55	299,04	316,99	316,99	-
Программное обеспечение	1 278,24	1 455,91	1 543,27	1 543,27	-
Прочие информационные услуги	22,06	25,13	26,64	26,64	-
Аудиторские услуги	290,89	1 121,05	1 188,31	351,20	-837,11
Прочие услуги сторонних организаций (с расшифровкой)	12 538,72	55 920,98	59 276,24	39 019,35	-20 256,89
в т.ч. Аутсорсинг	6 895,14	47 838,00	50 708,28	32 205,63	-18 502,65
В т.ч. Иные прочие услуги	5 643,58	8 082,98	8 567,96	6 813,71	-1 754,25
Командировочные расходы	50,06	57,02	60,44	60,44	-
Расходы по подбору и подготовке кадров	212,10	241,58	256,08	256,08	-

Статьи расходов	По данным АО «ТГЭС»			По расчету экспертной группы	
	Факт 2021 года	Ожидаемые в 2022 году	План на 2023 год	План на 2023 год	Отклонение гр. 6- гр.5
Услуги по охране труда	1 689,22	1 924,02	2 039,46	2 039,46	-
Страхование (по видам страхования)	318,58	362,87	384,64	384,64	-
Операционные расходы, всего	266 004,76	388 052,19	408 434,71	312 840,11	-95 594,60

## **1. Материальные затраты**

Материальные затраты планируются на 2023 год в сумме 41 468,55 тыс. руб. и включают в себя расходы по статье «Сырье и материалы» и по статье «Работы и услуги производственного характера».

Фактические расходы по статье «Материальные затраты» за 2021 год составили 32 327,07 тыс. руб., ожидаемые в 2022 году расходы – 39 119,41 тыс. руб. Планируемые на 2023 год материальные затраты выше фактических аналогичных расходов 2021 года на 28,3 % и выше ожидаемых расходов 2022 года на 6 %. Анализ динамики расходов за прошедшие годы долгосрочного периода 2018-2022 гг., за которые имеются фактические данные, показывает, что фактические расходы превышают утвержденные расходы на анализируемый период.

### *Сырье и материалы*

Расходы по статье «Сырье и материалы» планируются АО «ТГЭС» на 2023 год в сумме 19 889,65 тыс. руб.

Фактические расходы по статье «Сырье и материалы» за 2021 год составили 16 473,94 тыс. руб., ожидаемые в 2022 году расходы – 18 763,82 тыс. руб. Планируемые на 2023 год расходы по статье «Сырье и материалы» выше фактических аналогичных расходов 2021 года на 20,7 % и выше ожидаемых расходов 2022 года на 6 %.

По статье «Сырье и материалы» учитываются расходы по статьям «ГСМ, запчасти и прочие материалы на содержание транспорта» и «Материалы», по которой учитываются расходы на прочие материалы.

Расходы по статье «ГСМ, запчасти и прочие материалы на содержание транспорта», планируемые на 2023 год по расчету АО «ТГЭС» составляют 6 992,22 тыс. руб. В качестве обоснования фактических расходов представлены договоры, товарные накладные, товарные чеки, данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26) по каждому виду материалов. В соответствии с данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы по статье «ГСМ, запчасти и прочие материалы на содержание транспорта», отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, составили 5 791,43 тыс. руб. Фактические расходы подтверждены документально и экономически обоснованы.

Расчет расходов по рассматриваемой статье на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году – 6 %).

По мнению экспертной группы планируемые на 2023 год АО «ТГЭС» расходы по статье «ГСМ, запчасти и прочие материалы на содержание транспорта» в сумме 6 992,22 тыс. руб. являются экономически обоснованными.

Расходы по статье «Материалы», планируемые на 2023 год по расчету АО «ТГЭС» составляют 12 897,43 тыс. руб. В качестве обоснования фактических расходов представлены договоры, товарные накладные, товарные чеки, данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26) по каждому виду материалов. В соответствии с данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы по статье «Материалы», отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, составили 10 682,51 тыс. руб. Фактические расходы подтверждены документально и экономически обоснованы.

Расчет расходов по рассматриваемой статье на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом

Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году – 6 %).

По мнению экспертной группы, планируемые на 2023 год АО «ТГЭС» расходы по статье «Материалы» в сумме 12 897,43 тыс. руб. являются экономически обоснованными.

*Планируемые АО «ТГЭС» на 2023 год расходы по статье «Сырье и материалы» в сумме 19 889,65 тыс. руб. являются экономически обоснованными.*

#### *Работы и услуги производственного характера*

Расходы по статье «Работы и услуги производственного характера» планируются АО «ТГЭС» на 2023 год в сумме 21 578,90 тыс. руб.

Фактические расходы по статье «Работы и услуги производственного характера» за 2021 год составили 15 853,13 тыс. руб., ожидаемые в 2022 году расходы по статье составляют 20 355,59 тыс. руб. Планируемые на 2023 год расходы по статье «Сырье и материалы» выше фактических аналогичных расходов 2021 года на 36,1 % и выше ожидаемых расходов 2022 года на 6 %.

Фактические расходы АО «ТГЭС» на оплату работ и услуг производственного характера по статьям:

- ремонт оргтехники;
- поверка средств измерения;
- техосвидетельствование оборудования;
- техническое сопровождение АСОИ;
- сертификация и инспекционный контроль;
- энергоаудит;
- ремонт и обслуживание административных и производственных помещений

за 2021 год составили 4 194,53 тыс. руб. В качестве обоснования фактических расходов по указанным статьям представлены договоры, акты выполненных работ и оказанных услуг, данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26) по каждому виду работ и услуг производственного характера. В соответствии с данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы по указанным статьям работ и услуг производственного характера, отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, составили 4 194,53 тыс. руб. Фактические расходы по указанным выше статьям подтверждены документально и экономически обоснованы. Расчет расходов по рассматриваемым статьям работ и услуг производственного характера на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году – 6 %). По расчету АО «ТГЭС» расходы по рассматриваемым статьям в 2023 году составят 5 064,22 тыс. руб. и, по мнению экспертной группы, расходы являются экономически обоснованными.

Расходы по статье «Поверка и техобслуживание АИИСКУЭ» в 2021 году не осуществлялись. Расчет расходов на 2023 год произведен исходя из стоимости услуг по договорам от 10.01.2022 г. № 2022Т/258 и 2022Т/264 с АО ГК «Системы и технологии» на обслуживание системы коммерческого учета электрической энергии. Стоимость услуг по договорам составляет 2 306,81 тыс. руб. Расчет расходов произведен исходя из ожидаемых расходов 2022 года с учетом ИПЦ 6%. По расчету АО «ТГЭС» расходы по рассматриваемой статье в 2023 году составят 2 445,22 тыс. руб. и, по мнению экспертной группы, расходы являются экономически обоснованными.

Расходы по статье «Прочие производственные услуги» по данным АО «ТГЭС» за 2021 год составили 11 658,60 тыс. руб. В составе фактических расходов 2021 года по

статье «Прочие производственные услуги» отражены расходы по договору от 01.07.2020 г. № 711049935 с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» на оказание услуг по оперативно-технологическому управлению электросетевым оборудованием. В соответствии с пояснениями АО «ТГЭС» договор на услуги по оперативно-технологическому управлению электросетевым оборудованием включает в себя затраты на оплату труда и страховые взносы сотрудников, числящихся в филиале ПАО Россети «Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», но работающих в АО «ТГЭС». Услуги оказывают 11 сотрудников. АО «ТГЭС» и филиал ПАО Россети «Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» входят в одну группу лиц. По мнению экспертной группы, стоимость услуг по договору не должна превышать расходы по оплате труда этих сотрудников с учетом выплат из прибыли и отчислений на социальные нужды. По расчету экспертной группы среднемесячный доход одного сотрудника с учетом выплат из прибыли составляет 49 153,90 руб. Фонд оплаты труда сотрудников, оказывающих услуги по этому договору, составляет 6 488,31 тыс. руб., соответствующие отчисления на социальные нужды составляют 1 946,49 тыс. руб.

Таким образом, по расчету экспертной группы расходы по договору, включаемые в состав базового уровня операционных расходов на 2023 год составляют 8 434,81 тыс. руб.

*По расчету экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Работы и услуги производственного характера» в 2023 году составят 15 944,25 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 5 634,65 тыс. руб.*

**По расчету экспертной группы расходы по статье «Материальные затраты» в 2023 году составят 35 833,90 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 5 634,65 тыс. руб.**

## **2. Расходы на оплату труда**

По статье «Расходы на оплату труда» АО «ТГЭС» на 2023 год расходы планируются в сумме 196 520,32 тыс. руб., что выше фактических расходов 2021 года по рассматриваемой статье, составляющих 161 861,79 тыс. руб. на 34 658,53 тыс. руб., или на 21,4 %.

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

В качестве обоснования планируемых расходов АО «ТГЭС» представлены:

- пояснительная записка по расходам на оплату труда;
- расчёт фонда оплаты труда по передаче электрической энергии в форме таблицы № П 1.16 к МУ №20-э/2;
- формы государственного статистического наблюдения П-4 «Сведения о численности и заработной плате работников» за 2021 год;
- коллективный договор АО «ТГЭС» на 2022-2024 гг.;
- положение об оплате труда работников АО «ТГЭС» от 30.10.2020 г. с изменениями от 29.12.2021 г.;
- приказ от 29.12.2021 г. № 306 о размере тарифной ставки по оплате труда рабочих первого разряда
- выписка из штатного расписания по состоянию на 31.12.2021 г.;

- данные бухгалтерского учета о фактических расходах на оплату труда за 2021 год;

И ряд других документов.

Фактические расходы на оплату труда за 2021 год, относимые на деятельность по передаче электроэнергии, подтверждены документально и составляют 161 861,79 тыс. руб.

В соответствии с п. 26 Основ ценообразования при расчете расходов на оплату труда учитывается фактическая численность работников в последнем расчетном периоде регулирования.

В соответствии с Разъяснением Президиума ФАС России N 21 «Об особенностях применения отдельных положений законодательства о государственном регулировании цен (тарифов)» (утв. протоколом Президиума ФАС России от 21.03.2022 N 2):

«Согласно пункту 8.4 Отраслевого тарифного соглашения в электроэнергетике Российской Федерации на 2019 - 2021 годы расходы (средства), направляемые на оплату труда, рассчитываются, исходя из численности работников списочного состава и числа вакантных рабочих мест (но не выше нормативной численности) с учетом нормативной численности на вновь вводимые объекты, размера минимальной месячной тарифной ставки и среднего тарифного коэффициента по организации.

Таким образом, при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии при определении расходов на оплату труда расчет численности руководителей, специалистов и служащих необходимо производить в соответствии с требованиями пункта 26 Основ ценообразования N 1178 и исходя из непревышения нормативной численности по соответствующему виду деятельности».

Фактическая численность за 2021 год по данным АО «ТГЭС» составила 327 человек. На 2023 год численность запланирована АО «ТГЭС» в количестве 287 человек в связи с тем, что часть работников переведена в филиал ПАО Россети «Центр и Приволжье» - «Тулэнерго».

Исходя из анализа данных, указанных в формах государственного статистического наблюдения П-4 «Сведения о численности и заработной плате работников» за 2021 год планируемая численность работников на 2023 год в количестве 287 человек, заявленном АО «ТГЭС», является обоснованной.

По расчету АО «ТГЭС» минимальная месячная ставка рабочего первого разряда (ММТС) в 2023 году составит 13 466 руб.

В соответствии с отраслевым тарифным соглашением в электроэнергетике на 2022-2024 гг. минимальная месячная ставка рабочего первого разряда (ММТС) устанавливается с 1 июля с учетом применения индекса потребительских цен к действующей ставке. На 01 июля 2022 года ставка установлена в размере 11 012 руб. с учетом индексации ММТС с 01.07.2023 на ИПЦ 1,06, ММТС по расчету экспертной группы в 2023 году составит 11 342,36 руб.

Фактический тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате, подтвержден обосновывающими документами в размере 2,7 и учтен экспертами при расчете расходов на 2023 год.

Выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда приняты экспертами на уровне фактических в размере 3,91 %, текущее премирование – в размере 30 %, вознаграждение за выслугу лет – в размере 8,3 %, выплаты по итогам года – 12,83 %.

Расчет расходов на оплату труда на 2023 год по данным АО «ТГЭС» приведен в таблице 8.17.



**Расчет расходов на оплату труда на 2023 год по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы**

Таблица 8.17

<b>Наименование показателя</b>	<b>Предложение АО «ТГЭС» На 2023 год</b>	<b>Предложение экспертной группы На 2023 год</b>	<b>Отклонение гр.4-гр.3</b>
Численность ППП, чел.	287	287	-
Тарифная ставка рабочего 1 разряда, руб.	13 466,00	11 342,36	-2 123,64
Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда	3,1	3,1	-
Среднемесячная ставка ППП, руб.	36 358,20	30 624,37	-5 733,83
Выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда:			
Процент выплат, %	4,47 %	3,91 %	-0,56 %
Сумма выплат, руб.	1 625,77	1 197,41	-428,36
Текущее премирование			
Процент выплат, %	30 %	30 %	-
Сумма выплат, руб.	11 395,19	9 546,53	-1 848,66
Вознаграждение за выслугу лет			
Процент выплат, %	8,30 %	8,30 %	-
Сумма выплат, руб.	3 017,73	2,541,82	-475,91
Выплаты по итогам года			
Процент выплат, %	12,83 %	12,83 %	-
Сумма выплат, руб.	4 664,76	3 929,11	-735,65
Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	57 061,65	47 839,24	-9 222,41
Расчет средств на оплату труда ППП, тыс. руб.	196 520,32	164 758,34	-31 761,98

**По расчету экспертной группы экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Расходы на оплату труда» в 2023 году составят 164 758,34 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 31 761,98 тыс. руб.**

### **3. Прочие расходы**

По статье «Прочие расходы» АО «ТГЭС» на 2023 год расходы планируются в сумме 170 445,84 тыс. руб., что выше фактических расходов 2021 года по рассматриваемой статье, составляющих 71 815,90 тыс. руб. на 98 629,94 тыс. руб., или на 137,3 %.

### *Ремонт основных средств*

По расчету АО «ТГЭС» расходы на ремонт основных средств в 2023 году составят 86 155,88 тыс. руб., что выше фактических расходов 2021 года на 45 527,79 тыс. руб., или 112,05%.

В качестве подтверждения фактических расходов на ремонтные работы за 2021 год АО «ТГЭС» представлены план-графики ремонтных работ по участкам, дефектные ведомости, сведения о выполнении объемов капитального ремонта линий электропередачи и электрооборудования, сводный план текущего ремонта и эксплуатационных работ, договоры и акты по ремонтам, выполненным подрядным способом, а также данные бухгалтерского учета о стоимости ремонтных работ, отнесенных на деятельность по передаче электрической энергии.

По планируемым расходам на 2023 год представлены программы капитального ремонта и дефектные ведомости, а также пояснительная записка. Согласно представленной пояснительной записке, значительный рост затрат на выполнение программы ТОиР обусловлен ростом стоимости обслуживания приборов учета и восстановления повреждений кабельных линий. Сделать однозначные выводы о необходимости повышения расходов на ремонты более, чем в 2 раза на основании представленных документов не представляется возможным.

Анализ динамики расходов за 2018-2021 гг. по статье «Ремонты» показал, что в течение текущего долгосрочного периода регулирования фактическая стоимость ремонтных работ, как правило, превышает учтенную в тарифах стоимость ремонтов. Наибольший разрыв между утвержденной стоимостью ремонтов и фактическими затратами на ремонты приходится на 2021 год. По мнению экспертной группы, расчет расходов на ремонтные работы может быть произведен исходя из фактических расходов 2021 года с учетом индексов инфляции.

По расчету экспертной группы расходы АО «ТГЭС» на ремонт основных средств в 2021 году составят 49 051,92 тыс. руб. Расчет произведен экспертами исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %).

*По расчету экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Ремонт основных средств» в 2023 году составят 49 051,92 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 37 103,96 тыс. руб.*

### *Работы и услуги сторонних организаций*

По расчету АО «ТГЭС» расходы на оплату работ и услуг сторонних организаций в 2023 году составят 81 549,34 тыс. руб., что выше фактических расходов 2021 года на 52 631,49 тыс. руб., или 182 %.

#### *Расходы на услуги связи и передачи данных*

По расчету АО «ТГЭС» расходы на услуги связи и передачи данных в 2023 году составят 3 330,21 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 2 758,30 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на услуги связи представлены договоры, акты оказанных услуг, счета операторов связи, данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26). Данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы на услуги связи, отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, подтверждены в сумме 2 758,30 тыс. руб.

Расчет расходов на услуги связи на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом

Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %).

По расчету АО «ТГЭС» расходы на услуги связи в 2023 году составят 3 330,21 тыс. руб. По мнению экспертной группы, расходы на услуги связи являются экономически обоснованными в сумме, заявленной АО «ТГЭС».

#### Расходы на услуги охраны

По расчету АО «ТГЭС» расходы на услуги охраны в 2023 году составят 6 306,06 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 3 847,52 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на услуги охраны представлены договоры, акты оказанных услуг, данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26). Данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы на услуги охраны, отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, подтверждены в сумме 3 847,52 тыс. руб., в том числе расходы по сторожевой охране объектов - 3 336,35 тыс. руб. Ожидаемые расходы по сторожевой охране объектов на 2022 год планируются в сумме 5 366,89 тыс. руб. на основании представленного договора с ООО ЧОО «Барс» от 08.12.2021 г. № 197260612. Расчет расходов на 2023 год по этому договору произведен исходя из стоимости услуг по договору на 2022 год и ИПЦ 1,06. По расчету АО «ТГЭС» расходы на сторожевую охрану в 2023 году составят 5 688,90 тыс. руб. Расходы по остальным видам охраны рассчитаны исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %).

По расчету АО «ТГЭС» расходы на услуги охраны в 2023 году составят 6 306,06 тыс. руб. По мнению экспертной группы, расходы на услуги охраны являются экономически обоснованными в сумме, заявленной АО «ТГЭС».

#### Расходы на услуги коммунального характера

По расчету АО «ТГЭС» расходы на услуги коммунального характера в 2023 году составят 8 600,75 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 7 123,72 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на услуги коммунального характера представлены договоры, акты оказанных услуг, счета-фактуры, данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26). Данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы на услуги коммунального характера, отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, подтверждены в сумме 7 123,72 тыс. руб.

Расчет расходов на услуги коммунального характера на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г.

По расчету АО «ТГЭС» расходы на услуги коммунального характера в 2023 году составят 8 600,75 тыс. руб. По мнению экспертной группы, расходы на услуги коммунального характера являются экономически обоснованными в сумме, заявленной АО «ТГЭС».

#### Юридические и информационные услуги

По расчету АО «ТГЭС» расходы на юридические и информационные услуги в 2023 году составят 2 847,77 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 2 358,71 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на юридические и информационные услуги представлены договоры, акты оказанных услуг, счета-

фактуры, данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26). Данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы на юридические и информационные услуги, отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, подтверждены в сумме 2 358,71 тыс. руб.

Расчет расходов на юридические и информационные услуги на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %).

По расчету АО «ТГЭС» расходы на юридические и информационные услуги в 2023 году составят 2 847,77 тыс. руб. По мнению экспертной группы, расходы на услуги коммунального характера являются экономически обоснованными в сумме, заявленной АО «ТГЭС».

#### Аудиторские услуги

По расчету АО «ТГЭС» расходы на аудиторские услуги в 2023 году составят 1 188,31 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 290,89 тыс. руб.

Фактические расходы на проведение аудита годовой отчетности в сумме 290,89 тыс. руб. определены на основании договора с Аудиторской группой «2К» от 30.09.2020 № и акта оказанных услуг, в части, отнесенной на деятельность по передаче электрической энергии. В составе документов представлено также коммерческое предложение об аудите на следующий год, в котором стоимость аудита составляет 321,05 тыс. руб. По представленным документам, обосновывающим статью расходов, определить, какие еще расходы запланированы по статье на 2023 год, не представляется возможным.

Расчет расходов по статье на 2023 год произведен экспертами исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %).

По расчету экспертной группы расходы на аудиторские услуги в 2023 году составят 351,20 тыс. руб.

#### Прочие услуги сторонних организаций

По расчету АО «ТГЭС» расходы по статье «Прочие услуги сторонних организаций» в 2023 году составят 59 276,24 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 12 538,72 тыс. руб.

В состав расходов по статье входят расходы на такие услуги, как уборка зданий и помещений, дезинфекция и дератизация, утилизация отходов, облуживание кондиционеров и разные прочие услуги. Вся эта группа расходов далее обозначается как «Прочие услуги».

Кроме этого в состав расходов по статье входят услуги аутсорсинга, оказываемые филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», далее - аутсорсинг.

Расходы по прочим услугам на 2023 год планируются АО «ТГЭС» в сумме 8 567,96 тыс. руб. Фактические расходы по прочим услугам за 2021 год составили 5 643,58 тыс. руб.

Расчет расходов на прочие услуги на 2023 год произведен экспертами исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %). По расчету экспертной группы расходы на прочие услуги в 2023 году составят 6 813,71 тыс. руб.

Расходы на аутсорсинг. В соответствии с договорами от 01.05.2021 г. № 711063140 и от 09.11.2021 г. № 711074532 филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» оказывает АО «ТГЭС» комплекс экономических и финансовых услуг в сфере экономики и финансов (формирование БДДС и БДР, организация инвестиционной деятельности, организация закупок и т.п.). Расходы по договорам на 2023 год планируются в сумме 50 708,28 тыс. руб. Как уже отмечалось выше, АО «ТГЭС» и филиал «Тулэнерго» входят в одну группу лиц. Для исполнения указанных договоров часть сотрудников (42 человека) АО «ТГЭС» перешла на работу в филиал «Тулэнерго». По мнению экспертной группы, переход сотрудников из одной компании в другую не должен увеличивать расходы и стоимость услуг по договору не должна превышать расходы по оплате труда этих сотрудников с учетом выплат из прибыли и отчислений на социальные нужды. По расчету экспертной группы среднемесячный доход одного сотрудника с учетом выплат из прибыли составляет 49153,90 руб. Фонд оплаты труда сотрудников, оказывающих услуги по этому договору, составляет 24 773,56 тыс. руб., соответствующие отчисления на социальные нужды составляют 7 432,07 тыс. руб.

Таким образом, по расчету экспертной группы расходы по договору, включаемые в состав базового уровня операционных расходов на 2023 год, составляют 32 205,63 тыс. руб.

По расчету экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Прочие услуги сторонних организаций» в 2023 году составят 39 19,35 тыс. руб., в том числе прочие услуги – 6 813,71 тыс. руб., аутсорсинг – 32 205,63 тыс. руб.

*По расчету экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Работы и услуги сторонних организаций» в 2023 году составят 60 455,33 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 21 094,01 тыс. руб.*

#### *Командировочные расходы*

По расчету АО «ТГЭС» командировочные расходы в 2023 году составят 60,44 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 2 358,71 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических командировочных расходов представлены приказы, авансовые отчеты и данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26). Данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические командировочные расходы, отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, подтверждены в сумме 50,06 тыс. руб.

Расчет командировочных расходов на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году – 6 %).

*По мнению экспертной группы, командировочные расходы являются экономически обоснованными в сумме 60,44 тыс. руб., заявленной АО «ТГЭС».*

#### *Услуги по подбору и подготовке кадров*

По расчету АО «ТГЭС» расходы на услуги по подбору и подготовке кадров в 2023 году составят 256,08 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 212,10 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов по подбору и подготовке кадров представлены договоры, акты оказанных услуг и данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26). Данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы по подбору и подготовке кадров, отнесенные

на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, подтверждены в сумме 212,10 тыс. руб.

Расчет расходы на услуги по подбору и подготовке кадров на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %).

По мнению экспертной группы, расходы на услуги по подбору и подготовке кадров являются экономически обоснованными в сумме 256,08 тыс. руб., заявленной АО «ТГЭС».

#### *Услуги по охране труда*

По расчету АО «ТГЭС» расходы на услуги по охране труда в 2023 году составят 2 039,46 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 1 689,22 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на услуги по охране труда представлены договоры, акты оказанных услуг и данные бухгалтерского учета (отчеты по проводкам, данные анализа счетов 20, 23, 26). Данными бухгалтерского учета за 2021 год фактические расходы на услуги по охране труда, отнесенные на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, подтверждены в сумме 1 689,22 тыс. руб.

Расчет расходов на услуги по охране труда на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %).

*По мнению экспертной группы, расходы на услуги по охране труда являются экономически обоснованными в сумме 2 039,46 тыс. руб., заявленной АО «ТГЭС».*

#### *Страхование*

По расчету АО «ТГЭС» расходы на страхование в 2023 году составят 384,64 тыс. руб. Фактические расходы по статье за 2021 год составили 318,58 тыс. руб.

В составе расходов на страхование предусматривается только страхование ОСАГО. Фактические расходы 2021 года подтверждены полисами и данными бухгалтерского учета.

Расчет расходов на страхование ОСАГО на 2023 год произведен АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов 2021 года с учетом ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.09.2022 г. (2022 год к 2021 году - 13,9 %, 2023 год к 2022 году - 6 %).

*По мнению экспертной группы, расходы на страхование являются экономически обоснованными в сумме 384,64 тыс. руб., заявленной АО «ТГЭС».*

**По расчету экспертной группы экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Прочие расходы» в 2023 году составят 112 247,87 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 58 197,97 тыс. руб.**

**По расчету экспертной группы базовый уровень операционных расходов АО «ТГЭС» на 2023 год – первый год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. составит 312 840,11 тыс. руб.**

**Расчет операционных расходов на 2023-2027 гг.**

Операционные расходы на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг. представлены в таблице 8.18.

**Расчет операционных АО «ТГЭС» на долгосрочный период регулирования  
2023-2027 гг.**

Таблица 8.18

<b>Показатели</b>	<b>2023 год План</b>	<b>2024 год План</b>	<b>2025 год План</b>	<b>2026 год План</b>	<b>2027 год План</b>
Индекс инфляции, %	6,0 %	4,7 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
Индекс эффективности операционных расходов, %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Количество активов, У.Е.	22 718,78	22 986,99	23 248,59	23 510,29	23 794,23
Коэффициент эластичности операционных расходов по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75
Индекс изменения количества активов, %		0,885 %	0,854 %	0,844 %	0,906 %
Итого коэффициент индексации		1,046	1,038	1,038	1,039
Операционные расходы на ДПР 2023-2027 гг.	312 840,11	327 139,31	339 697,50	352 705,26	366 434,69

**Расчет неподконтрольных расходов на 2023-2027 гг.**

По расчету АО «ТГЭС» неподконтрольные расходы в 2023 году составят 173 315,18 тыс. руб.

Расчет скорректированных неподконтрольных расходов на 2023 г. по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен в таблице 8.19.

**Скорректированные неподконтрольные расходы на 2023 тыс. руб.**

Таблица 8.19

<b>Показатели</b>	<b>2023 предложение ТГЭС</b>	<b>2023 экспертная группа</b>	<b>Отклонение</b>
Аренда	160,09	160,09	-
Налоги, всего	54 445,15	54 402,64	-42,51
Плата за землю	1 397,19	1 395,39	-1,80
Налог на имущество	52 698,43	52 698,43	-
Прочие налоги и сборы	349,53	308,82	-40,71
Отчисления на социальные нужды	59 374,46	51 443,30	-7 931,16
Налог на прибыль	54 142,73	54 142,73	-
Выпадающие по ТП	5 192,75	-	-5 192,75
Неподконтрольные расходы, всего	173 315,18	160 148,76	-13 166,41

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2023 гг.

**Аренда имущества**

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2023 году на аренду имущества составят 160,09 тыс. руб. Расходы планируются на уровне фактических расходов 2021 года. В качестве обоснования представлены действующие договоры аренды земельных участков. Реестр договоров аренды земельных участков представлен в таблице 10 экспертного заключения.

Экспертная группа принимает плановые экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду в 2023 году в размере 160,09 тыс. руб.

### **Налоги**

#### **Земельный налог**

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2023 году на уплату земельного налога составят 1 397,19 тыс. руб. Расходы планируются на уровне фактических расходов 2021 года в соответствии с представленной справкой-расчетом земельного налога за 2021 год в доле, относящейся на передачу электрической энергии.

В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) земельный налог, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2021 год составил 1 395,39 тыс. руб.

По расчету экспертной группы экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату земельного налога в 2023 году составляют 1 395,39 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 1,80 тыс. руб.

#### **Налог на имущество**

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2023 году на уплату налога на имущество составят 52 698,43 тыс. руб.

В качестве обоснования затрат по налогу на имущество на 2023 г. АО «ТГЭС» представлены:

- расчет налога на имущество за 2021 год;
- налоговые декларации по налогу на имущество за 2021 год;
- расчет налога на имущество на 2022-2027 гг.

Расчет налога на имущество произведен исходя из остаточной стоимости основных средств на конец 2021 года с учетом вводов по инвестиционной программе и начисляемой амортизации, в доле, относимой на передачу электрической энергии.

Экспертная группа принимает плановые расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество в 2023 году в размере 52 698,43 тыс. руб.

#### Прочие налоги и сборы

В состав расходов на уплату прочих налогов и сборов включаются затраты на уплату транспортного налога.

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату транспортного налога в 2023 году составят 349,53 тыс. руб. Расчет произведен с учетом планируемого приобретения транспортных средств в 2022 и в 2023 гг.

В качестве обоснования расходов на уплату транспортного налога на 2023 год АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

- расчет транспортного налога АО «ТГЭС» на 2023-2027 гг.;
- справка-расчет транспортного налога с указанием наименований и регистрационных знаков автотранспортных средств, дат постановки на учет и снятия с учета, налоговой базы, ставок налога и сумм налога в 2021 году.

Экспертной группой транспортный налог рассчитан исходя из суммы налога по фактически имеющимся транспортным средствам на начало 2021 года, и суммы налога по приобретенным в 2021 году транспортным средствам с учетом пересчета транспортного налога по этим транспортным средствам на полный год.

По расчетам экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье на уплату транспортного налога в 2023 году составят 308,82 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 40,71 тыс. руб.

#### Отчисления на социальные нужды

Экспертная группа на 2023 г. осуществила собственный расчет отчислений на социальные нужды АО «ТГЭС» исходя из фактической доли отчислений за 2021 г. по данным отдельного учета расходов и доходов и плановых объемов расходов на оплату труда на 2023 г., учтенных в составе базового уровня операционных расходов. По расчету экспертной группы расходы на отчисления на социальные нужды в 2023 году составят 51 443,30 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 7 931,16 тыс. руб.

#### Налог на прибыль

В соответствии с п. 20 Основ ценообразования, при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитывается величина налога на прибыль организаций, которая относится по данным отдельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период.

Фактический налог на прибыль за последний истекший период (2021 год) составил 63 502 тыс. руб., в том числе по данным отдельного учета доходов и расходов налог по видам деятельности передача электрической энергии и осуществление технологического присоединения – 54 142,73 тыс. руб.

Экспертная группа считает обоснованным учесть расходы по данной статье в 2023 на уровне фактических расходов 2021 года в размере 54 142,73 тыс. руб.

#### Плановые выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей

По данным АО «ТГЭС» выпадающие доходы от технологического присоединения льготных категорий заявителей в 2023 году составят 5 192,75 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы, размер плановых выпадающих доходов для АО «ТГЭС», связанных с технологическим

присоединением льготных категорий потребителей, мощность которых, не превышает 15 кВт включительно, на 2023 год составляет – 0,00 тыс. руб.

**По расчету экспертной группы неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» в 2023 году составят 160 148,76 тыс. руб., что ниже неподконтрольных расходов по расчету АО «ТГЭС» на 13 166,41 тыс. руб.**

**Расчет неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг.**

Расчет неподконтрольных расходов на долгосрочный период регулирования произведен на основании планируемых неподконтрольных расходов по каждой статье исходя из динамики предыдущих лет на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг. Расчет представлен в таблице 8.20.

**Расчет неподконтрольных расходов филиала АО «ТГЭС» на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг.**

Таблица 8.20

Показатели	2023 год План	2024 год План	2025 год План	2026 год План	2027 год План
Плата за аренду имущества	160,09	160,09	160,09	160,09	160,09
Налоги всего, в том числе:	54 402,64	54 445,15	54 030,12	52 803,27	50 641,70
Плата за землю	1 395,39	1 395,39	1 395,39	1 395,39	1 395,39
Налог на имущество	52 698,43	52 698,43	52 282,91	51 051,04	48 889,14
Прочие налоги и сборы	308,82	349,53	351,82	356,84	357,18
Отчисления на соц. нужды	51 443,30	53 794,66	55 859,72	57 998,71	60 256,37
Налог на прибыль	54 142,73	54 142,73	54 142,73	54 142,73	54 142,73
Выпадающие доходы по льготному ТП					
Неподконтрольные расходы на ДПР 2023-2027 гг.	160 148,76	162 542,63	164 192,67	165 104,81	165 200,90

**Технологическое присоединение к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»**

В составе необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» отдельной статьей заявлены расходы на компенсацию фактических расходов 2021 года на осуществление технологического присоединения к сетям филиала «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье».

По расчету АО «ТГЭС» расходы на технологическое присоединение к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2021 год составили 1 611,22 тыс. руб.

Расходы учтены по 4-м договорам, в качестве их обоснования представлены договоры с приложениями и дополнительными соглашениями и акты об осуществлении технологического присоединения за 2021 год, что отражено в таблице 8.21.

**Выпадающие доходы от технологического присоединения АО «ТГЭС» к сетям ПАО «Россети Центр и Приволжье» за 2021 год.**

Таблица 8.21

Дата ДТП с ПАО Россети	Заявитель	№, дата ДТП с заявителем	№, дата акта ТП с ПАО Россети	Стоимость ДТП с ПАО Россети, руб.	Стоимость ДТП по расчету экспертной группы, руб.
711016191 28.06.2018	ООО "Терра"	321-18 20.07.2018	05-12-275- 28.10.2021	18 527,68	18 527,68
2711016198 31.07.2018	Матвиенко А.Н.	320-18 20.07.2018	07-12-47 10.03.2021	1 555 632,00	18 527,68
711019064 04.09.2018	ИП Афанасьев Е.В.	366-18 08.08.2018	05-12-94 14.04.2021	18 527,68	18 527,68
711025558 28.12.2018	ООО "КС-Энерго"	585-18 25.12.2018	06-20/ТП 30.01.2020	18 527,68	18 527,68
Итого (без НДС), руб.				1 611 215,04	74 110,72

На основании анализа представленных документов, в том числе актов с заявителями, затраты по договорам определены экспертной группой в сумме 74 110,72 тыс. руб.

#### **Расчет возврата инвестированного капитала на 2023 год**

По расчету АО «ТГЭС» скорректированный возврат инвестированного капитала в 2023 году составит 95 960,87 тыс. руб.

В связи с тем, что в 2022 году капитал, инвестированный до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала («старый капитал»), полностью возвращается, расчет возврата капитала произведен только для капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала («нового» капитала).

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины возврата инвестированного капитала АО «ТГЭС» на 2023 г. с учетом:

- долгосрочных параметров регулирования, установленных для АО «ТГЭС»;
- положений и формул Методических указаний;
- фактических и плановых показателей реализации инвестиционной программы АО «ТГЭС»;
- выбытия объектов их базы инвестированного капитала до окончания срока использования.

Расчет скорректированного возврата инвестированного капитала произведен исходя из величины скорректированной первоначальной стоимости капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, в соответствии с формулой п. 33 Методических указаний № 228-э.

Расчет скорректированного возврата инвестированного капитала, осуществленный исходя из первоначальной стоимости инвестированного капитала на начало 2023 года, произведенный экспертной группой представлен в таблице 8.22.

#### **Расчет возврата инвестированного капитала в 2023 году**

Таблица 8.22

Период	Первоначальная стоимость базы ИК (ввод за минусом платы за ТП)	Выбытие первоначальной стоимости из базы ИК	Итого первоначальная стоимость базы капитала на конец периода
2013 год	347 895,96		347 895,96
2014 год	370 455,19		718 351,16
2015 год	345 200,11	46,16	1 063 505,11
2016 год	305 767,78		1 369 272,89
2017 год	220 664,93	40,68	1 589 897,14
2018 год	259 917,50	2 981,17	1 846 833,47
2019 год	260 150,17	3 337,83	2 103 645,81
2020 год	367 871,22	462,02	2 471 055,02
2021 год	210 625,38	1 283,92	2 680 396,48
2022 год	358 630,05	2 472,13	3 036 554,39
Итого на начало 2023 года первоначальная стоимость			3 036 554,39
Возврат инвестированного капитала в 2023 году			86 758,70

**По расчету экспертной группы скорректированный возврат инвестированного капитала АО «ТГЭС» в 2023 году составит 86 758,70 тыс. руб.**

#### **Расчет дохода на инвестированный капитал на 2023 год**

По расчету АО «ТГЭС» скорректированный доход на инвестированный капитал на 2023 год составит 300 938,63 тыс. руб.

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины дохода инвестированного капитала на 2023 год с учетом:

- долгосрочных параметров регулирования, установленных для АО «ТГЭС»;
- положений и формул Методических указаний;
- фактических и плановых показателей реализации инвестиционных программ АО «ТГЭС»;
- выбытия объектов их базы инвестированного капитала до окончания срока использования;
- нормы доходности на инвестированный капитал, которая составляет 11%;
- начисленных возвратов инвестированного капитала за предыдущий период

Расчет скорректированного дохода на инвестированный капитал произведен исходя из величины скорректированной остаточной стоимости капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, в соответствии с формулой п. 37 Методических указаний № 228-э.

Расчет скорректированного дохода на инвестированный капитал, осуществленный исходя из остаточной стоимости инвестированного капитала на начало 2023 года, произведенный экспертной группой, представлен в таблице 8.23.

#### **Расчет дохода на инвестированный капитал на 2023 год**

Таблица 8.23

Период	Первоначальная стоимость базы капитала	Выбытие остаточной стоимости из базы ИК	Возврат «нового» капитала	Итого остаточная стоимость базы капитала на конец периода
2013 год	347 895,96			347 895,96
2014 год	370 455,19		9 939,88	708 411,27
2015 год	345 200,11	44,84	20 524,32	1 033 042,22
2016 год	305 767,78		30 385,86	1 308 424,14
2017 год	220 664,93	38,35	39 122,08	1 489 928,64
2018 год	259 917,50	2 726,96	45 425,63	1 701 693,55
2019 год	260 150,17	2 714,62	52 766,67	1 906 362,42
2020 год	367 871,22	406,05	60 104,17	2 213 723,43
2021 год	210 625,38	804,77	70 601,57	2 352 942,47
2022 год	358 630,05	1 355,74	76 582,76	2 633 634,02
Итого на начало 2023 года остаточная стоимость				2 633 634,02
Доход на инвестированный капитал в 2023 году				289 699,74

По расчету экспертной группы скорректированный доход на инвестированный капитал АО «ТГЭС» в 2023 году составит 289 699,74 тыс. руб.

Расчет возврата и дохода на инвестированный капитал на новый долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг.

Экспертной группой проведен расчет возврата и дохода на инвестированный капитал на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг. на основании сведений о вводах по инвестиционной программе АО «ТГЭС», утвержденной приказом Минэнерго России от 16.11.2022 № 22@, что отражено в таблице 8.24.

Расчет возврата и дохода на инвестированный капитал АО «ТГЭС» на 2023-2027 гг.

Таблица 8.24

Показатели	2023 год План	2024 год План	2025 год План	2026 год План	2027 год План
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на начало года	3 036 554,39	3 396 409,18	3 768 827,68	4 148 200,28	4 536 749,83
Объем ввода объектов в эксплуатацию	359 854,79	372 418,50	379 372,59	388 549,56	388 549,59
Возврат инвестированного капитала	86 758,70	97 399,23	108 238,44	119 339,86	130 441,28
Остаточная стоимость базы капитала на начало года	2 633 634,02	2 906 730,11	3 181 749,38	3 452 883,53	3 722 093,23

Показатели	2023 год План	2024 год План	2025 год План	2026 год План	2027 год План
Доход на инвестированный капитал	289 699,74	329 283,77	370 249,80	411 980,79	454 721,24

### **Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии**

По расчету АО «ТГЭС» экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, подлежащая включению в необходимую валовую выручку на 2023 год составляет 207 671,57 тыс. руб., в том числе:

1) 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 - 101 415,34 тыс. руб.;

2) размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году j-2 (в нашем случае – 2021 год), подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации - 106 256,22 тыс. руб.

Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяется в соответствии с пунктом 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 объема используемых энергетических ресурсов, учитывается в составе необходимой валовой выручки в расходах на содержание электрических сетей и (или) расходах на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее 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 счет бюджетных средств.

В соответствии с пунктом 34(3) размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией в соответствии с пунктом

34(1) настоящего документа ( $\Delta \text{ЭП}_j$ ), определяется в течение периода регулирования для года j исходя из данных за год, относящийся к долгосрочному периоду регулирования, который наступил позднее долгосрочного периода регулирования, в который входит 2019 год, и рассчитывается по формуле:

$$\Delta \text{ЭП}_j = \Delta \text{ЭП}'_j + \Delta \text{ЭП}_{j-2},$$

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;

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

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в предыдущем долгосрочном периоде регулирования, подлежащей включению в необходимую валовую выручку сетевой организации до истечения 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута ( $\Delta ЭП'_j$ ), определяется по формуле

$$\Delta ЭП'_j = \max(0; N - N_j^{ycm}) \times W_{oc j} \times ЦП_j,$$

где:

$N$  - максимальное значение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям из значений уровня потерь электрической энергии, являющихся долгосрочными параметрами регулирования, определенными в соответствии с пунктом 40<sup>1</sup> или пунктом 38<sup>1</sup> настоящего документа 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;

$N_j^{ycm}$  - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определенный в соответствии с пунктом 40<sup>1</sup> или пунктом 38<sup>1</sup> настоящего документа в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года  $j$ ;

$W_{oc j}$  - прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году  $j$  (тыс. кВт ч);

$ЦП_j$  - прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемая в соответствии с пунктом 81 настоящего документа (руб./кВт ч).»

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году  $j-2$ , подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации ( $\Delta ЭП_{j-2}$ ), определяемый по следующей формуле:

$$\Delta ЭП_{j-2} = \max(0; N_{j-2}^{ycm} \times W_{oc j-2} - П_{\phi j-2}) \times ЦП_{j-2},$$

где:

$N_{j-2}^{ycm}$  - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определенный в соответствии с пунктом 40<sup>1</sup> или пунктом 38<sup>1</sup> настоящего документа в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года  $j-2$ ;

$W_{oc\ j-2}$  - фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году j-2 (тыс. кВт·ч);

$Пф\ j-2$  - величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации в году j-2 (тыс. кВт·ч);

$ЦП\ j-2$  - фактически сложившаяся за год j-2 средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (руб./кВт·ч).

По данным АО «ТГЭС» 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, составляет 101 415,34 тыс. руб. Расчет АО «ТГЭС» размера экономии, подлежащей включению в НВВ в течение 10 лет, на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг. представлен в таблице 8.25.

**Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в предыдущем ДПР, подлежащей учету в НВВ до истечения 10 лет по расчету АО «ТГЭС» на 2023-2027 гг.**

Таблица 8.25

Наименование	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Максимальное значение уровня потерь (N)	%	14,06 %				
Уровень потерь, предлагаемый к установлению на долгосрочный период регулирования	%	11,64 %				
Прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации	млн.кВт.ч	1 142,71	1 148,38	1 154,12	1 159,89	1 165,69
Прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	руб./МВт.ч	3 622,44	4 410,82	4 618,13	4 835,18	5 062,44
Размер экономии от снижения потерь (ΔЭП'j)	тыс. руб.	101415,34	124 099,47	130 581,80	137 402,74	144 579,97

**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, учтен экспертной группой в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на долгосрочный период регулирования 2023-2027 год в сумме 101 415,34 тыс. руб., заявленной Обществом.**

По расчету АО «ТГЭС» размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2021 году, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации на 2023 год, составляет 106 256,22 тыс. руб., что отражено в таблице 8.26.

**Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2021 году, включаемый в необходимую валовую выручку 2023 года.**

Таблица 8.26

Наименование	ед.изм.	2021 год по расчету АО «ТГЭС»
Уровень потерь, установленный на долгосрочный период регулирования	%	14,09%
Фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году i-2	млн.кВт.ч	1 175,1
<i>фактический уровень потерь</i>	%	11,08%
Фактический объем потерь электрической энергии	млн.кВт.ч	130,15
Фактически сложившаяся за год i-2 средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	руб./МВт.ч	2 999,57
Размер экономии потерь	млн.кВт.ч	35,42
Дельта норматива потерь	%	3,0%
Размер экономии от снижения потерь ( $\Delta \text{Эп}$ )	тыс. руб.	106 256,22

**Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2021 году, учтен экспертной группой в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2023 год в сумме 106 256,22 тыс. руб., заявленной Обществом.**

**Общий размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, подлежащей включению в необходимую валовую выручку АО «ТГЭС» на передачу электрической энергии на 2023 год составляет 207 671,57 тыс. руб.**

#### **Расчетная предпринимательская прибыль**

По расчету АО «ТГЭС» расчетная предпринимательская прибыль в 2023 году составит 75 156,15 тыс. руб.

Для организаций, регулирование которых осуществляется с применением метода доходности инвестированного капитала, расчетная предпринимательская прибыль не включается в необходимую валовую выручку на содержание электрических сетей. Расходы из прибыли осуществляются за счет дохода на инвестированный капитал.

По мнению экспертной группы, расчетная предпринимательская прибыль учитывается в составе расчетной величины дохода на инвестированный капитал.

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2023 год

Расчет затрат на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2023 год представлен в таблице 8.27.

**Расчет расходов на компенсацию потерь АО «ТГЭС» на 2023 год**

Таблица 8.27

Показатель	2023		
	1 полугодие	2 полугодие	Год
Поступление в сеть	578 413,50	564 297,40	1 142 710,90
Полезный отпуск	510 173,70	505 924,60	1 016 098,30
Потери	68 239,80	58 372,80	126 612,60
Потери, %	11,80	10,34%	11,08%
Затраты на покупку потерь	287 481,99	245 914,10	533 396,09

Необходимая валовая выручка АО «ТГЭС» на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в 2023 году составит 533 396,09 тыс. руб.

**Расчет необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2023-2027 гг.**

Расчет необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) АО «ТГЭС» на долгосрочный период регулирования 2023-2027 годы приведен в таблице 8.28.

**Расчет расходов на компенсацию потерь АО «ТГЭС» на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг.**

Таблица 8.28

Показатель	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Планируемый объем отпуска электрической энергии в сеть	млн. кВт.ч	1 142,71	1 148,38	1 154,12	1 159,89	1 165,69
Уровень потерь электрической энергии	%					
Потери электрической энергии в сетях АО «ТГЭС»	млн. кВт.ч	126,613	127,2401	127,88	128,52	129,16
Цена покупки электрической энергии	руб./МВт.ч	4 212,82	4 410,82	4 618,13	4 835,18	5 062,44
Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)	тыс. руб.	533 396,09	561 233,51	590 549,54	621 396,89	653 855,56

### Сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2023

На основании проведенного анализа предоставленных материалов и осуществленных расчетов, экспертная группа осуществила сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2023 год, который представлен в таблицах 8.29 – 8.31.

#### Сводный экспертный расчет НВВ АО «ТГЭС» на 2023 г.

Таблица 8.29

Показатели	Утверждено на 2022 г.	Заявка АО "ТГЭС" на 2023 г.	Расчет экспертной группы на 2023 г.	Изменение НВВ 2023 эксп. групп./ НВВ 2022	Изменение НВВ эксп. групп. 2023 / НВВ 2023 заявка
Необходимая валовая выручка на содержание (собственная)	805 239,04	1 096 299,22	875 469,93	8,72	-20,14
Операционные расходы	260 606,21	408 434,71	312 840,11	20,04	-23,41
Неподконтрольные расходы	183 427,27	173 315,18	160 148,76	-12,69	-7,60
Возврат инвестированного капитала	177 873,38	95 960,87	86 758,70	-51,22	-9,59
Доход на инвестированный капитал	287 943,82	300 938,63	289 699,74	0,61	-3,73
Величина компенсации выпадающих/излишние полученных доходов	-104 464,89	-172 054,53	-189 351,46	81,26	10,05
Корректировка по надежности и качеству	8 232,60	7 628,40	7 628,40	-7,34	-
Корректировка по исполнению инвестиционной программы	-40 105,90	-2 362,97	-	-	-
Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	64,45	-	-	-	-
Выпадающие от ДТП с ПАО "МРСК Центра и Приволжья" закрытые в 2020 году и мероприятия по	70,08	1 611,22	74,11	5,75	-95,40

профилактике COVID-19					
Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	31 592,03	207 671,57	207 671,57	557,35	
Расчетная предпринимательская прибыль	-	75 156,15	-	-	-
Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)	549 144,38	481 979,88	533 396,09	-2,86	10,67
Необходимая валовая выручка всего	1 354 383,42	1 578 279,10	1 408 866,02	4,02	-10,73

**Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «Тулские городские электрические сети» на 2023 г. (2023-2027 г. г.)**

Таблица 8.30

	<b>Ед. изм.</b>	<b>2023</b>
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	421 636,87
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	524,95
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,38655

**Необходимая валовая выручка АО «ТГЭС» на передачу электрической энергии на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг.**

Таблица 8.31

<b>Показатели</b>	<b>2023 год</b>	<b>2024 год</b>	<b>2025 год</b>	<b>2026 год</b>	<b>2027 год</b>
Необходимая валовая выручка на содержание (собственная)	875 469,93	1 040 464,41	1 112 960,21	1 186 533,46	1 261 378,08
Операционные Расходы	312 840,11	327 139,31	339 697,50	352 705,26	366 434,69
Неподконтрольные расходы	160 148,76	162 542,63	164 192,67	165 104,81	165 200,90

Возврат инвестированного капитала	86 758,70	97 399,23	108 238,44	119 339,86	130 441,28
Доход на инвестированный капитал	289 699,74	329 283,77	370 249,80	411 980,79	454 721,24
Величина компенсации выпадающих/излишние полученных доходов	-189 351,46				
Корректировка по надежности и качеству	7 628,40				
Корректировка по исполнению инвестиционной программы	-				
Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	-				
Выпадающие от ДТП с ПАО "МРСК Центра и Приволжья" закрытые в 2020 году и мероприятия по профилактике COVID-19	74,11				
Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	207 671,57	124 099,47	130 581,80	137 402,74	144 579,97
Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)	533 396,09	561 233,51	590 549,54	621 396,89	653 855,56
Необходимая валовая выручка всего	1 408 866,02	1 601 697,92	1 703 509,75	1 807 930,35	1 915 233,64

АО «Тульские городские электрические сети» ознакомилось с материалами дела по установлению долгосрочных параметров регулирования, необходимой валовой выручки на долгосрочный период регулирования 2023-2027 годы.

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: согласиться с установлением долгосрочных параметров регулирования, необходимой валовой выручки на 2023-2027 гг. для АО «Тульские

городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала, и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между «ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевой организацией АО «Тулские городские электрические сети», в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

«принять» - 5 (Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.).

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.