

**ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА № 43**  
**заседания Правления комитета**  
**Тульской области по тарифам, прошедшего**  
**в формате видеоконференцсвязи**

**28 ноября 2024 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;
Денисова Елена Владимировна	-	заместитель председателя комитета Тульской области по тарифам, заместитель председателя Правления;
Войтицкая Татьяна Владимировна	-	начальник отдела регулирования коммунального комплекса и потребительского рынка комитета Тульской области по тарифам;
Кречетова Елена Викторовна	-	начальник отдела государственного контроля комитета Тульской области по тарифам;
Маловинский Евгений	-	начальник отдела балансов и регулирования топливно-энергетического комплекса
Владимирович Коновалов	-	комитета Тульской области по тарифам;
Александр Петрович	-	представитель Ассоциации «НП «Совет рынка», директор ООО «ДВК-Сервис»;
Фаткина Мария Геннадьевна	-	начальник отдела анализа товарных рынков Управления федеральной антимонопольной службы по Тульской области;

**приглашенные на заседание сотрудники комитета Тульской области по тарифам:**

Карсеева Галина Вячеславовна	-	консультант отдела государственного контроля;
Филимонова Ирина	-	заместитель начальника отдела балансов и регулирования топливно-энергетического
Владимировна	-	комплекса;

Шалик Светлана  
Викторовна - главный консультант отдела балансов и регулирования топливно-энергетического комплекса;

**приглашенные на заседание сотрудники ГКУ ТО «Экспертиза»:**

Плешаков Денис  
Николаевич - и.о. директора, заместитель директора;  
Власенко Максим  
Леонидович - главный эксперт;  
Полякова Елена  
Сергеевна - специалист, секретарь Правления;  
Шашок Лидия  
Алексеевна - эксперт 1 категории;

**приглашенные на заседание:**

Давыдов Эдуард  
Викторович - заместитель директора по экономике и финансам филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»;  
Паршина Марина  
Валентиновна - заместитель генерального директора ООО Аудиторская фирма «ОСБИ-М»;  
Яворский Виктор  
Корнеевич - генеральный директор ООО «ТОРИ-АУДИТ»;

**Повестка дня  
заседания Правления комитета Тульской области по тарифам**

1. Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Тульской области на 2025 год – докладчик Маловинский Е.В.;

2. Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2025 год:

2.1. АО «ТНС энерго Тула» – докладчик Филимонова И.В.;

2.2. ООО «АлексинэнергоСбыт» – докладчик Шалик С.В.;

2.3. ООО «Гарантирующий поставщик и специализированный застройщик Новомосковская энергосбытовая компания» – докладчик Шалик С.В.;

3. Об установлении единых стандартизированных тарифных ставок и льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2025 год - докладчик Маловинский Е.В.;

4. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2025 год для сетевых организаций Тульской области - докладчик Маловинский Е.В.;

5. Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевыми организациями Тульской области на 2025 год, о пересмотре долгосрочного параметра регулирования (по списку):

докладчик Шалик С.В.:

5.1 ООО «ПромЭнергоСбыт»;

докладчик Шашок Л.А.:

5.2 ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ»;

5.3 Филиал Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»;

докладчик Карсеева Г.В.:

5.4 АО «Щекинская городская электросеть»;

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

5.6 АО «Алексинская электросетевая компания».

6. О корректировке необходимой валовой выручки на 2025 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и установлении 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» – докладчик Шалик С.В.;

7. О корректировке необходимой валовой выручки на 2025 год для филиала «ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго, в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала – докладчик Филимонова И.В.;

8. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям Тульской области и установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии, поставляемой населению и приравненным к нему категорий потребителей, на 2025 год – докладчик Маловинский Е.В.

**3. Об установлении единых стандартизированных тарифных ставок и льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2025 год**

---

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

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении единых стандартизированных тарифных ставок и льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2025 год (приложение № 5).

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» выразил особое мнение (письмо вх. от 28.11.2024 №40-01-10/2396).

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение:

установить стандартизированные тарифные ставки для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2025 год, в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам;

величину льготных ставок за 1 кВт присоединяемой мощности установить с учетом позиции членов Межотраслевого совета потребителей по вопросам деятельности субъектов естественных монополий при Губернаторе Тульской области, экспертного и общественного советов при комитете Тульской области по тарифам и (заседание - 27 ноября 2024 года).

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

**4. Об установлении размера выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2025 год для сетевых организаций Тульской области**

---

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

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении размера выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2025 год для сетевых организаций Тульской области (приложение № 6).

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» выразил особое мнение (письмо вх. от 28.11.2024 №40-01-10/2396).

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: установить размер выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2025 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 Т.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В., Маловинский Е.В.);

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

**6. О корректировке необходимой валовой выручки на 2025 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и установлении 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»**

---

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

Слушали Шалик С.В., которая доложила о корректировке необходимой валовой выручки на 2025 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и АО «Тульские городские электрические сети» (приложение № 13).

АО «Тульские городские электрические сети» ознакомлено с материалами к Правлению и проектом тарифного решения. На момент голосования возражений общество не представило.

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» выразил особое мнение (письмо вх. от 28.11.2024 №40-01-10/2396).

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: скорректировать необходимую валовую выручку на 2025 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и установить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и АО «Тульские городские электрические сети», в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

**Председатель комитета  
Тульской области по тарифам**



**Д.А. Васин**

Приложение № 5  
к протоколу комитета Тульской  
области по тарифам

от 28 ноября 2024 года № 43

**МАТЕРИАЛЫ**  
**по вопросу № 3: Об установлении единых стандартизированных**  
**тарифных ставок и льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой**  
**максимальной мощности для применения при расчете платы за**  
**технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской**  
**области на 2025 год**

Предлагаются к установлению на 2025 год единые для всех территориальных сетевых организаций Тульской области стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций согласно таблице №1.

**Таблица 1**  
**Стандартизированные тарифные ставки на 2025 год**

№ 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	25 651,46	рублей за одно присоединение (без НДС)
		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 проверку сетевой	28 848,59	

		организацией выполнения технических условий заявителем, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям		
2	C <sub>1.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	7 607,50	
3	C <sub>1.2.1</sub>	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	18 043,96	
4	C <sub>1.2.2</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	21 241,09	
5	C <sub>2.1.1.4.1.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	воздушные линии на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	3 757 773,84	рублей/км (без НДС)
6	C <sub>2.1.1.4.2.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	воздушные линии на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	2 570 293,88	
7	C <sub>2.3.1.4.1.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	2 234 702,68	
8	C <sub>2.3.1.4.1.1</sub> <sup>1–20 кВ</sup>		4 435 227,65	
9	C <sub>2.3.1.4.1.2</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	2 426 679,07	
10	C <sub>2.3.1.4.2.1</sub> <sup>0,4 кВ и ниже</sup>	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	2 592 279,60	
11	C <sub>2.3.1.4.2.1</sub> <sup>1–20 кВ</sup>		4 820 312,89	

12	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.1.1.2.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 631 303,82	рублей/км (без НДС)
13	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.1.1.2.3.2	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	1 999 232,03	
14	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 087 631,59	
15	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.1.2.1.1.1		1 286 343,45	
16	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	3 812 492,93	
17	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 923 620,32	
18	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	4 845 259,04	
19	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 593 985,21	
20	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.1.2.1.3.1		4 940 933,18	
21	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	5 220 534,96	
22	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.1.2.1.3.2		7 157 756,77	
23	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 789 290,19	

24	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	6 550 436,45
25	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.1.4.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	6 296 559,72
26	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 562 364,18
27	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.1.2.2.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	6 953 350,44
28	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.1.2.2.1.4	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	6 700 498,32
29	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 909 657,76
30	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.1.2.2.2.1		3 453 574,56
31	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.1.2.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	6 145 269,14
32	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.1.2.2.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 442 245,50

33	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.1.2.2.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	4 051 081,20
34	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.1.2.2.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	4 444 660,55
35	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.1.2.2.4.1		3 940 141,03
36	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.1.2.2.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	10 217 812,62
37	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.6.2.1.1.1	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	7 170 709,85
38	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.6.2.1.2.1	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	8 134 314,76
39	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.6.2.1.3.1	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	12 050 182,35
40	С <sup>1-10 кВ</sup> 3.6.2.1.3.1		12 769 152,76

41	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.6.2.1.3.2	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	16 840 227,09
42	С <sup>0,4 кВ и ниже</sup> 3.6.2.1.4.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	10 385 810,93
43	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.6.2.2.1.4	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с четырьмя трубами в скважине	17 905 585,45
44	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.6.2.2.2.1	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	4 542 561,52
45	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.6.2.2.2.2	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	11 397 880,94
46	С <sup>1–10 кВ</sup> 3.6.2.2.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	12 013 351,80

47	С <sup>1-10 кВ</sup> <sub>3.6.2.2.4.1</sub>	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	8 592 699,50	
48	С <sup>1-20 кВ</sup> <sub>4.1.4</sub>	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000 А включительно	2 544 645,23	рублей/шт. (без НДС)
49	С <sup>1-20 кВ</sup> <sub>4.2.3</sub>	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500 А включительно	142 774,52	
50	С <sup>6/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.1.1</sub>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	40 786,72	рублей/кВт (без НДС)
51	С <sup>10/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.1.1</sub>		51 877,52	
52	С <sup>6/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.2.1</sub>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	18 460,09	
53	С <sup>10/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.2.1</sub>		18 276,43	
54	С <sup>6/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.2.2</sub>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	17 962,30	
55	С <sup>10/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.2.2</sub>		19 494,02	
56	С <sup>6/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.3.2</sub>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	10 741,71	
57	С <sup>10/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.3.2</sub>		10 179,94	
58	С <sup>6/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.4.2</sub>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	6 205,39	
59	С <sup>10/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.4.2</sub>		6 137,85	
60	С <sup>6/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.5.2</sub>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	7 329,08	
61	С <sup>10/0,4 кВ</sup> <sub>5.1.5.2</sub>		7 567,20	

62	$C_{5.1.3.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	19 586,14		
63	$C_{5.2.5.2}^{10/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	12 023,53		
64	$C_{5.2.10.2}^{10/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 2000 до 2500 кВА включительно шкафного или киоскового типа	18 889,60		
65	$C_{5.2.3.3}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	25 290,88		
66	$C_{5.2.3.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		30 902,52		
67	$C_{5.2.5.3}^{6/0,4 \text{ кВ}}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно блочного типа	10 497,46		
68	$C_{5.2.5.3}^{10/0,4 \text{ кВ}}$		17 665,52		
69	$C_{6.2.4.2}^{6(10)/0,4 \text{ кВ}}$	Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 250 до 400 кВА включительно закрытого типа	28 928,85		
70	$C_{8.1.1}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	20 002,00		рублей за точку учета (без НДС)
71	$C_{8.2.1}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	35 510,59		
72	$C_{8.2.2}^{0,4 \text{ кВ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	91 646,23		
73	$C_{8.2.3}^{1-10 \text{ кВ}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	487 706,34		

**Примечания:**

Размер платы за технологическое присоединение рассчитывается сетевой организацией в соответствии с формулами в зависимости от способа технологического присоединения по мероприятиям, которые необходимо осуществить, в зависимости от присоединения энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики на основании поданной заявки.

1. Согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили»:

$$Птп = C_1 + C_{8,i,t} \times q_{i,t}$$

Для случаев технологического присоединения объектов Заявителей, не предусмотренных абзацем шестым пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям:

$$C_1 = C_{1.1} + C_{1.2.1} \text{ (руб. за одно присоединение)}$$

Для случаев технологического присоединения объектов Заявителей, не предусмотренных абзацем седьмым пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям:

$$C_1 = C_{1.1} + C_{1.2.2} \text{ (руб. за одно присоединение)}$$

2. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных линий:

$$Птп = C_1 + \sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

3. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке кабельных линий:

$$Птп = C_1 + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

4. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных и кабельных линий:

$$Птп = C_1 + \sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

5. Согласно техническим условиям предусматривается мероприятие «последней мили» по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов):

$$Птп = C_1 + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

6. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» согласно пп. 4, 5, а также мероприятия «последней мили» по строительству трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ и на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС):

$$Птп = C_1 + \sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + \sum(C_{5,i,t}; C_{6,i,t}; C_{7,i,t} \times N_{i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

где:

Птп - плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя, руб.;

$C_1$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства, (руб. за одно присоединение);

$C_{1.1}$  - подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ);

$C_{1.2.1}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, (руб. за одно присоединение);

$C_{1.2.2}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, (руб. за одно присоединение);

$C_{2,i,t}$ ,  $C_{3,i,t}$  - стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных ( $C_2$ ) и (или) кабельных ( $C_3$ ) линий электропередачи на  $i$ -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ) в расчете на 1 км линий, (руб./км);

$L_{2,i,t}$ ,  $L_{3,i,t}$  - протяженность трассы воздушных ( $L_2$ ) и (или) кабельных линий ( $L_3$ ) с уровнем напряжения  $i$  в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения заявителя, (км.);

$C_{4,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на  $i$ -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), (руб./шт.);

$Q_{4,i,t}$  - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на  $i$ -том уровне напряжения, соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), построенных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, (шт.);

$C_{5,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), (руб./кВт);

$C_{6,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $t$ ), (руб./кВт);

$C_{7,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство центров питания, подстанций уровнем

напряжения 35 кВ и выше (ПС) в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), (руб./кВт);

$C_{8,i,t}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) на  $i$ -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), (рублей за точку учета);

$q_{i,t}$  - количество точек коммерческого учета электрической энергии на  $i$ -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t);

$N_i$  - объем максимальной мощности, указанный Заявителем в заявке на технологическое присоединение на  $i$ -том уровне напряжения, (кВт);

7. Если при технологическом присоединении согласно техническим условиям срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению предусмотрен на период больше одного года, то стоимость мероприятий, учитываемых в плате, рассчитанной в год подачи заявки, индексируется следующим образом:

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, определяется в ценах года, соответствующего году утверждения платы;

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на прогнозный индекс цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)" на год, следующий за годом утверждения платы, публикуемый в соответствии со вторым предложением абзаца восьмого пункта 87 Основ ценообразования (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен).

8. Если при технологическом присоединении по инициативе (обращению) Заявителя, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого составляет не менее 670 кВт, установлены сроки выполнения мероприятий по технологическому присоединению более двух лет (но не более четырех лет), то стоимость мероприятий, учитываемых в плате, рассчитанной в год подачи заявки, индексируется следующим образом:

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемых в соответствии со вторым предложением абзаца восьмого пункта 87 Основ ценообразования на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за половину периода, указанного в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы;

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемых в соответствии со вторым

предложением абзаца восьмого пункта 87 Основ ценообразования на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за период, указанный в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы.

При технологическом присоединении к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств) плата за технологическое присоединение определяется в соответствии с Методическими указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденными приказом Федеральной антимонопольной службы от 30.06.2022 № 490/22

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.

Предлагается к установлению на 2025 год:

льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности  $p_{\text{соц}}$  при технологическом присоединении энергопринимающих устройств Заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), владеющих объектами, отнесенными к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), при условии, что расстояние от границ участка Заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже необходимого Заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности, объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, при заключении договора лицом, предусмотренным абзацами одиннадцатым - девятнадцатым пункта 17 Правил технологического присоединения, устанавливается в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению в размере 1 198,77 рублей за кВт (с НДС).

льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности  $p_{\text{несоц}}$  при технологическом присоединении объектов микрогенерации (за исключением случаев подачи заявки Заявителем - юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем в целях одновременного присоединения

энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации), в том числе при одновременном технологическом присоединении энергопринимающих устройств Заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), и объектов микрогенерации, а также энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), за исключением случаев, указанных в абзаце первом настоящего пункта, устанавливаемая в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению, при присоединении энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности в размере 10 100 рублей за кВт (с НДС).

Приложение № 6  
к протоколу комитета Тульской  
области по тарифам

от 28 ноября 2024 года № 43

**МАТЕРИАЛЫ**

**по вопросу № 4: Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2025 год для сетевых организаций Тульской области**

Экспертная группа предлагает утвердить сумму выпадающих доходов ТСО от технологического присоединения, принятую к учету в НВВ сетевых организаций на 2025 год в размере 561 881,28 тыс. руб. в том числе:

1. размер выпадающих доходов филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2025 год в размере 191 490,56 тыс. руб., в том числе за 2023 год в размере 191 490,56 тыс. руб., на 2025 год в размере 0,00 тыс. руб.;

2. размер выпадающих доходов АО «Алексинская электросетевая компания» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2025 год в размере 53 338,50 тыс. руб., в том числе за 2023 год в размере 1053,41 тыс. руб., на 2025 год в размере 52 285,09 тыс. руб.;

3. размер выпадающих доходов ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2025 год в размере 11428,46 тыс. руб., в том числе за 2023 год в размере 101,16 тыс. руб., на 2025 год в размере 11327,30 тыс. руб.;

4. размер выпадающих доходов ООО «ПромЭнергоСбыт» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2025 год в размере 234 683,00 тыс. руб., в том числе за 2023 год в размере 18103,93 тыс. руб., на 2025 год в размере 216 579,07 тыс. руб.;

5. размер выпадающих доходов АО «Щекинская городская электросеть» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по

передаче электрической энергии на 2025 год в размере 76 099,32 тыс. руб., в том числе за 2023 год в размере 4 651,70 тыс. руб., на 2025 год в размере 71 447,62 тыс. руб.;

6. размер выпадающих доходов АО «Тульские городские электрические сети» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2025 год в размере (-) 214,80 тыс. руб., в том числе за 2023 год в размере (-) 214,80 тыс. руб., на 2025 год в размере 0,00 тыс. руб.;

7. размер выпадающих доходов филиала Волго-Вятский АО «Оборонэнерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2025 год в размере 2,13 тыс. руб., в том числе за 2023 год в размере 2,13 тыс. руб., на 2025 год в размере 0,00 тыс. руб.;

8. размер выпадающих доходов Московской дирекции по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2025 год в размере (-) 4 945,89 тыс. руб., в том числе за 2023 год в размере (-) 10 775,12 тыс. руб., на 2025 год в размере 5 829,23 тыс. руб.

Расчет плановых значений на 2025 год осуществлен на основании фактических данных ТСО за 2021 - 2023 годы и значений единых стандартизированных тарифных ставок на 2025 год.

Приложение № 13  
к протоколу комитета Тульской  
области по тарифам

от 28 ноября 2024 года № 43

**МАТЕРИАЛЫ**

**по вопросу № 6: О корректировке необходимой валовой выручки на 2025 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и установлении 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»**

АО «Тульские городские электрические сети» (далее - АО «ТГЭС») вышло с предложением об установлении необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2025 год долгосрочного периода 2023-2027 гг., направленное письмом от 27.04.2024 г. № 03-16/3449, а также представлены расчетные и обосновывающие материалы в печатном виде в одном томе и в электронном виде на DVD-диске. АО «ТГЭС» поданы уточненные предложения об установлении тарифов на 2025 год письмом от 15.10.2024 № 03-16/8175 с приложением дополнительных расчетных и обосновывающих материалов.

Предложения (первоначальное и уточненные) о размере цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг., опубликованы на официальном сайте (<http://www.tulges.ru>) в соответствии с п. 17 Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24.

Представленные АО «ТГЭС» материалы прошиты, пронумерованы, скреплены печатью и подписью уполномоченного лица.

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

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

**Анализ соответствия представленных материалов и обосновывающих документов следующим нормативным правовым актам РФ:**

1) Конституция Российской Федерации, Гражданский, Налоговый кодексы Российской Федерации.

- 2) Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
- 3) Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
- 4) Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», включающее Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования) и Правила государственного регулирования (пересмотре, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила регулирования).
- 5) Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».
- 6) Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
- 7) Постановление Правительства РФ от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».
- 8) Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».
- 9) Приказ ФСТ России от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».
- 10) Приказ ФСТ России от 30 марта 2012 г. № 228-э «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» (далее – Методические указания № 228-э).
- 11) Приказ ФСТ России от 26 октября 2010 г. № 254-э/1 «Об утверждении методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие

уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».

12) Приказ Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

13) Приказ Министерства энергетики РФ от 18 октября 2017 г. № 976 «Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов».

14) Приказ ФСТ России от 11.09.2014 г. № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям».

15) Приказ Минэнерго России от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике».

16) Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов Минэкономразвития России от 30.09.2024 г.

17) Иные нормативно-правовые акты, регламентирующие тарифное регулирование в сфере электроэнергетики.

По результатам проведенного анализа соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней установлено, что представленные АО «ТГЭС» материалы и расчеты, а также форма представления предложений в целом соответствуют требованиям нормативно-методических документов по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней.

### **Оценка финансового состояния АО «ТГЭС» за 2023 г.**

Основные финансово-экономические показатели хозяйственной деятельности АО «ТГЭС» за 2022-2023 год приведены в таблице ниже.

**Таблица 1. Основные финансовые показатели АО «ТГЭС» за 2022-2023 гг.**

№ п/п	Наименование показателей	2022 год	2023 год	Отклонение гр4-гр.3	Отклонение, % (гр.4/гр.3)*100-100
1	2	3	4	5	6
1.	Выручка от продажи товаров, продукции, работ, услуг	1 515 797	1 570 913	55 116	3,64
2.	Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	1 166 385	1 271 575	105 190	9,02
3.	Валовая прибыль (убыток)	349 412	299 338	-50 074	-14,33
4.	Прибыль (убыток) от продаж	349 412	299 338	-50 074	-14,33
5.	Доходы от участия в других организациях	-	10 691	-	-
6.	Проценты к получению	16 813	11 745	-5 068	-30,14
7.	Проценты к уплате	27 182	52 809	25 627	94,28
8.	Прочие доходы	6 917	22 244	15 327	221,58
9.	Прочие расходы	59 508	43 785	-15 723	-26,42
10.	Прибыль (убыток) до налогообложения	286 452	247 424	-39 028	-13,62
11.	Налог на прибыль	62 279	53 331	-8 948	-14,37
	в т.ч. текущий налог на прибыль	56 190	37 021	-19 169	-34,11
	в т.ч. отложенный налог на прибыль	6 089	16 310	10 221	167,86
12.	Прочее	0	0	0	-
13.	Чистая прибыль (убыток)	224 173	194 093	-30 080	-13,42
14.	Общая рентабельность (%)	19,2	15,3	-4	-20,31

Выручка АО «ТГЭС» от осуществления всех видов деятельности в 2023 году составила 1 570 913 тыс. руб. и по сравнению с 2022 годом увеличилась на 55 116 тыс. руб., или 3,64 %, при этом одновременно произошло увеличение себестоимости продаж на 105 190 тыс. руб., или 9,02 %.

Деятельность Общества в 2023 году была прибыльной. Прибыль от продаж уменьшилась на 14,33 % по сравнению с 2022 годом. Чистая прибыль Общества за 2023 год составила 194 093 тыс. руб., что на 30 080 тыс. руб., или 13,42 %, ниже, чем за 2022 год. Общая рентабельность за 2023 год по сравнению с 2022 годом снизилась на 20,3 % и составила 15,3 %.

#### **Анализ основных технико-экономических показателей АО «ТГЭС»**

Основные показатели балансов электрической энергии (мощности) АО «ТГЭС» за 2022-2025 гг. представлены в таблице ниже.

**Таблица 2. Основные технико-экономические показатели за 2022-2025 гг.**

Показатели	Фактические млн. кВт*ч 2022	Плановые млн. кВт*ч 2023	Фактические млн. кВт*ч 2023	Плановые млн. кВт*ч 2024	Плановые млн. кВт*ч 2025
Отпуск	1167,52	1142,71	1158,37	1169,23	1226,95
Потери	127,84	126,61	128,33	129,55	135,95

В 2023 году плановый объем отпуска электрической энергии АО «ТГЭС» составлял 1 142,71 млн. кВт\*ч, плановый объем потерь – 126,61 млн. кВт\*ч. Фактический объем отпуска электрической энергии в 2023 году составил 1 158,37 млн. кВт\*ч, что выше планового на 15,66 млн. кВт\*ч, или 1,37%. Фактические потери за 2023 год выше плановых на 1,72 млн. кВт\*ч, или на 1,36%.

АО «ТГЭС» является электросетевой организацией, обеспечивающей передачу и трансформацию электрической энергии от центров питания до потребителей электроэнергии.

Электросетевое хозяйство АО «ТГЭС», участвующее в передаче электрической энергии, состоит из трансформаторных подстанций 1-20 кВ, воздушных линий электропередачи 1-20 кВ и 0,4 кВ и кабельных линий электропередачи 3-10 кВ и до 1 кВ, коммутационного и другого вспомогательного оборудования, для обеспечения режима и надежности передачи электрической энергии.

### 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 (в редакции от 31.08.2023 г. № 1416) «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.

**Таблица 3. Оценка соответствия АО «ТГЭС» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям**

№ п/п	Наименование критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям	Показатели владельца электросетевого оборудования для оценки критериев на 2025 год	Оценка соответствия критериям ТСО (Да) - соответствует / (Нет) - не соответствует
1	2	3	4
1	Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах ТО, суммарная установленная мощность которых составляет не менее 150 МВА	716,05 МВА	да
2	Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи, используемыми для осуществления регулируемой деятельности непосредственно соединенными с трансформаторными подстанциями, сумма протяженности которых по трассе составляет не менее 300 км., не менее 2 уровней напряжения		да
2.1	Количество уровней напряжения	2	да

№ п/п	Наименование критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям	Показатели владельца электросетевого оборудования для оценки критериев на 2025 год	Оценка соответствия критериям ТСО (Да) - соответствует / (Нет) - не соответствует
1	2	3	4
	высокое напряжение (ВН) – 110 кВ и выше		
	среднее первое напряжение (СН1) – 35 кВ		
	среднее второе напряжение (СН2) – 1 – 20 кВ	1 267,769 км	
	низкое напряжение (НН) – ниже 1 кВ	1 579,734 км	
2.2	Сумма протяженности линий электропередач не менее 300 км	2 847,504 км	да
3	Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, при анализе соответствия уровню надежности и качества оказываемых услуг.	да	да
4	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.	8 (800) 700-51-16, 8 (4872) 74-93-50	да
5	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	<a href="http://www.tulges.ru">http://www.tulges.ru</a>	да
6	Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов по производству электрической энергии (мощности), которые расположены в административных границах Тульской области и с использованием которых осуществляется производство электрической энергии (мощности) с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.	отсутствует	да
	Результат оценки соответствия критериям ТСО	Соответствует	

Приказом ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23 внесены изменения в части определения количества условных единиц для расчета показателей, применяемых при тарифном регулировании. В соответствии с п. 12 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 № 485/23):

«12. Индекс изменения количества активов применяется при установлении тарифов с целью учета зависимости операционных расходов от количества активов, необходимых для осуществления регулируемых видов деятельности. В отношении услуг по передаче электрической энергии индекс количества активов рассчитывается по формуле:

$$ИКА_j = K_{эл} \times \frac{УЕ_j - УЕ_{j-1}}{УЕ_{j-1}},$$

где:

$Уе_j, УЕ_{j-1}$  - среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, определяемое без учета месяца ввода в эксплуатацию, планируемых к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, а при наличии известных фактических значений используется фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования, которое определяется с учетом фактического количества активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой.

Среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц определяется как частное от деления суммы, полученной в результате сложения количества условных единиц на первое число каждого месяца регулируемого периода (финансового года) и последнее число регулируемого периода, на количество месяцев в году, увеличенное на единицу.

$К_{эл}$  - коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливаемый регулирующим органом на долгосрочный период регулирования».

АО «ТГЭС» представлены помесечные расчеты объемов условных единиц на 2023-2025 гг.

По расчету АО «ТГЭС» фактическое среднегодовое значение условных единиц за 2023 год составляет 21 985,93 у.е., ожидаемое в 2024 году среднегодовое значение условных единиц – 22 219,14 у.е., планируемое на 2025 год среднегодовое значение условных единиц – 22 463,93 у.е.

Экспертной группой произведен собственный расчет среднегодового объема условных единиц АО «ТГЭС» с учетом исключения условных единиц по объектам, вводимым в декабре соответствующего года, поскольку объем условных единиц в соответствии с Методическими указаниями № 228-э определяется на последнее число регулируемого периода без учета месяца ввода (на 31 декабря соответствующего года без учета ввода за декабрь).

**Таблица 4. Количество условных единиц АО «ТГЭС» среднегодовых за 2023-2025 гг.**

Уровень напряжения	Фактический объем в у.е. за 2023 год	Ожидаемый объем в у.е. на 2024 год	Плановый объем в у.е. на 2025 год	Изменение количества у.е. 2024/2023 гг. (гр.3 - гр. 2)	Изменение количества у.е. 2025/2024 гг. (гр.4 - гр. 3)
1	2	3	4	5	6
СН2	18 598,99	18 760,28	18 926,03	161,29	165,75
НН	3 386,79	3 458,86	3 537,84	72,07	78,98
Всего	21 985,78	22 219,14	22 463,87	233,36	244,73

Рост ожидаемых в 2024 году среднегодовых объемов линий и оборудования в условных единицах по сравнению с фактическими показателями 2023 года составляет 233,36 у.е., или 1,061 %.

Рост планируемых на 2025 год среднегодовых объемов линий и оборудования в условных единицах по сравнению с ожидаемыми показателями 2024 года составляет 244,73 у.е., или 1,101 %.

### **Основные показатели балансов электрической энергии (мощности) АО «ТГЭС»**

Анализ основных показателей балансов электрической энергии (мощности) АО «ТГЭС» за 2023-2025 гг. проведен на основании следующих документов:

формы 3.1. предложения АО «ТГЭС» по технологическому расходу электроэнергии (мощности) - потерям в электрических сетях на 2025 год в регионе: Тульская область в формате шаблона ЕИАС (FORM3.1.2025.ORG);

формы статистического наблюдения 46-ЭЭ (передача) «Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей» за 2023 год в формате шаблонов ЕИАС (46EP.STX);

балансы электрической энергии и мощности АО «ТГЭС» (факт за 2023 год, утвержденные на 2024 год и план на 2025 год);

сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2025 год, утвержденный приказом ФАС России от 11 октября 2024 года № 720/24-ДСП.

Основные показатели балансов электрической энергии (мощности) АО «ТГЭС» представлены в таблице.

**Таблица 5. Основные показатели балансов электрической энергии (мощности)  
АО «ТГЭС»**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Факт 2022 года	Факт 2023 года	План 2024 года	План 2025 года	Темпы роста плана 2025 года	
							к факту 2023 года, %	к плану 2024 года, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Электроэнергия							
1	Поступление в сеть	млн. кВтч	1167,52227	1 158,36508	1169,22918	1 226,94600	100,94	104,94
2	Потери в электрической сети	млн. кВтч	127,84368	128,33018	129,55060	135,94560	100,95	104,94
3	Относительные потери	%	10,95	11,08	11,08	11,080	100,00	100,00
4	Отпуск из сети (полезный отпуск)	млн. кВтч	1039,67859	1 030,03490	1039,67858	1 091,00040	100,94	104,94
	Мощность							
5	Поступление в сеть	МВт	204,529	198,65169	203,4700	204,61151	102,43	100,56

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Факт 2022 года	Факт 2023 года	План 2024 года	План 2025 года	Темпы роста плана 2025 года	
							к факту 2023 года, %	к плану 2024 года, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Потери в электрической сети	МВт	23,5965	21,5939	22,5400	22,67118	104,38	100,58
7	Относительные потери	МВт	11,54	10,87	11,08	11,08	101,93	100,00
8	Отпуск из сети (полезный отпуск)	МВт	180,9325	177,05774	180,9300	181,94033	102,19	100,56

Долгосрочным периодом регулирования для АО «ТГЭС» является период 2023-2027 гг.

Долгосрочные параметры регулирования для АО «ТГЭС» утверждены постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 25 ноября 2022 года № 50. В составе долгосрочных параметров утвержден уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям сторонним потребителям, который составляет 11,08 %.

Объемы электрической энергии, передаваемой АО «ТГЭС» сторонним потребителям, на 2025 год выше фактического полезного отпуска за 2023 год на 60,9655 млн. кВтч и выше планируемых объемов на 2024 год на 51,32182 млн. кВт.ч, или 4,94 %.

П. 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.

Долгосрочным периодом регулирования для АО «ТГЭС» является период 2023-2027 гг.

Долгосрочный период регулирования и долгосрочные параметры регулирования согласованы Приказом ФАС России от 14 ноября 2022 г. № 806/22 «О согласовании Федеральной антимонопольной службой предложений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении очередного долгосрочного периода регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода доходности инвестированного капитала и согласования соответствующих долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций»

Долгосрочные параметры регулирования для АО «ТГЭС» утверждены постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 25 ноября 2022 года № 50.

**Ведение базы инвестированного капитала с учетом реализации АО «ТГЭС»**

**инвестиционной программы в 2023 году для определения необходимой  
валовой  
выручки в 2025 года.**

Регулирование тарифов АО «ТГЭС» с применением метода доходности инвестированного капитала осуществляется с 2013 года. При переходе к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала срок возврата капитала, инвестированного до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, составлял 10,47 лет. С учетом досрочного выбытия объектов «старого» капитала в течение первого и второго долгосрочного периодов регулирования на начало третьего долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. капитал, инвестированный до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, был полностью возвращен.

Согласно Методическим указаниям № 228-э 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 уменьшаются на полную величину возвращенного инвестированного капитала).

Учет капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, осуществляется по первоначальной и остаточной стоимости.

Первоначальная стоимость (ПИК) отражает полную стоимость восстановления (замещения) объектов, используемых для осуществления регулируемой деятельности, за исключением стоимости объектов, построенных и реконструированных за счет поступлений от платы за технологическое присоединение (подключение).

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

Определение первоначальной и остаточной стоимости капитала,  
инвестированного после перехода к регулированию с применением метода  
доходности инвестированного капитала («нового» капитала)

**Ввод активов в рамках инвестиционных программ**

По итогам проверки исполнения инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2023 год экспертной группой учтен ввод объектов, включаемых в базу инвестированного капитала в сумме 418 833,19 тыс. руб.

В представленном Приложении № 5 «Реестр формирования базы инвестированного капитала» фактический ввод объектов составил 445 511,52

тыс. руб., включая стоимость проектов, связанных с технологическим присоединением. АО «ТГЭС» представлен расчет по объектам, введенным с целью технологического присоединения с указанием договоров, видов работ, сумм затрат и оплат по договору.

В соответствии с представленным расчетом полностью профинансированы платой за технологическое присоединение объекты на сумму 30 078,68 тыс. руб.

Таким образом, по расчету экспертной группы ввод объектов, включаемых в базу инвестированного капитала фактически введенных за 2023 год, составляет 415 432,84 тыс. руб.

Плановый объем ввода объектов в эксплуатацию в 2025 году в соответствии с утвержденной инвестиционной программой составит 359 854,79 тыс. руб.

Выбытие активов «нового» капитала до окончания срока их использования

По расчету АО «ТГЭС» выбытие активов «нового» капитала за 2023 год составляет в соответствии с представленным реестром выбытия активов из базы «нового» капитала (по форме приложения № 7 к Методическим указаниям № 228-э):

- по первоначальной стоимости – 2 386,38 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости – 1 454,38 тыс. руб.

Расчет полной и остаточной стоимости «нового» капитала на начало 2025 года по данным экспертной группы представлен в таблице ниже.

**Таблица 6. Расчет полной и остаточной стоимости «нового» капитала на начало 2025 года**

Период	Факт ввода	Выбытие полная стоимость	Выбытие остаточная стоимость	Возврат «нового» капитала	Первоначальная стоимость на конец года	Остаточная стоимость на конец года
2013	347 895,96				347 895,96	347 895,96
2014	370 455,19			9 939,88	718 351,16	708 411,27
2015	345 200,11	46,16	44,84	20 524,32	1 063 505,11	1 033 042,22
2016	305 767,78			30 385,86	1 369 272,89	1 308 424,14
2017	220 664,93	40,68	38,35	39 122,08	1 589 897,14	1 489 928,64
2018	259 917,50	2 981,17	2 726,96	45 425,63	1 846 833,47	1 701 693,55
2019	260 150,17	3 337,83	2 714,62	52 766,67	2 103 645,81	1 906 362,42
2020	367 871,22	462,02	406,05	60 104,17	2 471 055,02	2 213 723,43
2021	210 625,38	1 283,92	804,77	70 601,57	2 680 396,48	2 352 942,47
2022	407 388,10	4 441,48	2 943,42	76 582,76	3 083 343,10	2 680 804,39
2023	415 432,84	2 386,38	1 454,38	88 095,52	3 496 389,56	3 006 687,33
2024	549 896,24			99 896,84	4 046 285,80	3 456 686,73
<b>Первоначальная и остаточная стоимость «нового» капитала на начало 2025 г.</b>					<b>4 046 285,80</b>	<b>3 456 686,73</b>

По расчету экспертной группы на начало 2025 года первоначальная стоимость «нового» капитала АО «ТГЭС» составляет 4 046 285,80 тыс. руб., остаточная стоимость «нового» капитала составляет 3 456 686,73 тыс. руб.

## Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» методом доходности инвестированного капитала на 2025 г.

Согласно Методическим указаниям по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2013 года № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23), скорректированная плановая необходимая валовая выручка, определяемая при установлении тарифов на очередной год долгосрочного периода регулирования, рассчитывается (в соответствии с п. 42 Методических указаний) по следующей формуле:

$$HBB_i^{СК} = P_i^{СК} + BK_i^{СК} + DK_i^{СК} + \Delta U_i + \Delta ЭОР_i + \Delta ЭП_i + \Delta HBB_{i-1, i-2}^{Корр} + KHK_{i-2} \cdot HBB_{i-2}^{СК} + \text{Дельта}HBB_i^{СГ Корр} + \Delta HBB_i^{Корр ИП} + B_i^{\text{распред}}$$

где:

$HBB_i^{СК}$  - величина скорректированной необходимой валовой выручки на 2025 год;

$P_i^{СК}$  - скорректированные расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности;

$BK_i^{СК}$  - скорректированный возврат инвестированного капитала;

$DK_i^{СК}$  - скорректированный доход инвестированного капитала;

$\Delta U_i$  - компенсация фактических расходов на исполнение обязанностей по обеспечению коммерческого учета электрической энергии;

$\Delta ЭОР_i$  - экономия операционных расходов;

$\Delta ЭП_i$  - экономия от снижения технологических потерь;

$\Delta HBB_{i-1, i-2}^{Корр}$  - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов;

$HBB_{i-2}^{СК}$  - скорректированная необходимая валовая выручка, установленная регулирующим органом на год  $i-2$  долгосрочного периода регулирования;

$\text{Дельта}HBB_i^{СГ Корр}$  - величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов;

$KHK_{i-2}$  - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2023 году, определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для

организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг;

$\Delta HBB_i^{коррИП}$  - корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;

$V_i^{распред}$  - 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.

### **Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2025 год на основании фактических данных за 2023 год**

В соответствии с п. 9 Методических указаний корректировка необходимой валовой выручки осуществляется ежегодно. При корректировке используются данные за последний год, на который имеются фактические показатели параметров расчета тарифов.

В составе скорректированной плановой НВВ АО «ТГЭС» на 2025 год учитываются следующие корректировки и компенсации:

1) Компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2023 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2023 год.

2) Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2023 году.

3) Корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2022-2023 гг. (в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2022 г. N 507 «Об особенностях государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике в 2022 и 2023 годах» корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, в 2022 году не проводилась.

### **Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС»**

**на 2025 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2023 год**

Согласно п. 42 Методических указаний от 30.03.2012 № 228-э, компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, учитывается при определении скорректированной плановой необходимой валовой выручки на очередной год долгосрочного периода регулирования.

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2023 год, производится в соответствии с формулами, приведенными в п. 42 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23):

«

$$\Delta HBB_{i-2}^{корр} = HBB_{i-2}^{ск} + HBB_{i-2}^{nom} - HBB_{i-2}^{\phi} + \Delta HP_{i-2} + \Delta OP_{i-2} + ПО_{i-2}$$

,

где:

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

$\Delta HP_{i-2}$  - компенсация фактически понесенных в году  $i-2$  неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на год  $i-2$ , определяемая в соответствии с пунктами 20 - 21 настоящих Методических указаний. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

$\Delta OP_{i-2}$  - 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.

$ПО_i$  - корректировка необходимой валовой выручки сетевой организации по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за истекший период регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 25 Методических указаний».

По расчету АО «ТГЭС» компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2023 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2023 год, планируется в необходимой валовой выручке на 2025 год в сумме (-176 658,60) тыс. руб.

Экспертная группа осуществила собственный расчет выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2023 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2023 год.

### **Компенсация по фактическому объему выручки АО «ТГЭС» за 2023 год**

В соответствии с изменениями, внесенными приказом ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23 в п. 42 Методических указаний № 228-э, компенсация по объему выручки рассчитывается исходя из установленного решением регулирующего органа на 2023 год объема выручки за услуги по передаче электрической энергии и фактического объема выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2023 год (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на 2023 год тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

По расчету АО «ТГЭС» корректировка по фактическому объему выручки за 2023 год составит (-6 971,93) тыс. руб. (без учета применения индексов инфляции).

Расчет компенсации производится на основании первой части формулы, приведенной выше, и определяется как разница между установленной выручкой на услуги по передаче электрической энергии (суммой установленной выручки на содержание сетей и установленной выручки на компенсацию потерь) и фактической товарной выручкой на передачу электрической энергии.

В соответствии с расчетом АО «ТГЭС» плановая выручка на содержание сетей, установленная на 2023 год, составляет 875 470,36 тыс. руб., плановая выручка на компенсацию расходов на оплату потерь электрической энергии – 533 396,09 тыс. руб.

По данным экспертной группы плановая выручка на содержание сетей, установленная на 2023 год, составляет 875 469,93 тыс. руб., плановая выручка на компенсацию расходов на оплату потерь электрической энергии – 533 396,09 тыс. руб.

Фактическая выручка от оказания услуг по передаче электрической энергии за 2023 год составила 1 415 838,38 тыс. руб.

По расчету экспертной группы корректировка по фактическому объему выручки за 2023 год составит (-6 972,36) тыс. руб. (без учета применения индексов инфляции).

В необходимой валовой выручке 2025 года сумма компенсации по фактическому объему выручки с учетом ИПЦ, составляющих 1,08 на 2024 год и 1,058 на 2025 год, должна быть учтена в сумме (-7 966,90) тыс. руб.

**Расчет компенсации операционных расходов, связанный с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа на 2023 год значениям**

2023 год для АО «ТГЭС» является первым годом очередного долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с п. 14 Методических указаний № 228-э операционные расходы для АО «ТГЭС» на 2023 год рассчитаны с использованием метода экономически обоснованных расходов (затрат) с учетом результатов анализа обоснованности расходов, понесенных в предшествующем долгосрочном периоде. В 2025 году компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц в 2023 году, не применяется, так как при расчете операционных расходов указанные показатели не применялись.

**Расчет компенсации фактически понесенных в 2023 году неподконтрольных расходов АО «ТГЭС», не учтенных при установлении тарифов на 2023 год**

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

$$\Delta \text{НР}_{i-2} = \text{НР}_{i-2}^{\text{ф}} - \text{НР}_{i-2}^{\text{ск}}$$

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 2023 года по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен ниже.

**Таблица 7. Расчет компенсации неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2023 г., тыс. руб.**

Показатели	Расходы, учтенные при установлении и тарифов на 2023 год	Фактические расходы за 2023 год по заявке ТГЭС	Компенсация неподконтрольных расходов за 2023 год по заявке ТГЭС	Фактические расходы за 2023 год по данным Экспертной группы	Компенсация неподконтрольных расходов за 2023 год по данным Экспертной группы
Аренда	160,09	167,74	7,65	167,74	7,65
Налоги, всего	54 402,64	54 489,07	86,43	54 489,07	86,43
Плата за землю	1 395,39	1 721,85	326,46	1 721,85	326,46
Налог на имущество	52 698,43	52 488,83	-209,60	52 488,83	-209,60
Прочие налоги и сборы	308,82	278,38	-30,44	278,38	-30,44
Отчисления на социальные нужды	51 443,30	46 695,96	-4 747,34	46 695,96	-4 747,34
Налог на прибыль	54 142,73	28 158,02	-25 984,71	28 158,02	-25 984,71
Выпадающие по ТП	0,00	80,37	80,37	-187,99	-187,99
<b>Неподконтрольные расходы, всего</b>	<b>160 148,76</b>	<b>129 591,16</b>	<b>-30 557,60</b>	<b>129 322,80</b>	<b>-30 825,96</b>

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

#### Аренда имущества

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Аренда имущества» в 2023 году составили 167,74 тыс. руб., что выше утвержденных на 2023 год расходов на 7,65 тыс. руб.

Реестр договоров и оплаченные суммы представлены в таблице ниже.

**Таблица 8. Реестр договоров АО «ТГЭС» по статье «Аренда имущества за 2023 год**

№ п/п	Наименование	Утверждено на 2023 год	Факт за 2023 год	Отклонение
1	Аренда имущества, находящегося в государственной собственности ТО №203 от 27.11.2014г	120,00	122,00	2,00
2	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16В3791 от 15.03.2016г	3,04	3,52	0,48
3	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16П3782 от 01.03.2016г	2,81	3,25	0,44

№ п/п	Наименование	Утверждено на 2023 год	Факт за 2023 год	Отклонение
4	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3785 от 01.03.2016г	0,92	1,07	0,15
5	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3790 от 14.03.2016г	1,20	1,39	0,19
6	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3783 от 01.03.2016г	1,20	1,39	0,19
7	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3784 от 01.03.2016г	3,13	3,63	0,50
8	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3792 от 14.03.2016г	3,18	3,68	0,50
9	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3897 от 17.11.2016г	1,10	1,28	0,18
10	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3835 от 07.07.2016г	1,15	1,33	0,18
11	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3899 от 17.11.2016г	3,36	3,36	-
12	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3898 от 17.11.2016г	0,92	1,07	0,15
13	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16В3834 от 05.07.2016г	1,15	1,33	0,18
14	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3831 от 17.11.2016г	1,15	1,33	0,18
15	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16П3811 от 27.06.2016г	1,93	2,24	0,31
16	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3810 от 16.05.2016г	1,10	1,10	-
17	Соглашение от 21.09.17 о передаче прав и обязанностей по договору аренды МИИЗО № 15П3660 от 24.04.2015	5,52	6,40	0,88
18	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 15Ц3663 от 12.05.2015г	2,95	3,41	0,46
19	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 14П3551 от 01.02.2014г	3,13	3,63	0,50
20	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16В3908 от 28.11.2016г	1,15	1,33	0,18
	ИТОГО	160,09	167,74	7,65

Экспертной группой приняты фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду земельных участков в 2023 году в размере 167,74 тыс. руб., что выше расходов, утвержденных на 2023 год, на 7,65 тыс. руб.

#### Налоги

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату налогов, относящиеся по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии, в 2023 году составили 54 489,07 тыс. руб., в т.ч.:

- земельный налог 1 721,85 тыс. руб.;
- налог на имущество 52 488,83 тыс. руб.;
- транспортный налог, экологические платежи, госпошлины 278,38 тыс. руб.

В соответствии с Formой раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии (Приложение 1 к приказу ФСТ от 24.10.2014 г. № 1831-э) расходы на уплату налогов,

отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии, за 2023 год составляют 54 489,07 тыс. руб.

### Земельный налог

По расчету АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату земельного налога за 2023 год составили 1 721,85 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов АО «ТГЭС» на уплату земельного налога за 2023 год представлены:

Расчет платы за землю АО «ТГЭС» на период 2025 год (том 1, лист 223); справка-расчет земельного налога за 2023 год (в электронном виде на диске);

выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2023 год в части земельного налога, отнесенного на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии (в электронном виде на диске).

В справке-расчете 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 представленной справкой-расчетом исчисленная сумма земельного налога за 2023 год составила 1 723,85 тыс. руб.

В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) земельный налог, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2023 год составил 1 721,85 тыс. руб.

Земельный налог АО «ТГЭС» за 2023 год, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, документально подтвержден и обоснован в сумме 1 721,85 тыс. руб., что выше утвержденных на 2023 год расходов, составляющих 1 395,39 тыс. руб., на 326,46 тыс. руб.

### Налог на имущество

В качестве обоснования фактических расходов АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество за 2023 год представлены налоговые декларации по налогу на имущество организаций за 2023 год, выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2023 год в части налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии.

Исходя из данных декларации, фактические расходы на уплату налога на имущество в 2023 году составляют 52 562,92 тыс. руб. В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) налог на имущество, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2023 год составил 52 488,83 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2023 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество составили 52 488,83 тыс. руб., что ниже

утвержденных на 2023 год расходов, составляющих 52 698,43 тыс. руб., на 209,60 тыс. руб.

### Прочие налоги и сборы

В составе прочих налогов и сборов АО «ТГЭС» учитывается транспортный налог.

В качестве обоснования фактических расходов АО «ТГЭС» на уплату транспортного налога за 2023 год представлены справка-расчет по транспортному налогу за 2023 год с указанием наименований и регистрационных знаков автотранспортных средств, дат постановки на учет и снятия с учета, налоговой базы, ставок налога и сумм налога в 2023 году, выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2023 год в части транспортного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии.

В представленной справке-расчете указаны по каждому используемому в деятельности транспортному средству: наименование и марка, дата регистрации и списания с учета, регистрационный знак, налоговая база, ставка и сумма налога.

В соответствии с представленной справкой-расчетом сумма транспортного налога за 2023 год составила 283,08 тыс. руб. В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) транспортный налог, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2023 год составил 278,38 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2023 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на прочие налоги составили 278,38 тыс. руб., что ниже утвержденных на 2023 год расходов, составляющих 308,82 тыс. руб., на 30,44 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы фактические расходы АО «ТГЭС» на уплату налогов, отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии, в 2023 году составили 54 489,07 тыс. руб. Утвержденные на 2023 год расходы по статье «Налоги» составляют 54 402,64 тыс. руб. Компенсация фактических расходов за 2023 год по статье «Налоги» составляет 86,43 тыс. руб.

### Отчисления на социальные нужды

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2023 году составили 46 695,96 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 4 747,34 тыс. руб.

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

Расчет отчислений страховых взносов АО «ТГЭС»;  
расчет по страховым взносам за 2023 год (Форма КНД 1151111 за 2023 год);

данные бухгалтерского учета по отчислениям на социальные нужды по счетам 20 и 23 по деятельности «Передача электрической энергии»;

сведения о начисленных страховых взносах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (форма ЕФС-1);

таблица 1.6. Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности), принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Исходя из представленных документов, фактические расходы по страховым взносам в 2023 году по деятельности от оказания услуг по передаче электрической энергии составили 46 695,96 тыс. руб., что ниже расходов, утвержденных на 2023 год, составляющих 51 443,30 тыс. руб., на 4 747,34 тыс. руб.

### Налог на прибыль

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Налог на прибыль» в 2023 году составили 28 158,02 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на прибыль АО «ТГЭС» представлена декларация по налогу на прибыль на общую сумму 37 021,78 тыс. руб.

Данные раздельного учета доходов и расходов – приложение к приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585:

таблица 1.3. Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям согласно форме «Отчет о прибылях и убытках»;

таблица 1.6. Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности), принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям.

В соответствии с данными раздельного учета налог на прибыль, относящийся на деятельность по передаче электрической энергии и технологическому присоединению, составляет 28 158,02 тыс. руб.

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

Экспертной группой определен фактический налог на прибыль, относящийся на передачу электрической энергии и технологическое присоединение, в размере 28 158,02 тыс. руб., что ниже утвержденных на 2023 год расходов, составляющих 54 142,73 тыс. руб., на 25 984,71 тыс. руб.

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

Плановые выпадающие расходы, связанные с технологическим присоединением льготных категорий потребителей с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно, на 2023 год для АО «ТГЭС» не утверждались в составе необходимой валовой выручки.

По расчету АО «ТГЭС» в соответствии с данными бухгалтерского учета фактические расходы на выполнение мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, за 2023 год составили 80,37 тыс. руб.

Фактическое количество заявителей за 2023 год составило 142.

На основании стандартизированной тарифной ставки  $C_1$  и количества заявителей за 2023 год, определяется размер выпадающих расходов на выполнение организационно-технических мероприятий ( $P_{орг.}$ ):

$$P_{орг.} = N_{заяв.} \times (C_{1.1} + C_{1.2.1})$$

$$P_{орг.} = ((142 \times 5\,652,17) + (142 \times 17\,104,87))/1000 = 3\,231,50 \text{ тыс. руб.}$$

Фактический суммарный размер платы за технологическое присоединение заявителей, подавших заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощности, не превышающей 15 кВт включительно, за 2023 год составляет 3 419,49 тыс. руб.

Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, в случае расчета по стандартизированным тарифным ставкам, составляет (-187,99) тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС» фактические неподконтрольные расходы за 2023 год составляют 129 591,16 тыс. руб., что ниже утвержденных на 2023 год неподконтрольных расходов, составляющих 160 148,76 тыс. руб., на 30 557,60 тыс. руб.

По расчету экспертной группы фактические неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» за 2023 год составляют 129 322,80 тыс. руб., что ниже неподконтрольных расходов, утвержденных на 2023 год, на 30 825,96 тыс. руб.

### **Расчет величины корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии целях компенсации технологического расхода (потерь) электрической энергии**

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены

покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии в 2023 году, составляет (-117 076,12) тыс. руб. без учета коэффициентов индексации.

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии от фактических показателей полезного отпуска и цен покупки технологических потерь электрической энергии в 2023 году от установленных при утверждении тарифов на 2023 год, производится в соответствии с п. 25 Методических указаний (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23).

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

$$ПО_i = \left( \mathcal{E}_{i-2}^{omn.\phi} \times ЦП_{i-2}^{\phi} \times N - \mathcal{E}_{i-2}^{omn.nl} \times ЦП_{i-2} \times N \right) - \max\left(0; N_{i-2}^{yctm} \times \mathcal{E}_{i-2}^{omn.\phi} - П_{\phi i-2}\right) \times ЦП_{i-2}^{\phi},$$

где:

$\mathcal{E}_{i-2}^{omn.nl}$   $\mathcal{E}_{i-2}^{omn.\phi}$  - соответственно плановый объем и фактический объем отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации, определяемый регулирующими органами за год  $i-2$  долгосрочного периода регулирования;

$ЦП_{i-2}^{\phi}$  - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в году  $i-2$ ;

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

$N$  - 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(1) Основ ценообразования 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  $i$ , за который определяется экономия.

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

$P_{i-2}^{\phi}$  - величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году  $i-2$ .

Для определения величины корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за 2023 год экспертной группой использовались следующие данные:

- 1) На основании данных формы федерального статистического наблюдения 46-ЭЭ за 2023 год приняты фактический объем отпуска электрической энергии в сеть и фактический объем потерь электрической энергии.
- 2) В соответствии с тарифными решениями принята плановая цена потерь на 2023 год.
- 3) На основании актов покупки потерь учитывалась фактическая цена потерь за 2023 год.

Экспертный расчет величины корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за 2023 год произведен на основании плановых показателей 2023 года, утвержденных Комитетом, и предоставленных АО «ТГЭС» актов покупки потерь и иных обосновывающих документов. Результаты расчета представлены в таблице ниже.

**Таблица 9. Расчет величины корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за 2023 год**

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 год
1	Прогнозная цена покупки электрической энергии (мощности) в сетях в 2023 году, учтенная при установлении тарифов на 2023 год в целях компенсации потерь (ЦП $i-2$ )	руб./МВт.ч	4 212,82
2	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(1) Основ ценообразования для долгосрочного периода регулирования, к которому относится 2019 год (N)	%	14,09 %
3	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный на долгосрочный период регулирования, к которому относится 2023 год (N уст $i-2$ )	%	11,08 %

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 год
4	Величина фактических потерь электрической энергии в сетях в 2023 году (П ф i-2)	млн.кВт.ч	128,33
5	Плановый объем отпуска электрической энергии в сеть на 2023 год (Э опт пл i-2)	млн.кВт.ч	1 142,71
6	Фактический объем отпуска электрической энергии в сеть за 2023 год (Э опт Ф i-2)	млн.кВт.ч	1 158,37
7	Средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в 2023 году (ЦП ф i-2)	руб./МВт.ч	3 438,92
8	Корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за 2023 год	тыс. руб.	-117 076,12

По данным экспертной группы корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за 2023 год составляет (-117 076,12) тыс. руб.

### **Сводный расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2023 год**

Сводные данные для расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2023 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных при утверждении тарифов, по расчету экспертной группы с учетом индексов инфляции представлены в таблице ниже.

**Таблица 10. Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2023 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, по расчету экспертной группы, тыс. руб.**

Показатель	2023
Компенсация по фактической выручке за 2023 год	-6 972,36
Компенсация фактических расходов 2023 года	
Операционные расходы	0,00
Неподконтрольные расходы	-30 825,96
Корректировка по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь за 2023 год	-117 076,12
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2023 год	-158 874,44
ИПЦ на 2024 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	8,0%
ИПЦ на 2025 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	5,8%
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2023 год с учетом ИПЦ	-176 965,73

По расчетам экспертной группы, размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2023 год, возникающий в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2023 год и подлежащих учету в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2025 год, составляет (-176 965,73) тыс. руб.

**Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2022-2023 гг.**

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2022 г. № 507 «Об особенностях государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике в 2022 и 2023 годах» корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы в 2022 году, не осуществлялась и при установлении тарифов на 2024 год не учитывалась.

Пунктом 42 Методических указаний № 228-э предусмотрены следующие особенности проведения корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 2022 года:

«Корректировка необходимой валовой выручки на *i*-й год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы (не применяется при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии в 2022 и 2023 годах за неисполнение инвестиционной программы в 2022 году (за исключением случаев выявления нарушений, связанных с использованием инвестиционных ресурсов, полученных за счет поступлений от регулируемой деятельности, на цели, не связанные с осуществлением регулируемой деятельности), с последующим учетом такой корректировки на 2025 год. При установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год рассчитывается исходя из суммарных плановых и фактических показателей финансирования мероприятий инвестиционных программ на 2022 - 2023 годы, в соответствии с пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 29 марта 2022 года № 507 «Об особенностях государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике в 2022 и 2023 годах» утвержденных (скорректированных в установленном порядке после начала очередного года долгосрочного периода регулирования) в 2022 году».

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 2022-2023 гг., учитываемая в необходимой валовой выручке на 2025 год, составляет 109 052,69 тыс. руб.

Расчет корректировки произведен исходя из рассчитанного АО «ТГЭС» объема собственных средств на финансирование инвестиционной программы.

**Таблица 11. Расчет объема собственных средств АО «ТГЭС» на реализацию инвестиционной программы в 2022-2023 годах**

тыс. руб.)				
№ п./п.	Наименование показателя	2022 год	2023 год	2022-2023 гг.
1	2	3	4	5
1.	Возврат капитала	177 873,38	86 758,70	264 632,08
2.	Доход на капитал	287 943,82	289 699,74	577 643,56
3.	Величина сглаживания	64,45	-	64,45
4.	Величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности	-	-	-
5.	Величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов)	3 745,33	3 039,54	6 784,87
6.	Выпадающие доходы от присоединения энергопринимающих устройств до 15 кВт, связанные с компенсацией расходов на строительство	8 836,10	80,37	8 916,47
7.	Расходы по списанию задолженности, признанной безнадежной	-	27,40	-
Итого собственных средств (стр.1 + стр.2 + стр.3 - стр.4 - стр.5 - стр.6 - стр.7)		453 300,22	373 311,13	826 611,35

По строке 6 расчета должны быть указаны выпадающие расходы, связанные с компенсацией расходов на строительство. Фактически АО «ТГЭС» указаны выпадающие доходы от технологического присоединения, не связанные с расходами на строительство. По расчету экспертной группы собственные средства на финансирование инвестиционной программы за 2022-2023 гг. составляют 835 527,82 тыс. руб.

Инвестиционная программа АО «Тульские городские электрические сети» на 2022 год утверждена распоряжением Правительства Тульской области от 03.11.2017 г. № 699-р «Об утверждении инвестиционной программы Акционерного общества «Тульские городские электрические сети» на период 2018-2022 годы».

Скорректированная инвестиционная программа АО «ТГЭС» на 2022 год утверждена распоряжением Правительства Тульской области от 31.10.2022 г. № 574-р «О внесении изменения в распоряжение правительства Тульской области от 03.11.2017 г. № 699-р».

В соответствии с приложением № 7 к утвержденной инвестиционной программе источником финансирования мероприятий инвестиционной программы по деятельности по передаче электрической энергии является амортизация в сумме 304 465,83 тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС» фактическое финансирование инвестиционной программы за 2022 год составляет 357 794,31 тыс. руб.

Инвестиционная программа АО «Тульские городские электрические сети» на 2023 год утверждена приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г. № 22@ «Об утверждении инвестиционной программы АО «Тульские городские электрические сети» на 2023-2027 годы». Изменения в

инвестиционную программу АО «Тулские городские электрические сети» внесены приказом Минэнерго России от 08.12.2023 г. № 17@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ТГЭС» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022».

Отчет об исполнении инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2023 год размещен 03.04.2024 г. на официальном сайте федеральной государственной информационной системы «Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)» в сети «Интернет».

В соответствии с финансовым планом (форма 8 «Источники финансирования инвестиционной программы») объем собственных средств для финансирования инвестиций в соответствии с приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г. № 22@ составляет 349 086,32 тыс. руб. и не изменился при пересмотре инвестиционной программы в 2023 году (приказ от 08.12.2023 г. № 17@).

По расчету АО «ТГЭС» фактическое финансирование инвестиционной программы за 2023 год составляет 434 567,17 тыс. руб.

Корректировка необходимой валовой выручки, связанная с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2022-2023 гг. по расчету АО «ТГЭС» представлена в таблице ниже.

**Таблица 12. Корректировка в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2022-2023 гг. по расчету АО «ТГЭС»**

1	2	3	4	5	6
1	Наименование	Плановый размер финансирования ИПР на 2022 год (РП ТО области №574-р)	Фактический размер финансирования ИПР за 2022 год	Плановый размер финансирования ИПР на 2023 год (Приказ Минэнерго от 16.11.2022 №17@)	Фактический размер финансирования ИПР за 2023 год
1.	Финансирование ИПР (передача э/э, без НДС) - всего	350 924,86	357 794,31	349 086,00	434 567,17
2.	Собственные средства ИПР	350 924,86	357 794,31	349 086,00	434 567,17
2.1.	Амортизация	304 465,83	296 366,93	319 780,00	349 728,90
2.2.	Прибыль	46 459,03	61 427,38	29 306,00	84 838,28
3.	Заемные средства	0	0	0	0
4.	Собственные средства на финансирование инвестиционной программы за 2022-2023 гг. (в предыдущей таблице)	826 611,35			
5.	Расчет корректировки инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2022-2023 гг. ((стр. 2 гр.6+гр.4)/(стр. 2 гр.5 + гр.3)-1) * стр. 4	109 052,69			

В 2022 году контроль за исполнением инвестиционных программ, утвержденных Правительством Тульской области, осуществлялся Министерством жилищно-коммунального хозяйства Тульской области.

Данные, по объему фактического финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2022 год, приняты в соответствии с письмом от 22.11.2023 № 41-15/7915 Министерства жилищно-коммунального хозяйства Тульской области в рамках осуществления контроля за её реализацией.

По данным Министерства жилищно-коммунального хозяйства Тульской области фактическая сумма финансирования по инвестиционной программе АО «ТГЭС» за 2022 год составляет 261 880,84 тыс. руб. без учета НДС.

Отчет об исполнении инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2023 год размещен 03.04.2024 г. на официальном сайте федеральной государственной информационной системы «Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)» в сети «Интернет».

В соответствии с отчетом об исполнении инвестиционной программы за 2023 год фактический объем финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС» за счет собственных средств за 2023 год составил 374 677,85 тыс. руб.

Экспертной группой проведен расчет корректировки, связанной с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2022-2023 гг. с учетом сведений, полученных из отчетов об исполнении планов финансирования инвестиционных программ и расчета собственных средств на финансирование инвестиционных программ.

**Таблица 13. Корректировка в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2022-2023 гг. по расчету экспертной группы**

1	2	3	4	5	6
	Наименование	Плановый размер финансирования ИПР на 2022 год (РП ТО области №574-р)	Фактический размер финансирования ИПР за 2022 год (с учетом контроля МинЖКХ)	Плановый размер финансирования ИПР на 2023 год (Приказ Минэнерго от 16.11.2022 №17@)	Фактический размер финансирования ИПР за 2023 год
1.	Финансирование ИПР (передача э/э, без НДС) - всего	304 465,83	261 880,84	349 086,00	374 677,85
2.	Собственные средства ИПР	304 465,83	261 880,84	349 086,00	374 677,85
2.1	Амортизация	304 465,83	261 880,84	319 780,00	349 728,90
2.2	Прибыль	-	-	29 306,00	24 948,95
3.	Заемные средства	-	-	-	-
4.	Собственные средства на финансирование инвестиционной программы за 2022-2023 гг. (по расчету ТГЭС без учета исключения)	835 527,82			
5.	Расчет корректировки инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2022-2023 гг. ((стр. 2 гр.6+гр.4)/(стр. 2 гр.5 + гр.3)-1) * стр. 4	-21 724,74			

По расчету экспертной группы корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением/неисполнением инвестиционной программы за 2022-2023 гг. составляет (-21 724,74) тыс. руб.

Согласно положениям п. 42 Методических указаний № 228-э Корректировка, связанная с исполнением (финансированием) инвестиционной программы за 9 месяцев текущего года, осуществляется при отклонении исполнения инвестиционной программы более, чем на 10 %.

АО «ТГЭС» представлен «Форма 10. Отчет об исполнении плана финансирования капитальных вложений по инвестиционным проектам инвестиционной программы за III квартал 2024 года».

Утвержденные плановые значения показателей приведены в соответствии с Приказом Минэнерго России от 22.10.2023 №6@.

В соответствии с представленным расчетом плановые значения финансирования за 3 квартала 2023 года составляют 211 764,37 тыс. руб., фактические – 229 552,93 тыс. руб. Отклонение не превышает 10 %. Корректировка по исполнению инвестиционной программы по итогу финансирования АО «ТГЭС» инвестиционной программы за 9 месяцев 2024 года не осуществляется.

### **Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2023 году**

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2023 году, учитываемая в составе необходимой валовой выручки на 2025 год, составляет 10 505,64 тыс. руб.

Учтенные регулирующим органом величины корректировок необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг в текущем долгосрочном периоде регулирования составили: в 2023 году – 7 628,40 тыс. руб., в 2024 году – 8 052,39 тыс. руб.

В соответствии с п. 8 раздела Основ ценообразования:

«Регулирующие органы ежегодно корректируют необходимую валовую выручку организации, осуществляющей регулируемую деятельность, в соответствии с методическими указаниями по применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов организации, осуществляющей регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров (услуг), утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой».

В соответствии с п. 42 Методических указаний № 228-э величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг, производимых в 2023 году, определяется по формуле:

$$\Delta HBB_i^{над\text{кач}} = KHK_i \times HBB_i$$

где:

$KHK_i$  - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2023 году,

определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

$$КНК_i = K_{об_i} \cdot П_{кор_i}$$

где  $K_{об_i}$  - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2023 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).

$П_{кор_i}$  - максимальный процент корректировки, определяемый для 2023 года (2 %).

Согласно п. 5.1 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества (Приказ Минэнерго от 29.11.2016 № 1256) 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.

В соответствии с п. 5.1.4. Методических указаний по расчету уровня надежности и качества (Приказ Минэнерго № 1256) значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых начались с 2018 года, рассчитывается по формуле:

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

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.

№ 186 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 6 апреля 2015 г. № 217 (далее - приказ Минэнерго России N 186).

Показатель считается достигнутым ( $K_{\text{качз}} = 0$ ) 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 ( $K_{\text{качз}} = -1$ ).

В соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 18 октября 2017 г. № 976 «Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов» коэффициенты допустимых отклонений фактических значений показателей надежности оказываемых услуг от плановых составляет 30 %.

Коэффициент допустимого отклонения показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети для АО «ТГЭС» на 2023 год (первый год третьего долгосрочного периода регулирования) составляет 25 % (п. 4.1.3. Приказа Минэнерго № 1256).

АО «ТГЭС» представлены формы для расчета показателей надежности и качества оказываемых услуг за 2023 год в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций ЕНЭС и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256.

Комитетом Тульской области по тарифам определены фактические показатели уровня надежности и качества услуг по передаче электрической энергии, оказываемые территориальными сетевыми организациями Тульской области в 2023 году. Указанная информация размещена на официальном сайте регулирующего органа.

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

**Таблица 14. Показатели уровня надежности и качества АО «Тульские городские электрические сети» за 2023 год**

№ п/п	Показатель	Обозначение в методических указаниях	Утверждено	Фактические показатели	Отклонение, % (гр.5/гр.4*100-100)
1	2	3	4	5	6
1.	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час.	Пsaidi	0,5753	0,0452	-92,14
2.	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, шт.	Пsaifi	0,3833	0,0340	-91,13
3.	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения	Птпр	1,0000	1,0000	-
4.	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций	-	0	0	-

На основании данных таблицы можно сделать вывод о том, что АО «ТГЭС» плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг считаются достигнутыми со значительным улучшением (п. 4.2.8. Приказа Минэнерго № 1256).

Плановое значение показателя уровня качества в 2023 году АО «ТГЭС» достигнуто.

Расчет размера корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» с учетом надежности и качества за 2023 год, учитываемой в составе необходимой валовой выручки на 2025 год, представлен в таблице ниже.

**Таблица 15. Корректировка необходимой валовой выручки АО «Тульские городские электрические сети с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2023 год**

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение в Методических указаниях	По расчету экспертной группы
1	2	3	4
1.	Коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг	$K_{над1}$	1
2.	Коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг	$K_{над2}$	1
3.	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг (для территориальной сетевой организации)	$K_{кач1}$	0
4.	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.04.2014 г. № 186	$K_{кач3}$	0
5.	Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг	$K_{об}$	0,6

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение в Методических указаниях	По расчету экспертной группы
1	2	3	4
6.	Максимальный процент корректировки, %	$P_{кор}$	2,00%
7.	Коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг (стр.5 x стр. 6)	$KHK_i$	1,2
8.	НВВ на содержание электрических сетей, утвержденная на 2023 год (тыс. руб.)	$HBB_{i-2}^{год}$	875 469,93
	Величина корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг		10 505,64

Экспертная группа считает, что рассчитанная АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2023 году, соответствует требованиям нормативных документов и должна быть учтена в составе необходимой валовой выручки на 2025 год в сумме 10 505,64 тыс. руб.

### Экспертиза необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на содержание электрических сетей в 2025 году

Скорректированная необходимая валовая выручка рассчитывается в соответствии с п. 42 Методических указаний № 228-э. Формула расчета необходимой валовой выручки в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23 приведена выше.

Планируемая АО «ТГЭС» необходимая валовая выручка на содержание сетей на 2025 год и установленная необходимая валовая выручка на 2024 год представлены в таблице ниже.

**Таблица 16. Планируемая на 2025 год необходимая валовая выручка на содержание сетей АО «ТГЭС»**

№ п./п.	Наименование показателя	Утвержденная НВВ на 2024 год, тыс. руб	Предложение АО «ТГЭС» на 2025 год, тыс. руб	Отклонение гр.4/гр.3, %
1	2	3	4	5
1.	Подконтрольные (операционные) расходы	334 109,79	356 056,28	106,57
2.	Неподконтрольные расходы	165 739,81	140 480,74	84,76
3.	Возврат инвестированного капитала	98 367,11	115 705,32	117,63
4.	Доход на инвестированный капитал	324 763,95	381 406,41	117,44
5.	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов за год i-2	-210 072,72	-176 658,60	84,09
6.	Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2022 году	8 052,39	10 505,64	130,47
7.	Корректировка необходимой валовой выручки по итогам исполнения инвестиционной программы	0,00	109 052,69	-
8.	Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	264 944,90	166 546,58	62,86
9.	Расчетная предпринимательская прибыль		85 799,55	-
10.	Сглаживание НВВ	-	-	-
11.	ДТП с МРСК	18,44	39,36	213,45

№ п./п.	Наименование показателя	Утвержденная НВВ на 2024 год, тыс. руб	Предложение АО «ТГЭС» на 2025 год, тыс. руб	Отклонение гр.4/гр.3, %
1	2	3	4	5
	Всего НВВ на содержание сетей	985 923,67	1 188 933,97	120,59

В соответствии с п. 23 Методических указаний № 228-э

«Скорректированный объем расходов, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемый на очередной год долгосрочного периода регулирования, определяется как:

$$P_i^{СК} = OP_i^{СК} + NP_i^{СК} + Y_i,$$

где:

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

$P_i^{СК}$  - скорректированные расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, определяемые на год  $i$ ;

$OP_i^{СК}$  - скорректированные операционные расходы на год  $i$ ;

$NP_i^{СК}$  - скорректированные неподконтрольные расходы, определяемые регулирующими органами, на год  $i$  в соответствии с пунктом 21 настоящих Методических указаний.

$Y_i$  - планируемые на период регулирования, соответствующий году  $i$ , расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ «Об электроэнергетике», обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемые до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень операционных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. № 246 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации».

### **Экспертиза расчетов операционных (подконтрольных) расходов АО «Тульские городские электрические сети» на 2025 год, связанных с производством и реализацией продукции**

По расчету АО «Тульские городские электрические сети» операционные расходы в 2025 году в соответствии с уточненным предложением (письмо от 15.10.2024 № 03-16/8175) составят 356 056,28 тыс. руб.

Операционные расходы, планируемые АО «ТГЭС» на 2025 год, выше базового уровня операционных расходов, утвержденного в составе долгосрочных параметров регулирования на 2023 год, и составляющего 312 840,11 тыс. руб., на 43 216,17 тыс. руб., или 13,8 %.

В соответствии с п. 19 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23):

«Ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами производится корректировка величины операционных расходов с учетом отклонения фактической инфляции и фактического количества условных единиц оборудования от значений, учтенных при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования, а также корректировки плановых значений указанных параметров.

Скорректированная величина операционных расходов, включаемая в необходимую валовую выручку регулируемой организации на очередной расчетный год долгосрочного периода регулирования, рассчитывается по следующей формуле:

$$OP_i^{ck} = OP_0 \times \prod_j^i K_{индj}^{ck},$$

где:

$j$  - номер расчетного года долгосрочного периода регулирования, начиная с года, следующего за годом установления (пересмотра) базового уровня операционных расходов;

$$K_{индj}^{ck} = (1 - ИП_j) * (1 + ИПЦ_j^{ck}) * (1 + ИКА_j^{ck}),$$

$ИПЦ_j^{ck}$  - прогнозное годовое значение индекса потребительских цен, а при наличии известных фактических значений используется фактическое годовое значение индекса потребительских цен.

$$ИКА_j^{ck} = K_{эл} \times \frac{УЕ_j^{ck} - УЕ_{j-1}^{ck}}{УЕ_{j-1}^{ck}},$$

$УЕ_j^{ck}$ ,  $УЕ_{j-1}^{ck}$  - среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, определяемое без учета месяца ввода в эксплуатацию, планируемых к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, а при наличии известных фактических значений используется фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования, которое определяется с учетом фактического количества активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой.

Среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц определяется как частное от деления суммы, полученной в результате сложения количества условных единиц на первое число каждого месяца регулируемого периода (финансового года) и последнее число регулируемого периода, на количество месяцев в году, увеличенное на единицу».

Среднегодовое количество условных единиц определено экспертной группой на основании данных, представленных АО «ТГЭС». Результаты расчета экспертной группы содержатся в таблице 3 настоящего отчета.

2025 год является вторым годом долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. Базовый уровень операционных расходов АО «Тулские городские электрические сети», установлен Комитетом Тульской области по тарифам на 2023 год в сумме 312 840,11 тыс. руб. и представлен в таблице ниже.

**Таблица 17. – Базовый уровень операционных расходов АО «ТГЭС», установленный на 2023 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг., тыс. руб.**

№ п/п	Статьи расходов	Утвержденный базовый уровень на 2023 год
1	2	3
1.	Материальные затраты	35 833,90
1.1.	Сырье и материалы	19 889,65
1.2.	Работы и услуги производственного характера	15 944,25
2.	Расходы на оплату труда	164 758,34
3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	112 247,87
3.1.	Ремонт основных фондов	49 051,92
3.2.	Работы и услуги сторонних организаций	60 455,33
3.2.1.	Услуги связи и передачи данных	3 330,21
3.2.2.	Услуги охраны и коммунального хозяйства	14 906,81
3.2.3.	Юридические и информационные услуги	2 847,76
3.2.4.	Аудиторские и консультационные услуги	351,20
3.2.5.	Транспортные услуги	0,00
3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций	39 019,35
3.3.	Расходы на командировки и представительские	60,44
3.4.	Расходы на подготовку кадров	256,08
3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	2 039,46
3.6.	Расходы на страхование	384,64
	Операционные расходы, всего	312 840,11

По расчету экспертной группы операционные расходы АО «ТГЭС» в 2025 году составят 356 056,28 тыс. руб.

Расчет произведен исходя из базового уровня операционных расходов, установленного на начало второго периода регулирования, и коэффициента индексации - в соответствии с формулой п. 19 Методических указаний № 228-э.

Значения долгосрочных параметров регулирования АО «ТГЭС» и планируемые значения параметров расчета тарифов определены экспертной группой на основании следующих показателей:

1. Базовый уровень операционных расходов АО «ТГЭС» установлен в составе долгосрочных параметров регулирования на начало долгосрочного периода регулирования на 2023 год в сумме 312 840,11 тыс. руб.

2. Индекс эффективности операционных расходов АО «ТГЭС» установлен в составе долгосрочных параметров регулирования в размере 1 %.

3. Индексы потребительских цен на 2024 год (8,0 %) и на 2025 год (5,8 %) определены в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ на 2025 год и плановый период 2026-2027 годов от 30 сентября 2025 года.

4. Коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливается равным 0,75 в соответствии с пунктом 13 Методических указаний № 228-э.

5. Ожидаемый объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию на 2024 год по расчету экспертной группы составляет 22 219,14 у.е., планируемый на 2025 год – 22 463,87 у.е.

Индексы изменения количества активов рассчитаны экспертной группой исходя из объема условных единиц за 2023-2025 гг., указанных в таблице 3 настоящего экспертного заключения.

По расчету экспертной группы коэффициенты индексации при расчете величины операционных расходов составят на 2024 год – 1,07771, на 2025 год – 1,05607.

**Таблица 18. Скорректированные операционные расходы на 2025 год по расчету АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы**

№ п/п	Параметры расчета	2025 По данным АО ТГЭС	2025 По расчету экспертной группы
1	2	3	4
1.	Индекс потребительских цен (ИПЦ), 2024 год%	8,0 %	8,0 %
2.	Индекс потребительских цен (ИПЦ), 2025 год %	5,8 %	5,8 %
3.	Индекс эффективности операционных расходов, %	1%	1%
4.	Количество активов (У.Е.) 2023 год	21 985,93	21 985,78
5.	Количество активов (У.Е.) 2024 год	22 219,14	22 219,14
6.	Количество активов (У.Е.) 2024 год	22 463,93	22 463,87
7.	Коэффициент эластичности ОР	0,75	0,75
8.	Индекс изменения количества активов, 2024 год %	0,80 %	0,80 %
9.	Индекс изменения количества активов, 2024 год %	0,83 %	0,83 %
10.	Коэффициент индексации 2024 год	1,07771	1,07771
11.	Коэффициент индексации 2025 год	1,05607	1,05607
12.	Базовый уровень операционных расходов в 2023 году	312 840,11	312 840,11
13.	Итого скорректированные подконтрольные расходы	356 056,28	356 056,28

По расчету экспертной группы операционные расходы АО «ТГЭС» в 2025 году составят 356 056,28 тыс. руб., что соответствует расходам, заявленным АО «ТГЭС».

Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.11.2024 г. № 1582 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 29.11.2011 г. № 1178» определен расчет операционных (подконтрольных расходов) территориальных сетевых организаций с учетом не превышения удельных расходов крупнейшей территориальной сетевой организации в административных границах субъекта Российской Федерации, включая особенности расчета операционных (подконтрольных) расходов на 2025 год.

Удельная величина подконтрольных расходов АО «ТГЭС» (15,85 тыс. руб./1 усл. ед.), определенная экспертной группой на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями от 30 марта 2012 г. № 228-э, не превышает удельную величину операционных (подконтрольных) расходов филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье»- «Тулэнерго» на 2025 год (22,51 тыс. руб./1 усл. ед.).

**Экспертиза расчетов расходов АО «Тульские городские электрические сети», включаемых в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольных расходов), на 2025 год**

В соответствии с уточненным предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год, планируемые АО «ТГЭС» на 2025 год неподконтрольные расходы составляют 140 480,74 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы на 2024 год утверждены Комитетом Тульской области по тарифам в сумме 165 739,81 тыс. руб.

Ожидаемые в 2024 году неподконтрольные расходы по расчету АО «ТГЭС» составляют 155 008,36 тыс. руб.

Фактические неподконтрольные расходы по данным АО «ТГЭС» составили 129 591,16 тыс. руб., по расчету экспертной группы – 129 322,80 тыс. руб.

Состав неподконтрольных расходов для организаций, регулирование которых производится с применением метода доходности инвестированного капитала, установлен п. 20 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23).

«20. 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, плата за владение и (или)

пользование имуществом, в том числе платежи в федеральный бюджет за пользование имуществом, находящимся в федеральной собственности, за исключением затрат, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее - ЕНЭС), в случае, если собственник объектов электросетевого хозяйства является единственным потребителем услуг по передаче электрической энергии, оказываемых с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства, а также если указанные объекты учтены в базе инвестированного капитала прочих сетевых организаций;

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

4) расходы, связанные с возвратом собственникам или иным законным владельцам объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, доходов, получаемых в результате осуществления их прав в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;

5) 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».

Перечень неподконтрольных расходов является закрытым.

Неподконтрольные расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования определяются методом экономически обоснованных расходов.

Неподконтрольные расходы по расчету АО «ТГЭС» на 2025 год и по расчету экспертной группы представлены в таблице ниже.

**Таблица 19 – Неподконтрольные расходы на 2025 год по расчету АО «ТГЭС», тыс. руб.**

Показатели	2025 год предложение неподконтрольные АО «ТГЭС»	2025 год Расчет экспертной группы неподконтрольные АО «ТГЭС»	Отклонения Гр3 – гр.2
1	2	3	
Аренда	167,74	167,74	-
Налоги, всего	57 147,81	54 489,07	-2 658,76
Плата за землю	1 721,85	1 721,85	-
Налог на имущество	55 147,58	52 488,83	-2 658,75
Прочие налоги и сборы	278,38	278,38	-
Отчисления на социальные нужды	50 007,16	55 007,16	-
Налог на прибыль	28 158,02	28 158,02	-
Выпадающие по ТП	-	-	
Неподконтрольные расходы, всего	140 480,74	137 821,99	-2 658,75

Далее представлено обоснование расчета по каждой статье неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2025 году.

## Плата за аренду имущества

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2025 году на аренду имущества составят 167,74 тыс. руб. Расходы планируются на уровне фактических расходов 2023 года. В качестве обоснования представлены действующие договоры аренды земельных участков. Реестр договоров аренды земельных участков представлен в таблице 6 экспертного заключения.

Экспертная группа принимает плановые экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду на 2025 год в размере 167,74 тыс. руб.

## Налоги

В составе планируемых на 2025 год расходов на налоги учитываются:

- 1) Земельный налог.
- 2) Налог на имущество.
- 3) Прочие налоги и сборы (транспортный налог, экологические платежи

Расходы на налоги планируются АО «ТГЭС» на 2025 год в сумме 57 147,81 тыс. руб.

### Земельный налог

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2025 году на уплату земельного налога составят 1 721,85 тыс. руб. Расходы планируются на уровне фактических расходов 2023 года. В качестве обоснования расходов представлены:

расчет платы за землю АО «ТГЭС» на 2025 год;  
справка-расчет земельного налога за 2023 год;  
выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2023 год в части земельного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии;

Представленными документами подтверждена фактическая сумма земельного налога за 2023 год, относящаяся на деятельность по передаче электрической энергии, составляющая 1 721,85 тыс. руб.

По мнению экспертной группы, планируемые АО «ТГЭС» на 2025 расходы на уплату земельного налога, относимые на деятельность по передаче электрической энергии, являются экономически обоснованными в сумме 1 721,85 тыс. руб.

### Налог на имущество

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2025 году на уплату налога на имущество составят 55 147,58 тыс. руб.

В качестве обоснования представлены

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

расчет налога на имущество на 2024 год;

налоговые декларации по налогу на имущество за 2022 год;  
выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2022 год в части налога на имущество, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии.

Расчет налога на имущество произведен АО «ТГЭС» исходя из остаточной стоимости основных средств на конец 2023 года с учетом вводов по инвестиционной программе и начисляемой амортизации, в доле, относимой на деятельность по передаче электрической энергии.

Учитывая изменения в ст. 381 Налогового Кодекса Федеральным законом от 29.10.2024 № 362-ФЗ в части электросетевого имущества экспертная группа считает, что на 2025 год налог на имущество может быть установлен в размере фактического налога на имущество за 2023 год, составляющего 52 488,83 тыс. руб. Сумма налога будет откорректирована по фактическому налогу за 2025 год, который будет рассчитан с учетом изменения законодательства. Учетный экспертной группой налог на имущество ниже суммы налога по расчету ФО «ТГЭС» на 2 658,75 тыс. руб.

#### Прочие налоги и сборы

АО «ТГЭС» на 2025 год расходы на прочие налоги планируются в сумме 278,38 тыс. руб. В состав расходов на уплату прочих налогов и сборов включаются затраты на уплату транспортного налога.

В качестве обоснования расходов на уплату транспортного налога на 2025 год АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

расчет транспортного налога АО «ТГЭС» на 2025 год (том 1, лист 227);

справка-расчет по транспортному налогу за 2023 год с указанием наименований и регистрационных знаков автотранспортных средств, дат постановки на учет и снятия с учета, налоговой базы, ставок налога и сумм налога в 2023 году (в электронном виде на диске);

выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2023 год в части транспортного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии (в электронном виде на диске);

АО «ТГЭС» расходы на уплату транспортного налога в 2025 году запланированы на уровне фактического транспортного налога за 2023 год, составляющего 278,38 тыс. руб.

По мнению экспертной группы, расходы АО «ТГЭС» на уплату транспортного налога в 2025 году являются экономически обоснованными в размере фактического налога за 2023 год, относимого на деятельность по передаче электрической энергии в сумме 278,38 тыс. руб.

#### Отчисления на социальные нужды

В соответствии с п. 3 статьи 425 Налогового Кодекса Российской Федерации (часть вторая), начиная с 2023 года, устанавливаются тарифы страховых взносов на обязательное пенсионное страхование, на обязательное

социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством, на обязательное медицинское страхование в следующих единых размерах (единый тариф страховых взносов), если иное не предусмотрено настоящей главой:

- 1) в пределах установленной единой предельной величины базы для исчисления страховых взносов - 30 процентов;
- 2) свыше установленной единой предельной величины базы для исчисления страховых взносов - 15,1 процента.

Кроме того, размер страхового тарифа на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, установленный для АО «ТГЭС» составляет 0,4 % к начисленной оплате труда.

Статьей 422 НК РФ (часть вторая) установлены суммы, не подлежащие обложению страховыми взносами.

По расчету АО «ТГЭС» расходы на отчисления на социальные нужды в 2025 году составят 55 007,16 тыс. руб.

По данным раздельного учета по видам деятельности (таблицей 1.6.) за 2023 год по виду деятельности «Передача по распределительным сетям» фонд оплаты труда составил 156 057,70 тыс. руб., отчисления на социальные нужды составили – 46 695,96 тыс. руб.

По расчету экспертной группы фактические отчисления на социальные нужды составляют 29,922 % от фонда оплаты труда работников, занятых в деятельности по передаче электрической энергии. Фонд оплаты труда на 2025 год рассчитан экспертной группой в составе операционных расходов в сумме 187 518,29 тыс. руб. По расчету экспертной группы отчисления на социальные нужды в 2025 году могут составить 56 109,67 тыс. руб. Планируемые АО «ТГЭС» расходы по статье не превышают расходы, рассчитанные исходя из плановых показателей.

Экспертная группа считает, что расходы АО «ТГЭС» на отчисления на социальные нужды на 2025 год учитываются в сумме по расчету АО «ТГЭС» - 55 007,16 тыс. руб.

### **Налог на прибыль**

По расчету ФО «ТГЭС» расходы по статье «Налог на прибыль» на 2025 год составят 28 158,02 тыс. руб.

В соответствии с п. 20 Основ ценообразования (в редакции Постановления Правительства РФ от 31.08.2023 № 1416):

«В необходимую валовую выручку включается величина исчисленного налога на прибыль организаций за налоговый период (год), определяемая в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации, относимая на регулируемый вид деятельности с учетом положений пункта 5 настоящего документа.

При установлении регулируемых цен (тарифов) учитывается величина исчисленного за налоговый период (год) налога на прибыль организаций, которая относится к регулируемым видам деятельности. При установлении

тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитывается величина исчисленного за налоговый период (год) налога на прибыль организаций, которая относится к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям».

Фактический налог на прибыль АО «ТГЭС» за 2023 год составил 37 021,78 тыс. руб., в том числе по данным отдельного учета доходов и расходов налог по видам деятельности передача электрической энергии и осуществление технологического присоединения составил 28 158,02 тыс. руб.

Экспертная группа считает, что в составе планируемых расходов на 2025 год может быть учтена величина фактического налога на прибыль за 2023 год в сумме 28 158,02 тыс. руб.

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

АО «ТГЭС» не планирует расходы на выпадающие доходы от технологического присоединения льготных категорий заявителей в 2025 году.

Определенные экспертной группой плановые выпадающие доходы, связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей, мощность которых, не превышает 15 кВт включительно, на 2025 год также равны нулю.

По расчетам экспертной группы скорректированные неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» в 2025 году составят 137 821,99 тыс. руб., что меньше расходов, заявленных АО «ТГЭС», на 2 658,75 тыс. руб.

### **Затраты по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центр и Приволжье» за 2025 г.**

Расходы по данной статье заявлены АО «ТГЭС» в размере 39,36 тыс. руб.

Расходы учтены по договорам, по которым акты об осуществлении технологического присоединения за 2023 составлены на сумму 39,36 тыс. руб.

Затраты по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центр и Приволжье» закрытому в 2023 году определены экспертной группой в размере 39,36 тыс. руб.

### **Расчет экономии от снижения технологических потерь**

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 2025 год составляет 166 546,58 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 166 489,28 тыс. руб.;

2) размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году  $j-2$  (в нашем случае – 2023 год), подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации 57,30 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, сохраняется 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) при переходе на очередной (второй и последующие) долгосрочный период регулирования, который наступил позднее 2019 года, размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией в соответствии с пунктом 34(1) настоящего документа ( $\Delta \text{ЭП}_j$ ), 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;

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

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в предыдущем долгосрочном периоде регулирования,

подлежащий включению в необходимую валовую выручку сетевой организации до истечения 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута ( $\Delta \text{ЭП}'_j$ ), определяется по формуле

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

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(1) 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(1) 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 ( $\Delta \text{ЭП}_{j-2}$ ), определяется по следующей формуле:

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

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(1) 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 расчету АО «ТГЭС» размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2023 году, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации на 2025 год, составляет 57,30 тыс. руб. Расчет представлен в таблице ниже.

**Таблица 20. Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2023 году, включаемый в необходимую валовую выручку 2025 года.**

Наименование	ед.изм.	2025 год
<b>Уровень потерь, установленный на долгосрочный период регулирования</b>	%	<b>11,08%</b>
Фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году i-2	млн.кВт.ч	1 158,4
фактический уровень потерь	%	11,08%
Фактический объем потерь электрической энергии	млн.кВт.ч	128,33
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	3 438,92
Размер экономии потерь	млн.кВт.ч	0,02
Дельта норматива потерь	%	0,00%
<b>Размер экономии от снижения потерь (ΔЭпi)</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>57,30</b>

Экспертная группа считает, что расчет составлен в соответствии с действующими нормативными документами и подтвержденными фактическими показателями.

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 166 489,28 тыс. руб. Расчет размера экономии, подлежащей включению в НВВ в течение 10 лет, по расчету АО «ТГЭС» на 2025 год представлен в таблице ниже.

**Таблица 21. Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной АО «ТГЭС» в предыдущем ДПР, подлежащей учету в НВВ до истечения 10 лет, по расчету АО «ТГЭС» на 2025 год.**

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	По расчету АО «ТГЭС» на 2025 год
1	2	3	4
1.	Максимальное значение уровня потерь (N)	%	14,09 %

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	По расчету АО «ТГЭС» на 2025 год
1	2	3	4
2.	Уровень потерь, установленный на долгосрочный период регулирования	%	11,08 %
3.	Прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации	млн.кВт.ч	1 226,95
4.	Прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	руб./МВт.ч	4 508,11
5.	<b>Размер экономии от снижения потерь (ΔЭП'j)</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>166 489,28</b>

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной АО «ТГЭС» в предыдущем ДПР, подлежащей учету в НВВ до истечения 10 лет, подлежащей учету в 2025 году, по расчету АО «ТГЭС» не превышает размер экономии, рассчитанный экспертной группой для включения в необходимую валовую выручку на 2025 год. По мнению экспертной группы, размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии должен быть включен в состав необходимой валовой выручки на 2025 год в сумме, заявленной АО «ТГЭС», составляющей 166 489,28 тыс. руб.

Всего размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» в 2025 году составит 166 246,58 тыс. руб., что соответствует заявке АО «ТГЭС».

### **Расчет возврата инвестированного капитала на 2025 год**

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины возврата инвестированного капитала АО «ТГЭС» на 2025 г. с учетом:

долгосрочных параметров регулирования, установленных для «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.

Возврат «нового» капитала, или базы инвестированного капитала, рассчитывается по формуле:

$$BK_i = \frac{ПИК_i}{СВК}$$

где:

ПИК<sub>i</sub> - первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, определяемая на начало расчетного года *i* в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета;

СВК - срок возврата инвестированного капитала, определяемый в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета.

Расчет первоначальной и остаточной стоимости «нового» капитала произведен в таблице 4 настоящего экспертного заключения.

Возврат «нового» капитала осуществляется путем деления первоначальной стоимости «нового» на срок возврата инвестированного капитала, составляющий 35 лет.

Первоначальная стоимость «нового» капитала на начало 2025 года составляет 3 496 389,56 тыс. руб.

По расчету экспертной группы возврат капитала в 2025 году составит 115 608,17 тыс. руб.

### **Расчет дохода на инвестированный капитал на 2025 год**

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины дохода на инвестированный капитал АО «ТГЭС» на 2025 год с учетом:

долгосрочных параметров регулирования, установленных для АО «ТГЭС»;

положений и формул Методических указаний;

плановых и фактических показателей реализации инвестиционной программ АО «ТГЭС»;

выбытия объектов их базы инвестированного капитала до окончания срока использования.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации во втором и последующих долгосрочных периодах регулирования включается доход на инвестированный капитал, рассчитанный по следующей формуле:

$$ДК_i = (ОИК_i + ЧОК_i) \times НД_i$$

где:

ОИК<sub>і</sub> - остаточная стоимость базы инвестированного капитала, определяемая на начало расчетного года *i* в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета;

НД<sub>і</sub> - норма доходности капитала, созданного после перехода к регулированию методом доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с правилами расчета нормы доходности инвестированного капитала на год *i* долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с п. 36 Основ ценообразования:

В необходимую валовую выручку организации, осуществляющей регулируемую деятельность, включается доход на инвестированный капитал, равный произведению нормы доходности инвестированного капитала на сумму базы инвестированного капитала в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, уменьшенную на величину возврата инвестированного капитала.

Расчет первоначальной и остаточной стоимости «нового» капитала произведен в таблице 4 настоящего экспертного заключения. Остаточная стоимость «нового» капитала на начало 2025 года составляет 3 456 686,73 тыс. руб. По расчету экспертной группы доход на «новый» инвестированный капитал в 2025 году составит 380 235,54 тыс. руб.

### **Расчетная предпринимательская прибыль**

По расчету АО «ТГЭС» расчетная предпринимательская прибыль в 2025 году составит 85 799,55 тыс. руб.

Письмом ФАС России от 27.03.2024 г. № ГМ/25288 в адрес Комитета Тульской области по тарифам даны следующие пояснения:

«В соответствии с положениями Методических указаний № 228-э расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации, учтенная регулирующим органом в соответствии с пунктом 34 Основ ценообразования, учитывается в составе фактических расходов из прибыли, признанных регулирующим органом экономически обоснованными, и участвующих в расчете собственных средств на реализацию инвестиционных программ».

По мнению экспертной группы, расчетная предпринимательская прибыль АО «ТГЭС» не может быть учтена в составе необходимой валовой выручки на 2025 год.

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2025 год

Расчет затрат на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2025 год представлен в таблице ниже.

**Таблица 22. Расчет расходов на компенсацию потерь АО «ТГЭС» на 2025 год**

Показатели	Ед. изм.	1 пол	2 пол	Год
Планируемый объем отпуска электрической энергии в сеть Поступление в сеть	млн.кВт.ч	621, 26	605, 69	1 226,95
Полезный отпуск конечным потребителям электрической энергии	млн. кВт.ч	533, 57	517, 75	1 051, 32
Заявленная мощность конечным потребителям	МВт	175,11		
Уровень потерь электрической энергии	%	11,08%		
Потери электрической энергии	млн.кВт.ч	67,29	68, 65	135,95
Цена покупки электрической энергии	руб./МВт.ч	4 310,2076	4 977,2534	4 647,0729
<b>Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)</b>	<b>Тыс. руб.</b>	290 040,76	341 708,35	631 749,11

По расчету экспертной группы необходимая валовая выручка АО «ТГЭС» на оплату технологического расхода электроэнергии в 2025 году составит 631 749,11 тыс. руб.

## Сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2025

На основании проведенного анализа предоставленных материалов и осуществленных расчетов, экспертная группа осуществила сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «Тульские городские электрические сети» на 2025 год, который представлен в таблице ниже.

**Таблица 23. Сводный экспертный расчет НВВ АО «ТГЭС» на 2025 г.**

№	Показатели	Утверждено на 2024 г.	Заявка АО "ТГЭС" на 2025 г.	Расчет экспертной группы на 2025 г.	Изменение НВВ 2025 эксп. групп./ НВВ 2024	Изменение НВВ эксп. групп. 2025 / НВВ 2025 заявка
<b>1</b>	<b>Необходимая валовая выручка на содержание (собственная)</b>	<b>985 923,67</b>	<b>1 188 933,97</b>	<b>968 123,09</b>	0,98	0,81
1.1	Операционные расходы	334 109,79	356 056,28	356 056,28	1,07	1,00
1.2	Неподконтрольные расходы	165 739,81	140 480,74	137 821,99	0,83	0,98
1.3	Возврат инвестированного капитала	98 367,11	115 705,32	115 608,17	1,18	1,00
1.4	Доход на инвестированный капитал	324 763,95	381 406,41	380 235,54	1,17	1,00
1.5	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов	-210 072,72	-176 658,60	-176 965,73	0,84	1,00
1.6	Корректировка по надежности и качеству	8 052,39	10 505,64	10 505,64	1,30	1,00
1.7	Корректировка по исполнению инвестиционной программы	0,00	109 052,69	-21 724,74		-0,20
1.8	Расчетная предпринимательская прибыль	0	85 799,55	0,00		0,00
1.9	Выпадающие от ДТП с ПАО "МРСК Центр и Приволжье"	18,44	39,36	39,36		
1.10	Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	264 944,90	166 546,58	166 546,58	0,63	1,00
1.11	Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	0	0	0		
<b>2</b>	<b>Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)</b>	<b>551 124,51</b>	<b>612 857,55</b>	<b>631 749,11</b>	1,15	1,03
<b>3</b>	<b>Необходимая валовая выручка всего</b>	<b>1 537 048,18</b>	<b>1 801 791,51</b>	<b>1 599 872,21</b>	1,04	0,89

### Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «Тульские городские электрические сети» на 2025 год (2023-2027 г.г.)

	Ед. изм.	1 полугодие	2 полугодие
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	460 721,40	460 721,39
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	543,58	659,99
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,45079	1,59492