

Экспертное заключение  
к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 год, представленным  
**ООО «Инженерные сети» Кукморского муниципального района.**

тарифное дело

**№ 20-54/тэ**

На основании заявления ООО «Инженерные сети» об установлении тарифов на тепловую энергию на 2018 год, **приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 04.05.2018г. № 132 «Об открытии дел об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые теплосетевыми организациями, на 2019 год и выборе метода регулирования»** открыто тарифное дело **№ 20-54/тэ.**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и на основании заявления ООО «Инженерные сети» при установлении тарифов на тепловую энергию на 2018 год принято решение применять **метод экономически обоснованных расходов (затрат)**, о чем организация своевременно уведомлена.

ООО «Инженерные сети» расположено по адресу РТ, Кукморский район, п.г.т. Кукмор, ул. Ленина, 148.

Руководитель организации – директор Гимадиев Наиль Габдулхаевич.

Организация применяет **упрощенную систему налогообложения.**

**ИНН 1623009998 /КПП 162301001.**

Организация занимается производством и передачей тепловой энергии.

Источником теплоснабжения являются *10 котельных*, в том числе:

- 1 котельная - на балансе предприятия (свидетельство от 28.12.2010 №16-АЕ №527940);

- 1 котельная эксплуатируется по договору аренды с ООО «ВодоТехноСервис» от 01.08.2018 б/н;

- 1 котельная эксплуатируются по договору аренды муниципального имущества с Исполнительным комитетом Кукморского муниципального района от 04.08.2018 б/н;

- 7 котельных эксплуатируются по договору аренды муниципального имущества с Исполнительным комитетом Кукморского муниципального района от 01.08.2018 б/н.

*Справочно: при расчете тарифов на тепловую энергию на 2017 г. было учтено 23 котельные, на 2018 год 10 котельных.*

Установленная мощность котельных – 1,43 Гкал/час.

Присоединенная нагрузка – 0,63 Гкал/час.

Загруженность котельных – 44,1%

Протяженность тепловых сетей 1,07 км. в двухтрубном исчислении.

В соответствии с п. 22 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 на расчетный период регулирования

расчетный объем полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг), определяется в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, а в случае ее отсутствия – на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями.

Постановлением Кукморского поселкового Исполнительного комитета от 27.08.2014 № 19 утверждена схема теплоснабжения пгт. Кукмор Кукморского муниципального района. Данной схемой определена зона действия теплоснабжающей организации ООО «Инженерные сети», однако статус единой теплоснабжающей организации не определен.

При расчете тарифов на 2019 год выработка тепловой энергии принята в объеме 2630,56 Гкал, в том числе учтены следующие показатели:

- собственные нужды котельной 31,0 Гкал (0,8%) – по предложению организации;
- потери 102,00 Гкал (3,9%) – по предложению организации;
- полезный отпуск 2497,56 Гкал – принят с учетом фактического полезного отпуска населению за 2017 год, в т.ч. реализуется:
- населению 2497,560 Гкал (100,0%).

Снижение полезного отпуска на 2019 год обусловлен уходом потребителей в связи с переселением населения из аварийных многоквартирных домов, а так же переходом прочего потребителя на индивидуальное отопление (подтверждается фактом 1пг. 2018 года).

### Баланс производства тепловой энергии

(Гкал)

№ п/п	Наименование показателей	Факт 2017 г.	Утверждено ГКРПТ на 2018г.	Предложение организации на 2019 г.	Принято ГКРПТ на 2019г.	Отклонение к 2018 г. (%)
1	<b>Выработка</b>	<b>2832,74</b>	<b>3816,80</b>	<b>1788,00</b>	<b>2630,56</b>	<b>68,9</b>
2	Собственные нужды котельной	31,00	31,00	31,00	31,00	100,0
3	Потери	199,85	217,80	102,00	102,00	46,8
4	<b>Полезный отпуск, в т. ч.</b>	<b>2601,89</b>	<b>3568,00</b>	<b>1655,00</b>	<b>2497,56</b>	<b>70,0</b>
4.1	население	2497,56	3568,00	1655,00	2497,56	70,0
4.2	бюджетные потребители	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
4.3	прочие	104,33	0,00	0,00	0,00	0,0

Распределение полезного отпуска по полугодиям на 2019 год:

1 полугодие – 1373,66 Гкал;

2 полугодие – 1123,90 Гкал.

**По итогам финансово-хозяйственной деятельности** за 2017 год по регулируемому виду деятельности – «теплоснабжение», по данным отчетной калькуляции организация отразила убыток в сумме 3281,06 тыс. руб.

Убыток, отраженный организацией от реализации тепловой энергии потребителям в 2017 году связан со снижением полезного отпуска потребителям на 13774,11 Гкал (84,1%) в связи с уменьшением количества котельных и запитанных от них потребителей, а так же с превышением фактических затрат 2017 года к плановым показателям по следующим статьям:

«Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих» с учетом отчислений на соц. нужды – 160,2 тыс. руб.,

«Амортизация» – 51,9 тыс. руб.

**Организация не имеет утвержденную в установленном порядке инвестиционную программу на 2019 год.**

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на тепловую энергию, при правильности подбора теплоснабжающей организацией исходной информации, можно оценить как достоверные.

Ответственность за достоверность данных несет организация.

**Необходимая валовая выручка (НВВ)** по представленному проекту организации на 2019 год составила **4549,26** тыс. руб. Предложенный организацией проект тарифов на тепловую энергию на 2019 год составил:

- с 1 января – **1718,01** руб./Гкал (с учетом НДС) на уровне тарифа, утвержденного с 01.07.2018 г.;

- с 1 июля – **4030,05** руб./Гкал (с учетом НДС) с ростом 234,6 % к I полугодю 2019 года.

Уполномоченным по делу об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую ООО «Инженерные сети», рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э.

В соответствии с макроэкономическими показателями Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год применяются следующие индексы-дефляторы:

	<b>2019</b>
природный газ с 1 июля	101,4
электрическая энергия с 1 января	103,0
индекс потребительских цен с 1 января	104,6
индекс промышленных производителей с 1 января	104,3

Значения по статьям затрат ООО «Инженерные сети» представлены в таблице (Приложение).

Справочно:

**1. Расходы на топливо** для технологических целей приняты в сумме **2521,00 тыс. руб.**

Объем газа принят в размере 369,23 тыс. м<sup>3</sup>, удельный расход согласно техническому заключению.

Среднегодовая цена газа на 2019г. принята с учетом индексации с 1 июля в размере 6827,74 руб./тыс.м<sup>3</sup> (с учетом НДС).

**2. Расходы на сырье и материалы** приняты в сумме **3,96 тыс. руб.**, в том числе:

- расходы на воду для технологических целей 2,12 тыс. руб. учтены исходя из объема воды 0,07 тыс. м<sup>3</sup> – по предложению организации и тарифа 1 м<sup>3</sup> воды для ООО «ВодоТехноСервис», с учетом индексации с 1 июля;

- вспомогательные материалы (хим.реагенты) 1,20 тыс. руб., по предложению организации;

- расходы на водоотведение 0,65 тыс. руб. Объем стоков принят 0,02 тыс. м<sup>3</sup>, тариф ООО «Сток» с учетом индексации с 1 июля.

**3. Фонд оплаты труда производственного персонала** принят в сумме **467,06 тыс. руб.**

Численность ППП принята в количестве 5 шт.ед. Среднемесячная заработная плата составит – 11676,50 руб., согласно штатному расписанию. Расчет произведен с учетом отопительного периода, с индексацией.

**4. Отчисления на социальные нужды** приняты в размере 30,2% от ФОТ производственного персонала и составят **141,05 тыс. руб.**

**5. Расходы на электрическую энергию** на технологические цели приняты в сумме **443,66 тыс. руб.**

Объем электрической энергии принят в количестве 66,21 тыс. кВт.ч., удельный расход по предложению организации. Тариф первой ценовой категории (уровень напряжения СН2 и НН), средняя цена 1 кВт.ч. электроэнергии на 2019 год принята с учетом сложившихся цен на электрическую энергию за 1 полугодие 2018 года – 6,70 руб./кВтч. с учетом индексации (с учетом НДС).

**6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования** приняты в сумме **185,54 тыс. руб.**, в том числе:

- амортизация производственного оборудования – 18,0 тыс. руб., согласно амортизационной ведомости, с учетом ввода оборудования в 2017 году (котел, теплообменник);

- материалы для текущего ремонта учтены в сумме 26,87 тыс. руб.;

- ФОТ ремонтного персонала 108,04 тыс. руб. (численность – 0,5 шт.ед., среднемесячная заработная плата 18007,24 руб., согласно штатному расписанию, с индексацией);

- отчисления от ФОТ ремонтного персонала в сумме 32,63 тыс. руб.(30,2%).

**7. Общепроизводственные (цеховые) расходы** приняты в сумме **272,47 тыс. руб.**, в том числе:

- фонд оплаты труда цехового персонала – 184,33 тыс. руб. Численность принята в количестве 0,5 шт.ед., среднемесячная заработная плата 15360,51руб., согласно штатному расписанию с индексацией;
- отчисления на социальные нужды приняты в сумме 55,67 тыс. руб.;
- расходы на охрану труда 2,28 тыс. руб., приняты с учетом уменьшения численности персонала;
- прочие общепроизводственные расходы приняты в сумме 30,20 тыс. руб., в том числе:

Наименование статей расходов	Тыс. руб.
ГСМ	4,16
ТО газового оборудования	15,61
Услуги связи	10,43

**8. Общехозяйственные расходы** приняты в сумме **300,90 тыс. руб.**, в том числе:

- фонд оплаты труда АУП – 187,62 тыс. руб., согласно штатному расписанию, в доле на тепловую энергию;
- отчисления на соц. нужды приняты в сумме 56,66 тыс. руб.;
- средства на страхование системы теплоснабжения – 6,60 тыс. руб.;
- плата за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ 0,95 тыс. руб.;
- непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) приняты в сумме 30,97 тыс. руб., в том числе:
  - транспортный налог 2,44 тыс. руб.;
  - земельный налог 1,03 тыс. руб.;
  - налог, уплачиваемый в связи с применением упрощенной системы налогообложения – 27,05 тыс. руб.
- прочие расходы приняты в сумме 18,09 тыс. руб. в том числе:

Наименование статей расходов	Тыс. руб.
ГСМ	9,91
Информационные, консультационные, почтовые услуги	5,34
Канцтовары	2,85

**Величина годовой НВВ** для расчета тарифов принята в сумме **4335,65 тыс. руб.**

Предлагается установить тарифы на тепловую энергию на 2019 год, поставляемую ООО «Инженерные сети» потребителям в размере:

- с 1 января 2019 года – **1712,83 руб./Гкал** (с учетом НДС) – на уровне тарифа, утвержденного с 01.07.2018;

- с 1 июля 2018 года – **1764,22** руб./Гкал (с учетом НДС) – с ростом 103,0% к 1 полугодью 2019 г.

**Тарифы для населения:**

- с 1 января 2019 года – **1712,83** руб./Гкал (с учетом НДС);
- с 1 июля 2019 года – **1764,22** руб./Гкал (с учетом НДС).

**Рекомендации:**

Договор аренды муниципального имущества (объектов теплоснабжения) привести в соответствие с требованиями главы 6.1 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
**ООО «Инженерные сети»**

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии						
			Утверждено на текущий период	Предложение организации на период регулирования		Утверждено органом регулирования			
			Год, 2018	Год (с учетом индексации), 2019	Откл. (среднег.), %	Год, 2019	Откл. (среднег.), %	I-е полугодие	II-е полугодие
2	Выработано	Гкал	3816,80	1788,00	46,8	2630,56	68,9	1451,76	1178,80
3	Собственные нужды котельных	Гкал	31,00	31,00	100,0	31,00	100,0	17,30	13,70
<b>5</b>	<b>Потери</b>	<b>Гкал</b>	<b>217,80</b>	<b>102,00</b>	46,8	<b>102,00</b>	46,8	<b>60,80</b>	<b>41,20</b>
<b>6</b>	<b>Полезный отпуск теплоэнергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>3568,00</b>	<b>1655,00</b>	46,4	<b>2497,56</b>	70,0	<b>1373,66</b>	<b>1123,90</b>
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	3568,00	1655,00	46,4	2497,56	70,0	1373,66	1123,90
6.1.2	население	Гкал	3568,00	1655,00	46,4	2497,56	70,0	1373,66	1123,90
<b>7</b>	<b>Топливо на технологические цели, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>3580,26</b>	<b>1694,25</b>	47,3	<b>2521,00</b>	70,4	<b>1377,87</b>	<b>1143,13</b>
7.1	Газ природный	тыс.руб.	3580,26	1694,25	47,3	2521,00	70,4	1377,87	1143,13
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	539,73	250,00	46,3	369,23	68,4	203,08	166,15
7.1.2	Цена газа	руб./тыс.м3	6633,46	6777,00	102,2	6827,74	102,9	6 785,00	6 879,98
<b>8</b>	<b>Сырье, основные материалы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>11,67</b>	<b>3,91</b>	33,5	<b>3,96</b>	33,9	<b>2,16</b>	<b>1,80</b>
8.1	Вода на технологические цели	тыс.руб.	4,45	2,08	46,8	2,12	47,6	1,15	0,97
8.1.1	Объем воды	тыс.м3	0,16	0,07	45,2	0,07	45,2	0,04	0,03
8.1.2	Тариф	руб./м3	28,72	29,77	103,6	30,25	105,3	29,93	30,65
8.2	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	2,45	1,20	48,8	1,20	48,8	0,66	0,54
8.3	Водоотведение	тыс.руб.	4,77	0,63	13,2	0,65	13,6	0,35	0,30
8.3.1	Объем стоков	тыс.м3	0,16	0,02	12,9	0,02	12,9	0,01	0,01
8.3.2	Тариф	руб./м3	30,77	31,55	102,5	32,43	105,4	32,08	32,85
<b>9</b>	<b>Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>724,26</b>	<b>821,60</b>	113,4	<b>467,06</b>	64,5	<b>256,88</b>	<b>210,18</b>
<b>10</b>	<b>Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>218,73</b>	<b>248,12</b>	113,4	<b>141,05</b>	64,5	<b>77,58</b>	<b>63,47</b>
<b>11</b>	<b>Электроэнергия на технологические цели</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>517,60</b>	<b>307,87</b>	59,5	<b>443,66</b>	85,7	<b>244,01</b>	<b>199,65</b>
11.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	80,93	45,00	55,6	66,21	81,8	36,41	29,79
11.2	тариф	руб./кВт.ч.	6,40	6,84	107,0	6,70	104,8	6,70	6,70
<b>12</b>	<b>Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>246,56</b>	<b>198,63</b>	80,6	<b>185,54</b>	75,3	<b>93,02</b>	<b>92,52</b>

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии						
			Утверждено на текущий период	Предложение организации на период регулирования		Утверждено органом регулирования			
			Год, 2018	Год (с учетом индексации), 2019	Откл. (среднег.), %	Год, 2019	Откл. (среднег.), %	I-е полугодие	II-е полугодие
12.1	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	4,76	22,76	478,2	18,00	378,2	9,00	9,00
12.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	241,80	175,87	72,7	167,54	69,3	84,02	83,52
12.2.1	материалы	тыс.руб.	14,68	52,25	356,0	26,87	183,1	6,65	20,22
12.2.2	заработная плата	тыс.руб.	174,44	74,88	42,9	108,04	61,9	59,42	48,62
12.2.3	отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	52,68	22,61	42,9	32,63	61,9	17,95	14,68
12.2.4	услуги сторонних организаций	тыс.руб.	0,00	26,13	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
<b>16</b>	<b>Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>266,62</b>	<b>847,95</b>	<b>318,0</b>	<b>272,47</b>	<b>102,2</b>	<b>137,75</b>	<b>134,73</b>
16.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	183,26	270,40	147,5	184,33	100,6	92,16	92,16
16.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	55,34	81,66	147,5	55,67	100,6	27,83	27,83
16.3	Амортизация	тыс.руб.	0,00	134,77	0,0	0,00	0,0		
16.4	Электроэнергия на хозяйственные нужды	тыс.руб.	0,00	201,76	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
16.4.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	0,00	29,49	0,0	0,00	0,0		
16.4.2	тариф	руб.кВт.ч.	0,00	6,84	0,0	0,00	0,0		
16.7	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	12,48	13,06	104,7	2,28	18,3	1,14	1,14
16.8	Прочие расходы	тыс.руб.	15,54	146,30	941,4	30,20	105,0	16,61	13,59
<b>17</b>	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>408,16</b>	<b>426,92</b>	<b>104,6</b>	<b>300,90</b>	<b>73,7</b>	<b>163,57</b>	<b>137,33</b>
17.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	251,88	228,80	90,8	187,62	74,5	103,19	84,43
17.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	76,07	69,10	90,8	56,66	74,5	31,16	25,50
17.3	Амортизация	тыс.руб.	0,00	21,87	0,0	0,00	0,0		
17.4	Электроэнергия	тыс.руб.	0,00	16,28	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
17.4.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	0,00	2,38	0,0	0,00	0,0		
17.4.2	тариф	руб.кВт.ч.	0,00	6,84	0,0	0,00	0,0		
17.5	Затраты на ремонт	тыс.руб.	0,00	1,05	0,0	0,00	0,0		
17.8	Средства на страхование	тыс.руб.	6,70	6,60	98,4	6,60	98,4	3,30	3,30
17.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс.руб.	8,66	4,34	50,1	0,95	10,9	0,47	0,47
17.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс.руб.	33,14	31,46	94,9	30,97	93,4	15,48	15,48
17.12.1	транспортный налог	тыс.руб.	2,96	2,80	94,6	2,44	82,3	1,22	1,22
17.12.2	земельный налог	тыс.руб.	1,16	1,16	100,0	1,03	88,9	0,52	0,52
17.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс.руб.	29,02	27,50	94,8	27,50	94,8	13,75	13,75
17.13	Прочие расходы	тыс.руб.	31,71	47,42	149,5	18,09	57,1	9,95	8,14

Экспертное заключение 17.1

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии						
			Утверждено на текущий период	Предложение организации на период регулирования		Утверждено органом регулирования			
			Год, 2018	Год (с учетом индексации), 2019	Откл. (среднег.), %	Год, 2019	Откл. (среднег.), %	I-е полугодие	II-е полугодие
<b>18</b>	<b>Всего расходов по полной себестоимости</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>5973,87</b>	<b>4549,26</b>	<i>76,2</i>	<b>4335,65</b>	<i>72,6</i>	<b>2352,84</b>	<b>1982,81</b>
<b>23</b>	<b>НВВ</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>5973,87</b>	<b>4542,66</b>	<i>76,0</i>	<b>4335,65</b>	<i>72,6</i>	<b>2352,84</b>	<b>1982,81</b>
<b>24</b>	<b>Тариф</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>1674,29</b>	<b>2744,81</b>	<i>163,9</i>	<b>1735,96</b>	<i>103,7</i>	<b>1712,83</b>	<b>1764,22</b>
	1 пг.		<b>1643,79</b>	<b>1718,01</b>					
	2 пг.		<b>1712,83</b>	<b>4030,05</b>	<i>234,6%</i>				
	<b>Тарифы для населения</b>	<b>руб./Гкал</b>						<b>1712,83</b>	<b>1764,22</b>
	1 пг.		<b>1643,79</b>					<i>100,0%</i>	<i>103,0%</i>
	2 пг.		<b>1712,83</b>						

Экспертное заключение  
к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 год, представленным  
АО РПО «Таткоммунэнерго» для потребителей  
Лаишевского муниципального района

№ тарифного дела: 20-120/тэ

На основании заявления Акционерного общества «Республиканское производственное объединение «Таткоммунэнерго» (далее – АО «РПО «Таткоммунэнерго») об установлении тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме некомбинированной выработки, на 2019 год, приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от 19.11.2018 № 357 открыто тарифное дело № 20-120/тэ на 2019 год.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и заявления организации при установлении тарифов на тепловую энергию на 2019 год Госкомитетом принято решение **применять метод экономически обоснованных расходов (затрат)** (приказ от 19.11.2018 № 357), о чем организация своевременно уведомлена.

АО «РПО «Таткоммунэнерго» расположено по адресу: г. Казань, ул. Ершова, 28А.

Руководитель организации – управляющий Газизов Марат Зульфатович.

Организация работает **по общей системе налогообложения.**

**(ИНН/КПП 1660093204/166001001)**

Организация для утверждения тарифов по Лаишевскому муниципальному району обратилась впервые.

АО «РПО «Таткоммунэнерго» эксплуатирует 1 блочно-модульную котельную по договору аренды с ГАУЗ «Республиканский клинический неврологический центр» (далее – ГАУЗ «РКНЦ») от 01.11.2018 № б/н.

*Справочно: данная блочно-модульная котельная смонтирована во исполнение РКМ № 3759 от 29.12.2017 в целях технического перевооружения системы отопления здания отделения реабилитации ГАУЗ «РКНЦ», расположенного по адресу: РТ, Лаишевский муниципальный район, с.п. Матюшинское, д. Матюшино.*

Установленная мощность котельной 1,55 Гкал/час.

Присоединенная нагрузка 0,5 Гкал/час.

Загруженность котельной – 32,3%.

Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении 606,8 м, сетей гвс 589,8 м.

В соответствии с п. 22 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 на расчетный период регулирования расчетный объем полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг), определяется в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, а в случае ее отсутствия – на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем

коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями.

Сведения о наличии утвержденной схемы теплоснабжения Лаишевского муниципального района в Госкомитет не представлены.

При расчете тарифов на 2019 год приняты следующие показатели:

- выработка тепловой энергии – 1617,10 Гкал,
- собственные нужды котельных – 0,0 Гкал организацией не заявлены,
- потери тепловой энергии – 0,0 Гкал организацией не заявлены;
- полезный отпуск – 1617,10 Гкал принят на основании представленного договора теплоснабжения с единственным потребителем ГАУЗ «РКНЦ».

Баланс производства тепловой энергии на 2019 год (Гкал)

№ п/п	Наименование показателей	Предложение организации на 2019 г.	Принято ГКРТТ на 2019 г	Отклонение. (%)
1	Выработка тепловой энергии	1618,0	1617,1	99,9
1.1	собственные нужды котельных	0,0	0,0	0,0
2	Потери	0,0	0,0	0,0
3	Полезный отпуск, в том числе:	1618,0	1617,1	99,9
3.1	бюджетные потребители	1618,0	1617,1	99,9

Данные, приведенные в предложении об установлении тарифов на тепловую энергию, при правильности подбора теплоснабжающей организацией исходной информации, можно оценить как достоверные.

**Ответственность за достоверность данных несет организация.**

**Необходимая валовая выручка** по представленному проекту организации составила 2524,87 тыс. руб. Предложенный организацией проект тарифов на тепловую энергию на 2019 год составил:

- с 1 января – **1533,31** руб./Гкал;
- с 1 июля – **1587,67** руб./Гкал с ростом 103,5 % к I полугодью 2019 года.

Уполномоченным по делу об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «РПО «Таткоммунэнерго», рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э.

В соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год применяются следующие индексы-дефляторы:

Природный газ с 1 июля	101,4%
Электрическая энергия	103,0%
Индекс потребительских цен	104,6%

Организация не имеет утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы на 2019 год.

Значения по статьям затрат АО «РПО «Таткоммунэнерго» с календарной разбивкой на 2019 год представлены Приложении.

Справочно:

**1. Расходы на топливо** для технологических целей приняты в сумме **1188,67 тыс.руб.** с ростом к предложению организации на 23,28 тыс.руб.

Объем газа принят расчетный в размере 215,30 тыс.м<sup>3</sup>, расчет произведен отделом технического аудита на основании представленных технических характеристик (групповая норма расхода условного топлива 150,4 кг.у.т./Гкал). Среднегодовая цена газа для 6 группы потребителей скорректирована и принята с учетом услуг по транспортировке по газораспределительным сетям и снабженческо-сбытовыми услугами в размере 5520,99 руб./тыс.м<sup>3</sup> (без НДС).

**2. Расходы на сырье и материалы** приняты в сумме **26,13 тыс. руб.**, со снижением к предложению организации на 3,0 тыс.руб. в т.ч.:

- заявленные расходы на воду для технологических целей в сумме 1,84 тыс. руб. не приняты к расчету, поскольку поставщик воды - ГАУЗ «РКНЦ» не имеет установленных тарифов на водоснабжение;

- вспомогательные материалы (химреагенты) приняты в сумме 26,13 тыс.руб., по предложению организации;

- заявленные расходы на водоотведение в сумме 1,26 тыс. руб. не приняты к расчету, поскольку поставщик услуги - ГАУЗ «РКНЦ» не имеет установленных тарифов на водоотведение;

**3. Фонд оплаты труда** производственных рабочих принят в сумме **280,24 тыс. руб.** со снижением к предложению организации на 119,12 тыс.руб.

К расчету принята численность в количестве 2 штатных единиц в соответствии со штатным расписанием организации. Среднемесячная заработная плата доведена до МРОТ и составит 11 676,50 руб.

**4. Отчисления на социальные нужды** от фонда заработной платы рабочего персонала приняты в сумме **84,63 тыс.руб.** (30,2% от ФОТ).

**5. Расходы на электрическую энергию** на технологические цели приняты в сумме **288,73 тыс. руб.** со снижением к предложению организации на **22,03 тыс.руб.**

Объем электроэнергии принят 56,63 тыс. кВтч. по расчетам отдела технического аудита, тариф на электроэнергию принят по данным мониторинга цен на электроэнергию за январь-сентябрь 2018 года АО «Татэнергообит» с учетом индексации - 5,10 руб./ кВтч (без НДС) (СН2).

**6. Расходы на ремонт (материалы)** приняты в сумме **35,46 тыс. руб.** со снижением к предложению организации на 16,79 тыс.руб. в соответствии с представленным планом текущего ремонта на 2019 год.

**7. Общепроизводственные (цеховые) расходы** приняты в сумме **248,80 тыс. руб.**, со снижением к предложению организации на 66,10 тыс.руб. в том числе:

- фонд оплаты труда цехового персонала – 169,45 тыс.руб. Численность

принята в количестве 0,5 шт. единиц в соответствии со штатным расписанием организации, среднемесячная заработная плата составит 28 242,0 руб.

- отчисления на социальные нужды – 51,17 тыс.руб.(30,2%);

- расходы на охрану труда приняты в сумме 5,23 тыс.руб. по предложению организации;

- прочие общепроизводственные расходы приняты в сумме 22,95 тыс.руб. с учетом предложения организации (гсм - 12,52 тыс.руб., поверка приборов учета, сигнализаторов и т.д.– 10,43 тыс.руб).

**8. Общехозяйственные расходы** приняты в сумме **145,08 тыс. руб.**, в том числе:

- фонд оплаты труда АУП принят в сумме 109,83 тыс. руб. – к расчету принята численность 0,25 шт.ед., среднемесячная заработная плата составит 36 610,00 в соответствии со штатным расписанием организации;

- отчисления на социальные нужды – 33,17 тыс.руб.(30,2%);

- прочие общехозяйственные расходы приняты в сумме 2,09 тыс.руб. по предложению организации (расходы на канцтовары);

**9. Величина годовой суммы НВВ** для расчета тарифов на 2019 год принята в сумме **2297,74 тыс. руб.**, со снижением к проекту организации на 227,13 тыс. руб.

Предлагается **установить тарифы** на тепловую энергию на 2019 год, поставляемую АО «РПО «Таткоммунэнерго» потребителям Лаишевского муниципального района в размере:

- с 1 января 2019 года – **1404,63 руб./Гкал**;

- с 1 июля по 31 декабря 2019 года – **1437,26 руб./Гкал** – с ростом 102,3% к 1 полугодью 2019 г.

Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
АО «РПО «Таткоммунэнерго» потребителям Лаишевского муниципального района

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии						
			Предложение организации на 2019 год			Принято ГКРТТ на 2019 год			
			Год	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предложению организации (среднегодовые), %	I-е полугодие	II-е полугодие
1	Плательщик НДС	да, нет	да	да	да	да		да	да
2	Выработано	Гкал	1 618,00	809,00	809,00	1 617,10	99,94	810,54	806,56
3	Собственные нужды котельных	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Потери	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Полезный отпуск теплоэнергии	Гкал	1 618,00	809,00	809,00	1 617,10	99,94	810,54	806,56
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	1 618,00	809,00	809,00	1 617,10	99,94	810,54	806,56
6.1.3	бюджет	Гкал	1 618,00	809,00	809,00	1 617,10	99,94	810,54	806,56
7	Топливо на технологические цели, всего, в том числе:	тыс.руб.	1 165,39	573,80	591,59	1 188,67	102,00	591,67	597,00
7.1	Газ природный	тыс.руб.	1 165,39	573,80	591,59	1 188,67	102,00	591,67	597,00
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	215,20	107,60	107,60	215,30	100,05	107,91	107,39
7.1.2	Цена газа	руб./тыс.м3	5 415,39	5 332,73	5 498,04	5 520,99	101,95	5 482,71	5 559,47
8	Сырье, основные материалы, в т.ч.:	тыс.руб.	29,23	1,52	27,71	26,13	89,39	13,07	13,07
8.1	Вода на технологические цели	тыс.руб.	1,84	0,90	0,94	0,00	0,00	0,00	0,00
8.1.1	Объем воды	тыс.м3	0,06	0,03	0,03	0,06	100,00	0,03	0,03
8.1.2	Тариф	руб./м3	30,60	30,00	31,20	0,00	0,00	0,00	0,00
8.2	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	26,13	0,00	26,13	26,13	100,00	13,07	13,07
8.3	Водоотведение	тыс.руб.	1,26	0,62	0,64	0,00	0,00	0,00	0,00
8.3.1	Объем стоков	тыс.м3	0,04	0,02	0,02	0,04	100,00	0,02	0,02
8.3.2	Тариф	руб./м3	31,62	31,00	32,24	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс.руб.	399,36	199,68	199,68	280,24	70,17	140,12	140,12
10	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	120,61	60,30	60,30	84,63	70,17	42,32	42,32

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии						
			Предложение организации на 2019 год			Принято ГКРТТ на 2019 год			
			Год	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предложению организации (среднегодовые), %	I-е полугодие	II-е полугодие
11	Электроэнергия на технологические цели	тыс.руб.	310,76	155,38	155,38	288,73	92,91	144,72	144,01
11.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	57,00	28,50	28,50	56,63	99,35	28,38	28,25
11.2	тариф	руб.кВт.ч.	5,45	5,45	5,45	5,10	93,52	5,10	5,10
12	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс.руб.	52,25	26,13	26,13	35,46	67,87	17,73	17,73
12.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	52,25	26,13	26,13	35,46	67,87	17,73	17,73
12.2.1	материалы	тыс.руб.	52,25	26,13	26,13	35,46	67,87	17,73	17,73
13	Аренда (лизинг) основных производственных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Расходы по подготовке, освоению производства (пусконаладочные работы)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	Общепроизводственные (неховые) расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	314,90	157,45	157,45	248,80	79,01	117,78	131,02
16.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	212,16	106,08	106,08	169,45	79,87	79,64	89,81
16.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	64,07	32,04	32,04	51,17	79,87	24,05	27,12
16.7	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	5,23	2,61	2,61	5,23	100,00	2,61	2,61
16.8	Прочие расходы	тыс.руб.	33,44	16,72	16,72	22,95	68,62	11,47	11,47
17	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	132,38	66,19	66,19	145,08	109,60	71,11	73,97
17.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	92,04	46,02	46,02	109,83	119,33	53,82	56,01
17.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	27,80	13,90	13,90	33,17	119,33	16,25	16,92
17.8	Средства на страхование	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17.13	Прочие расходы	тыс.руб.	12,54	6,27	6,27	2,09	16,63	1,04	1,04
18	Всего расходов по полной себестоимости	тыс.руб.	2 524,87	1 240,45	1 284,43	2 297,74	91,00	1 138,51	1 159,23
19	Внереализационные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	Прибыль, (-) убыток, в том числе	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	НВВ	тыс.руб.	2 524,87	1 240,45	1 284,43	2 297,74	91,00	1 138,51	1 159,23

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии						
			Предложение организации на 2019 год			Принято ГКРТТ на 2019 год			
			Год	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предложению организации (среднегодовые), %	I-е полугодие	II-е полугодие
24	Тариф	руб./Гкал	1 560,49	1 533,31	1 587,67	1 420,90	91,05	1 404,63	1 437,26

**Экспертное заключение**  
к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 года,  
представленным **ООО «Лениногорские тепловые сети»**

**тарифное дело**

**№ 20 - 56/тэ**

На основании заявления ООО «Лениногорские тепловые сети» об установлении тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме некомбинированной выработки на 2019 год, приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 04.05.2018 № 132 «Об открытии дел об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые теплосетевыми организациями, на 2019 год и выборе метода регулирования» (далее – Приказ Госкомитета), **открыто тарифное дело № 20 - 56/тэ.**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», Госкомитетом принято решение при установлении тарифов на тепловую энергию применять **метод экономически обоснованных расходов (затрат)**, о чем организация своевременно уведомлена.

ООО «Лениногорские тепловые сети» расположено по адресу: Лениногорский район, г. Лениногорск, ул. Промышленная, д. 7, строение 3.

Руководитель организации – генеральный директор Хисматуллин Айдар Азгатович.

**Организация работает по общей системе налогообложения.**

**ИНН 1649022584; КПП 164901001**

Источником теплоснабжения являются 80 котельных (в 2018г. учитывалось 77 объектов), в том числе:

- в собственности – 2 котельная;
- по договору аренды оборудования №01/18-УКС/А от 01.01.2018 с АО "Управление капитального строительства инженерных сетей и развития энергосберегающих технологий Республики Татарстан" – 11 котельных и участки тепловых сетей (согласно Дополнительному соглашению к Договору аренды оборудования №01/18-УКС/А ;
- по договору аренды №014 от 01.08.2017 с КУ ПИЗО МО "Лениногорский муниципальный район" РТ – 61 котельная (срок аренды установлен с 01.08.2017 до заключения концессионного соглашения, в адрес Госкомитета были направлены документы для согласования долгосрочных параметров регулирования, документы вернули на доработку);
- по договору аренды №014-0325 от 02.07.2018г. с КУ ПИЗО МО "Лениногорский муниципальный район" РТ – 2 котельных и тепловые сети (срок аренды с 01.07.2018г. по 01.06.2019г.);

- по договору аренды №014-0326 от 02.07.2018г. с КУ ПИЗО МО "Лениногорский муниципальный район" РТ – 1 котельная (срок аренды с 01.07.2018г. по 01.06.2019г.);
- по договору аренды №287/18 от 30.10.2018г. с КУ ПИЗО МО "Лениногорский муниципальный район" РТ – 1 котельная жилого дома (срок аренды с 01.01.2019г. по 30.11.2019г.);
- по договору аренды №78 от 18.04.2018г. с ЛПЧУП санаторий «Бакирово» - 2 котельных (срок аренды установлен с 01.01.2019г. по 30.11.2019г.).

Установленная мощность котельных 169,10 Гкал/час.

Присоединенная нагрузка составляет 78,46 Гкал/час.

Средняя загруженность котельных составляет – 46,4%.

Протяженность тепловых сетей составляет 89927 м в двухтрубном исчислении, в том числе сети отопления – 57513 м, сети ГВС – 32414 м.

В соответствии с Федеральным Законом от 27.07.2010 №190 «О теплоснабжении» и постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» Постановлением Исполнительного комитета муниципального образования «Лениногорский муниципальный район» от 07.02.2018 № 119 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Лениногорска» утверждена схема теплоснабжения. Согласно схеме теплоснабжения **ООО «Лениногорские тепловые сети» определена как единая теплоснабжающая организация.** Зона деятельности ЕТО определена городом Лениногорск, однако данная организация также эксплуатирует котельные в сельских поселениях (вне зоны определения ЕТО).

В размещенной схеме теплоснабжения информация о величине полезного отпуска отсутствует.

При расчете тарифа на 2019 год выработка тепловой энергии принята в объеме 309420,8 Гкал, в том числе:

- собственные нужды котельной приняты согласно техническому заключению в объеме 5669,8 Гкал (1,8%);

- потери приняты согласно фактическим данным за 2017 год в объеме 36687,0 Гкал (11,9%);

- полезный отпуск принят согласно фактическим данным за 2017 год в объеме 267064,0 Гкал (86,3%)(отчетные данные за 1 полугодие 2018 года подтверждают полезный отпуск тепловой энергии за 2017 год), в т.ч. реализуется:

- населению 183513,0 Гкал (68,7%);

- бюджетным потребителям 60105,0 Гкал (22,5%);

- прочие потребители 23446,0 Гкал (8,8%).

#### Баланс производства тепловой энергии (Гкал)

№ п/п	Показатели	Факт. данные организации за 2017г.	Принято ГКРТТ на 2018г.	Прогноз организации на 2019г.	Принято ГКРТТ на 2019г.	Отк. к 2018г.. (%)
1	Выработка тепловой энергии	309803,0	299236,0	293848,1	309420,8	103,4

### Экспертное заключение 17.3

№ п/п	Показатели	Факт.данные организации за 2017г.	Принято ГКРТТ на 2018г.	Прогноз организации на 2019г.	Принято ГКРТТ на 2019г.	Откл. к 2018г. (%)
2	собственные нужды котельных	6052,0	6053,0	6065,0	5669,80	93,7
3	<b>Потери</b>	<b>36687,0</b>	<b>31278,0</b>	<b>36723,0</b>	<b>36687,0</b>	<b>117,3</b>
4	<b>Полезный отпуск , в т. ч.:</b>	<b>267064,0</b>	<b>261905,0</b>	<b>251060,1</b>	<b>267064,0</b>	<b>102,0</b>
4.1	население	183513,0	182046,0	168290,3	183513,0	100,8
4.2	бюджетные организации	60105,0	56120,0	59464,6	60105,0	107,1
4.3	прочие потребители	23446,0	23739,0	23305,2	23446,0	98,8

#### Распределение полезного отпуска по полугодиям на 2019 год:

**1 полугодие – 165107,0 Гкал.;**

**2 полугодие – 101957,0 Гкал.**

По итогам финансово-хозяйственной деятельности в сфере теплоснабжения согласно отчетным данным за 2017 год организацией получена прибыль в сумме 12366,00 тыс. руб., за счет увеличения полезного отпуска на 8,1% (или на 19939,0 Гкал). Отклонение фактических расходов от утвержденных показателей за 2017 год.

#### **Экономия по статьям расходов:**

- «топливо на технологические цели» на 2497,65 тыс. руб.;
- «электроэнергия на технологические цели» на 7352,18 тыс. руб.;
- «расходы на ремонт» на 2669,09 тыс. руб.;
- «общепроизводственные расходы» на 4552,93 тыс. руб.;

#### **Превышение по статьям расходов:**

- «аренда основных производственных фондов» на 19057,26 тыс. руб.;
- «общепроизводственные расходы» на 2905,23 тыс. рублей.
- «общехозяйственные расходы» на 7144,53 тыс. рублей.

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на тепловую энергию, при правильности подбора энергоснабжающей организацией исходной информации, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность данных несет организация.

**Необходимая валовая выручка (НВВ) и тарифы по представленному проекту организации на 2019 год составили:**

НВВ, тыс. руб.	Проект тарифа на 1 полугодие, руб./Гкал	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года, %	Проект тарифа на 2 полугодие, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодию, %
487657,98	1645,89	100,0	2418,43	146,9

Уполномоченным по делу об установлении тарифа на тепловую энергию, отпускаемую ОАО «Лениногорские тепловые сети», рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» (далее – Основы ценообразования)

и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э.

В соответствии с макроэкономическими показателями Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год применены следующие индексы-дефляторы:

Природный газ с 1 июля	101,4%
Электрическая энергия с 1 января	103,0%
Индекс потребительских цен с 1 января	104,6%
Индекс цен промышленных производителей с 1 января	104,3%

Значения по статьям затрат ООО «Лениногорские тепловые сети» с календарной разбивкой на 2019 год представлены в Приложении 1.

### Справочно:

**1. Расходы на топливо** (газ природный) для технологических целей приняты в сумме **206184,75 тыс. рублей.**

Объем газа принят в размере 38227,22 тыс.м<sup>3</sup> в соответствии с фактическим удельным расходом за 2017 год. Среднегодовая цена газа на 2019 год принята, исходя из оптовой цены газа, с учетом услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям и снабженческо-сбытовых услуг в соответствии с группой потребления (котельные относятся к IV, V, VI группам) с учетом индексации с 1 июля 2019 года в сумме 5393,66 руб./тыс.м<sup>3</sup>.

**2. Расходы на сырье и материалы** приняты в сумме **4167,06 тыс. руб.,** учтены следующие расходы:

- расходы на воду для технологических целей с учетом индексации с 1 июля 2019 года приняты в сумме 3846,91 тыс. рублей. Объем воды принят по предложению организации в размере 154,70 тыс.м<sup>3</sup>. Поставщиком услуг водоснабжения является организация ООО «Водоканал».

*Справочно: постановлением Госкомитета РТ по тарифам от 14.12.2017 №10-112/кс установлен тариф на II полугодие 2018 года в размере 24,63 руб./м<sup>3</sup> (без учета НДС).*

- вспомогательные материалы приняты согласно фактическим данным за 2017 год с учетом индексации в сумме 237,55 тыс. руб.;

- расходы на услуги водоотведения с учетом индексации с 1 июля 2019 года приняты в сумме 82,60 тыс. руб. Стоки принят согласно фактическим данным за 2017 год в объеме 3,35 тыс.м<sup>3</sup>. Поставщиком услуг водоотведения является организация ООО «Водоканал».

*Справочно: постановлением Госкомитета РТ по тарифам от 14.12.2017 №10-112/кс установлен тариф на II полугодие 2018 года в размере 24,42 руб./м<sup>3</sup> (без учета НДС).*

**3. Фонд оплаты труда** производственных рабочих принят в сумме **21175,22 тыс. рублей.**

Численность производственного персонала принята в количестве 72 шт. ед., среднемесячная заработная плата составит 24508,36 руб. с учетом сложившегося факта за 2017 год.

**4. Отчисления на социальные нужды** приняты в размере 30,2% от фонда оплаты труда рабочего персонала в сумме **6394,92 тыс. рублей.**

**5. Расходы на электрическую энергию** на технологические цели приняты в сумме **50019,89 тыс. рублей.**

Электрическая энергия учтена в объем 10767,85 тыс. кВт.ч. в соответствии с расчетным удельным расходом указанный в техническом заключении. Тариф на электроэнергию принят на уровне 2018 года с учетом индексации.

Согласно программе энергосбережения 2016 года энергоёмкие объекты производства тепловой энергии (10 котельных в г.Лениногорск) переведены с первой ценовой категории на четвертую категорию среднего напряжения (СН2). Котельные расположенные в сельские поселениях Лениногорского муниципального района преимущественно работают по первой ценовой категории на среднем и низком напряжении (СН2, НН).

**6. Амортизационные отчисления приняты в сумме 6046,80 тыс. руб.**

Организация не корректно отразила амортизационные отчисления в отчетных калькуляциях за 1 полугодие и 9 месяцев за 2018 год. Амортизационные отчисления по модульной котельной МК-В3,0 МВт (Ромашкино) и 6 участков сетей отопления и ГВС от блочно-модульных котельных организация относит в общепроизводственные расходы.

Ввод основных средств за 2017 год:

Основное средство	Дата принятия к учету	Первоначальная стоимость, тыс.руб.
Сеть отопления и ГВС от МБК № 13 в квартале 35:от т/к-208 до ул.Менделеева,33:ул.Степная, 1а	31.10.2017	1 602, 61
Сеть отопления и ГВС от МБК № 13 к МКД Садрисва 23, 25, 27(квартал №23)	31.10.2017	2 100,80
Сеть отопления и ГВС от МБК № 3 к МКД Гагарина 6	31.10.2017	222,87
Сеть отопления и ГВС от МБК № 31 к МКД Гагарина 3, Агадуллина 3(квартал №31)	31.10.2017	697,05
Сеть отопления и ГВС от МБК № 41 к МКД пер. Камышлинский, 1	31.10.2017	683,23
Сеть отопления и ГВС от т/к-51,54 до т/к-60,61 к МКД Кошесового 10,12,16, Степная 19, 19а(мкр№4)	31.10.2017	3 384,94
МБК Ромашкино н.п. Тимяшсво	31.10.2017	1 348,29
Модульная котельная МК-В 3,0 МВт	31.12.2017	13 617,64
<b>Итого</b>		<b>23 657,43</b>

**7. Расходы на ремонт приняты в сумме 15761,50 тыс. руб.,** в том числе:

- материалы на ремонт учтены в сумме 6502,02 тыс. руб.;

*Не приняты расходы в сумме 458,32 тыс. руб. на приобретение инструментов.*

- ФОТ ремонтного персонала принят в сумме 6586,66 тыс. (численность персонала принята в количестве 21 шт. ед., среднемесячная заработная плата составит 26137,55 руб.);

- отчисления на социальные нужды от ФОТ ремонтного персонала приняты в сумме 1989,17 тыс. руб.;

- услуги сторонних организации приняты на основании фактических данных с учетом индексации в сумме 683,64 тыс. рублей.

**8. Арендная плата основных производственных фондов** принята в соответствии п.45 Основ ценообразования утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» в сумме **49471,58 тыс. руб.**, согласно договорам аренды:

Договора	Сумма в год, тыс.руб.
Договор аренды оборудования №01/18-УКС/А от 01.01.2018 с АО "Управление капитального строительства инженерных сетей и развития энергосберегающих технологий Республики Татарстан"	45143,00
Договор аренды №014 от 01.08.2017 с КУ ПИЗО МО "Лениногорский муниципальный район РТ"	780,00
Договор аренды №014-0325 от 02.07.2018. с КУ ПИЗО МО "Лениногорский муниципальный район РТ"	3479,51
Договор аренды №014-0326 от 02.07.2018. с КУ ПИЗО МО "Лениногорский муниципальный район РТ"	48,60
Договор аренды №287/18 от 30.10.2018. с КУ ПИЗО МО "Лениногорский муниципальный район РТ"	17,47
Договор аренды №78 от 18.04.2018. с ЛПЧУП санаторий «Бакирово»	3,00
<b>ИТОГО</b>	<b>49471,58</b>

**9. Общепроизводственные (цеховые) расходы приняты в сумме 63268,45 тыс. руб.**, учтены следующие расходы:

- фонд оплаты труда принят на уровне 2017 года с учетом индексации в сумме 39337,97 тыс. рублей.

Численность цехового персонала принята в количестве 87 шт.ед., среднемесячная заработная плата составит 37680,05 руб.;

- отчисления на социальные нужды приняты в сумме 11880,07 тыс. руб.;

- амортизационные отчисления по цеховому оборудованию приняты в сумме 4997,51 тыс. руб., с учетом приобретения в собственность здания диспетчерской, административного здания, пристроя к механическому цеху (ранее данные объекты эксплуатировались на основании договора аренды с ООО «Водгазпроект»);

Ввод основных средств за 2017-2018 гг.:

### Экспертное заключение 17.3

Основное средство	Дата принятия к учету	Первоначальная стоимость, тыс.руб.
Сварочный аппарат УСПТ 63-225 мех.д/стыковой сварки полиэтиленовых труб	30.06.2017	69,49
Автомобиль HYUNDAI IX35 У 677 СУ	10.01.2017	1 504,56
Автомобиль CHEVROLET NIVA 212300-55 А 598 ЕА	31.03.2017	568,10
Автомобиль ВАЗ НИВА 1,7 МКПП универсал А 308 ЕА	20.02.2017	392,68
Здание административное (826,70 кв.м.)	31.08.2018	2 381,49
Здание диспетчерской (1010,90 кв.м.)	31.08.2018	2 304,62
Здание механического цеха (876,4 кв.м.)	31.08.2018	1 608,70
Пристрой к механическому цеху (968,5 кв.м.)	31.08.2018	1 493,62
Центратор УСПТ 63-225	03.05.2018	68,64
Автомобиль УАЗ 390995 гос.№ А 807 ОТ	30.06.2018	672,37
<b>Итого</b>		<b>11 064,28</b>

- расходы на водоснабжение и водоотведение на цеховые нужды приняты в сумме 29,78 тыс. руб.;

- расходы на охрану труда приняты согласно факту 2017 года с учетом индексации в сумме 661,68 тыс. руб.;

- прочие расходы приняты в сумме 6361,44 тыс. руб. в том числе:

Услуги автотранспорта (в т.ч.ГСМ)	3530,76
Услуги автотранспорта сторонними организациями	3,25
Тех.обслуживание газового оборудования	67,25
Обучение производственного персонала	301,55
Периодическая проверка обследование газопроводов и вент.каналов	77,02
Утилизация опасных отходов и вывоз мусора	67,25
Поверка оборудования КИПиА	747,37
Измерение сопротивления эл.приборов	316,74
Дезинсекция, дератизация	15,19
Санитарно-химическое исследование воды	92,20
Техническое обслуживание приемно-контрольных охранно-пожарных приборов (ВДПО) котельных	103,15
Осуществление аварийно-спасательных работ по локализации ЧС	304,56
Услуги связи (диспетчеризация)	258,66
Энергетическое обследование	208,60
Разработка паспортов опасных производственных объектов	83,44
Содержание зданий (диспетчерской, механического цеха)	156,45
Командировочные	3,13
Расходы по котельной для отопления диспетчерской и вспомог.цехов	24,87
<b>Итого</b>	<b>6361,44</b>

**9. Общехозяйственные расходы приняты в сумме 21314,18 тыс. руб., в том числе:**

- ФОТ АУП принят на уровне 2018 года с учетом индексации в сумме 13540,78 тыс. руб., средняя заработная плата составит 34193,90 руб. (33 шт.ед.);

- отчисления на социальные нужды приняты в сумме 4089,32 тыс. руб.;

- амортизационные отчисления приняты в сумме 183,52 тыс. руб.;

Основное средство	Дата принятия к учету	Первоначальная стоимость, тыс.руб.
Вывеска предприятия	09.01.2017	99,00

- расходы на покупку электрической энергии для хозяйственных нужд приняты в сумме 409,53 тыс. руб.;
- расходы на услуги водоснабжения и водоотведения на хоз.нужды учтены в сумме 47,65 тыс. руб.;
- средства на страхование в сумме 245,38 тыс. руб.;
- плата за предельно допустимые выбросы принята на основании фактических данных за 2017 год в сумме 21,00 тыс. руб.;
- транспортный налог в сумме 113,00 тыс. руб.;
- земельный налог в сумме 9,00 тыс. руб.;
- налог на имущество с учетом ввода новых объектов принят в сумме 383,00 тыс. руб.;
- водный налог в сумме 36,00 тыс. руб.;
- прочие общехозяйственные расходы приняты в сумме 2216,00 тыс. руб., в том числе:

	тыс.руб.
Услуги автотранспорта (в т.ч. ГСМ)	131,25
Информационно-консультационные услуги	29,29
Нотариальные и аудиторские услуги	91,12
Обслуживание программы продукта «Гранд», «Консультант+»	99,09
Подписка	35,80
Охрана объектов	565,14
Командировочные расходы, проездные	33,21
Услуги связи, интернет, мобильная связь	608,05
Канцтовары	198,17
Стандарты раскрытия информации (объявления)	111,60
Содержание орг. техники и средств связи	88,95
МБП	180,44
Содержание зданий	29,29
Проездные	14,60
<b>Итого</b>	<b>2216,00</b>

9. Организацией заявлены внереализационные расходы в сумме 16600 тыс. руб., в том числе расходы по сомнительным долгам - 16400,00 тыс. руб. и услуги банка – 200,00 тыс. рублей.

**Внереализационные расходы** приняты в сумме **1068,35 тыс. руб.**, учтены расходы:

- на услуги банка в сумме 200,00 тыс. руб.;
- расходы по сомнительным долгам в сумме 868,34 тыс. руб., согласно представленным документам (исполнительный лист от 26.09.2018г. дело №А65-23091/2018, исполнительный лист от 01.10.2018г. дело №А65-23094/2018),

**10. Организация заявила расчетно-предпринимательскую прибыль** в сумме 11773,77 тыс. руб., которая не принята из-за отсутствия экономического обоснования.

**11. В соответствии с п.9 Основ ценообразования средства**, учтенные в тарифах на тепловую энергию на 2017 год и не подтвержденные в полном объеме, подлежат исключению из необходимой валовой выручки.

В тарифах на 2017 год по статье «ремонт» расходы учтены в сумме 5768,09 тыс. руб., фактические затраты по данному периоду отражены в сумме 3099,00 тыс. руб. Неосвоенные за 2017 год по ремонту сумма в размере 2669,09 тыс. руб. исключена из необходимой валовой выручки 2019 года как экономически необоснованные доходы.

**Величина годовой необходимой валовой выручки** (далее – НВВ) для расчета тарифов на 2019 год принята в сумме **442 206,62 тыс. рублей.**

Предлагается установить тарифы на тепловую энергию на 2019 год, поставляемую ООО «Лениногорские тепловые сети» потребителям:

с 1 января 2019 года – **1638,90 руб./Гкал** (без учета НДС) со снижением 99,6% к уровню, утвержденному на 31.12.2018.

с 1 июля по 31 декабря 2019 года – **1683,19 руб./Гкал** (без учета НДС) с ростом 102,7% к 1 полугодю 2019 года.

***Тарифы для населения (с учетом НДС=20,0%):***

с 1 января 2019 года – **1966,68 руб./Гкал** с ростом 101,3% к уровню тарифа утвержденного на 31.12.2018г.;

с 1 июля по 31 декабря 2019 года – **2019,83 руб./Гкал** с ростом 102,7% к 1 полугодю 2019 года.

**Рекомендации:**

Накопленные амортизационные отчисления за 2017 и 2018 года необходимо направить на восстановление основных производственных фондов.

Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
**ООО «Ленингорские тепловые сети»**

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утверждено на 2018 год	Предложение организации на 2019 год				Утверждено органом регулирования			
				Год	Отк. к 2018г., %	I-е полугодие	II-е полугодие	2019 год	Отк. к 2018г., %	I-е полугодие	II-е полугодие
<b>1</b>	<b>Является ли организация плательщиком НДС</b>	<b>да, нет</b>	<b>да</b>			<b>да</b>	<b>да</b>			<b>да</b>	<b>да</b>
2	Выработано	Гкал	299236,00	293848,15	98,2	181678,76	112169,39	309420,80	103,4	191283,50	118137,30
3	Собственные нужды котельных	Гкал	6053,00	6065,00	100,2	3480,00	2585,00	5669,80	93,7	3503,94	2165,86
<b>5</b>	<b>Потери</b>	<b>Гкал</b>	<b>31278,00</b>	<b>36723,00</b>	<b>117,4</b>	<b>23498,00</b>	<b>13225,00</b>	<b>36687,00</b>	<b>117,3</b>	<b>22672,57</b>	<b>14014,43</b>
<b>6</b>	<b>Полезный отпуск тепловой энергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>261905,00</b>	<b>251060,15</b>	<b>95,9</b>	<b>154700,76</b>	<b>96359,39</b>	<b>267064,00</b>	<b>102,0</b>	<b>165107,00</b>	<b>101957,00</b>
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	261905,00	251060,15	95,9	154700,76	96359,39	267064,00	102,0	165107,00	101957,00
6.1.1	собственное потребление	Гкал	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
6.1.2	население	Гкал	182046,00	168290,34	92,4	106255,30	62035,04	183513,00	100,8	116089,00	67424,00
6.1.3	бюджет	Гкал	56120,00	59464,62	106,0	33713,21	25751,41	60105,00	107,1	34276,00	25829,00
6.1.4	прочие	Гкал	23739,00	23305,19	98,2	14732,25	8572,94	23446,00	98,8	14742,00	8704,00
<b>7</b>	<b>Топливо на технологические цели, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>199781,20</b>	<b>211856,83</b>	<b>106,0</b>	<b>120669,23</b>	<b>91187,60</b>	<b>206184,75</b>	<b>103,2</b>	<b>126744,23</b>	<b>79440,52</b>
7.1	Газ природный	тыс.руб.	199781,20	211856,83	106,0	120669,23	91187,60	206184,75	103,2	126744,23	79440,52
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	37726,00	38432,00	101,9	22177,10	16254,90	38227,22	101,3	23 624,40	14 602,82
7.1.2	Цена газа	руб./тыс.м3	5295,58	5512,51	104,1	5441,16	5609,85	5393,66	101,9	5 364,97	5 440,08
<b>8</b>	<b>Сырье, основные материалы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>4207,46</b>	<b>4216,35</b>	<b>100,2</b>	<b>2320,58</b>	<b>1895,78</b>	<b>4167,06</b>	<b>99,0</b>	<b>2487,04</b>	<b>1680,02</b>
8.1	Вода на технологические цели	тыс.руб.	3780,05	3765,58	99,6	2071,47	1694,11	3846,91	101,8	2283,20	1563,71
8.1.1	Объем воды	тыс.м3	155,54	154,70	99,5	86,60	68,10	154,70	99,5	92,70	62,00
8.1.2	Тариф	руб./м3	24,30	24,34	100,2	23,92	24,88	24,87	102,3	24,63	25,22
8.2	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	340,66	364,02	106,9	201,88	162,13	237,55	69,7	155,00	82,55
8.3	Водоотведение	тыс.руб.	86,75	86,75	100,0	47,22	39,53	82,60	95,2	48,84	33,76
8.3.1	Объем стоков	тыс.м3	3,61	3,61	100,0	2,00	1,61	3,35	92,8	2,00	1,35
8.3.2	Тариф	руб./м3	24,03	24,03	100,0	23,61	24,55	24,66	102,6	24,42	25,01
<b>9</b>	<b>Основная и доп. оплата труда производ. рабочих</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>20892,90</b>	<b>21728,63</b>	<b>104,0</b>	<b>11950,75</b>	<b>9777,87</b>	<b>21175,22</b>	<b>101,4</b>	<b>12705,13</b>	<b>8470,09</b>
<b>10</b>	<b>Отчисления на соц. нужды с оплаты производ. рабочих</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>6309,66</b>	<b>6562,05</b>	<b>104,0</b>	<b>3609,13</b>	<b>2952,92</b>	<b>6394,92</b>	<b>101,4</b>	<b>3836,95</b>	<b>2557,97</b>
<b>11</b>	<b>Электроэнергия на технологические цели</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>46284,89</b>	<b>49796,71</b>	<b>107,6</b>	<b>33107,82</b>	<b>16688,89</b>	<b>50019,89</b>	<b>108,1</b>	<b>30912,15</b>	<b>19107,74</b>
11.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	10264,00	10330,00	100,6	6868,00	3462,00	10767,85	104,9	6 654,50	4 113,35
11.2	тариф	руб./кВт.ч.	4,51	4,82	106,9	4,82	4,82	4,65	103,0	4,65	4,65
<b>12</b>	<b>Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в т.ч.:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>16284,18</b>	<b>16993,90</b>	<b>104,4</b>	<b>11034,83</b>	<b>5959,08</b>	<b>21808,30</b>	<b>133,9</b>	<b>12478,90</b>	<b>9329,40</b>

Экспертное заключение 17.3

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утверждено на 2018 год	Предложение организации на 2019 год				Утверждено органом регулирования			
				Год	Отк. к 2018г., %	I-е полугодие	II-е полугодие	2019 год	Отк. к 2018г., %	I-е полугодие	II-е полугодие
12.1	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	1247,63	31,35	2,5	15,68	15,68	6046,80	484,7	3023,40	3023,40
12.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	15036,55	16962,55	112,8	11019,15	5943,40	15761,50	104,8	9455,50	6306,00
12.2.1	материалы	тыс.руб.	5768,09	7273,53	126,1	5726,77	1546,77	6502,02	112,7	3 900,00	2 602,02
12.2.2	заработная плата	тыс.руб.	6615,21	6879,82	104,0	3783,90	3095,92	6586,66	99,6	3 952,00	2 634,66
12.2.3	отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	1997,79	2077,70	104,0	1142,74	934,97	1989,17	99,6	1 193,50	795,67
12.2.4	услуги сторонних организаций	тыс.руб.	655,46	731,50	111,6	365,75	365,75	683,64	104,3	410,00	273,64
13	<b>Аренда (лизинг) основных производственных фондов</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>50510,66</b>	<b>48861,30</b>	<b>96,7</b>	<b>3705,39</b>	<b>45155,91</b>	<b>49471,58</b>	<b>97,9</b>	<b>32145,50</b>	<b>173326,08</b>
16	<b>Общепроизводственные (цеховые) расходы, в т. ч.:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>60156,07</b>	<b>67179,83</b>	<b>111,7</b>	<b>36124,87</b>	<b>31054,96</b>	<b>63268,45</b>	<b>105,2</b>	<b>37461,16</b>	<b>25807,29</b>
16.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	35905,68	37341,90	104,0	20538,05	16803,86	39337,97	109,6	23 602,78	15 735,19
16.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	10843,51	11277,26	104,0	6202,49	5074,76	11880,07	109,6	7128,04	4752,03
16.3	Амортизация	тыс.руб.	5201,37	9543,11	183,5	4771,56	4771,56	4997,51	96,1	2 498,76	2 498,76
16.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс.руб.	34,90	34,95	100,1	16,97	17,98	29,78	85,3	14,72	15,07
16.7	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	826,20	916,47	110,9	458,23	458,23	661,68	80,1	400,00	261,68
16.8	Прочие расходы	тыс.руб.	7344,41	8066,15	109,8	4137,57	3928,57	6361,44	86,6	3 816,87	2 544,58
17	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>23378,72</b>	<b>29733,86</b>	<b>127,2</b>	<b>17097,39</b>	<b>12636,47</b>	<b>21314,18</b>	<b>91,2</b>	<b>12781,73</b>	<b>8532,45</b>
17.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	12945,30	13463,11	104,0	7404,71	6058,40	13540,78	104,6	8 124,47	5 416,31
17.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	3909,48	4065,86	104,0	2236,22	1829,64	4089,32	104,6	2453,59	1635,73
17.3	Амортизация	тыс.руб.	503,56	22,68	4,5	11,34	183,52	36,4	91,76	91,76	91,76
17.4	Электроэнергия	тыс.руб.	424,38	506,43	119,3	253,22	253,22	409,53	96,5	204,76	204,76
17.4.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	84,66	94,56	111,7	47,28	47,28	80,00	94,5	40,00	40,00
17.4.2	тариф	руб.кВт.ч.	5,01	5,36	106,8	5,36	5,36	5,12	102,1	5,12	5,12
17.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс.руб.	50,32	59,97	119,2	29,61	30,37	47,65	94,7	23,54	24,11
17.8	Средства на страхование	тыс.руб.	225,89	245,38	108,6	122,69	122,68	245,38	108,6	125,00	120,38
17.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс.руб.	22,07	22,20	100,6	11,10	11,10	21,00	95,2	11,60	9,40
17.10	Арендная плата	тыс.руб.	2883,48	2695,78	93,5	2695,78	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
17.12	Непроизводственные расходы (налоги и др. обязательные платежи и сборы, в том числе:	тыс.руб.	327,52	567,24	173,2	290,12	277,12	561,00	171,3	347,00	214,00
17.12.1	транспортный налог	тыс.руб.	110,35	136,24	123,5	68,12	68,12	133,00	120,5	133,00	0,00
17.12.2	земельный налог	тыс.руб.	2,54	12,00	472,4	6,00	6,00	9,00	354,3	4,50	4,50
17.12.3	налог на имущество	тыс.руб.	178,83	383,00	214,2	198,00	185,00	383,00	214,2	191,50	191,50
17.12.4	Др. налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс.руб.	35,80	36,00	100,6	18,00	18,00	36,00	100,6	18,00	18,00
17.13	Прочие расходы	тыс.руб.	2086,73	8085,21	387,5	4042,60	4042,60	2216,00	106,2	1 400,00	816,00
18	<b>Всего расходов по полной себестоимости</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>427805,75</b>	<b>456929,45</b>	<b>106,8</b>	<b>239619,98</b>	<b>217309,47</b>	<b>443804,36</b>	<b>103,7</b>	<b>271552,79</b>	<b>172251,57</b>
19	<b>Внереализационные</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>200,00</b>	<b>16600,00</b>	<b>8 300,0</b>	<b>15000,00</b>	<b>1600,00</b>	<b>1068,35</b>	<b>534,2</b>	<b>641,01</b>	<b>427,34</b>

Экспертное заключение 17.3

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утверждено на 2018 год	Предложение организации на 2019 год				Утверждено органом регулирования			
				Год	Отк. к 2018г., %	I-е полугодие	II-е полугодие	2019 год	Отк. к 2018г., %	I-е полугодие	II-е полугодие
	<b>расходы</b>										
<b>20</b>	<b>Прибыль, (-) убыток, в том числе</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>14128,53</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>14128,53</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
22	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0			2666,09	0,0	1 600,00	1 066,09
<b>23</b>	<b>НВВ</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>428005,75</b>	<b>487657,98</b>	<b>113,9</b>	<b>254619,98</b>	<b>233037,99</b>	<b>442206,62</b>	<b>103,3</b>	<b>270593,80</b>	<b>171612,82</b>
<b>24</b>	<b>Тариф</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>1634,20</b>	<b>1942,39</b>	<b>118,9</b>	<b>1645,89</b>	<b>2418,43</b>	<b>1655,81</b>	<b>101,3</b>	<b>1638,90</b>	<b>1683,19</b>

**Экспертное заключение**

к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 год,  
для ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис»

**тарифное дело****№ 20-123/тэ**

В соответствии п.12 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 (далее – Правила) в случае непредставления регулируемыми организациями предложения об установлении цен (тарифов) или материалов, предусмотренных настоящими Правилами открытие дела об установлении цен (тарифов) осуществляется по инициативе органа регулирования.

Приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от 28.11.2018 № 381 «Об открытии дел об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, на 2019 год и выборе метода регулирования» открыто тарифное дело № 20-123/тэ для теплоснабжающей организации - ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис».

ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис» расположено по адресу: Нижнекамский муниципальный район, с.Шереметьевка, ул.Заводская, д. 1.

Руководитель организации – директор Галиев Рифат Габдулхаевич.

**ИНН/КПП 1651045420/ 165101001**

Организация применяет **упрощенную систему налогообложения**.

Установленная мощность источников 2,04 Гкал/час.

Присоединенная нагрузка 0,26 Гкал/час.

Протяженность тепловых сетей составляет 248 м в двухтрубном исчислении.

Организация занимается производством и передачей тепловой энергии.

Источником теплоснабжения являются 3 котельные, которые эксплуатируются организацией по договору аренды от 10.12.2017 № 22 с Исполкомом Шереметьевского сельского поселения. Письмом от 19.11.2018 № 6049/ИсхОрг Исполком Нижнекамского муниципального района уведомил Госкомитет о том, что деятельность по теплоснабжению социальных объектов и населения на территории Шереметьевского сельского поселения оказывает ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис». Котельная жилого дома уже оформлена в собственность Исполкома сельского поселения, другое имущество находится в стадии оформления. На сегодняшний день проводится техническое обследование котельной, ведется работа по подготовке конкурсной документации для заключения концессионного соглашения/долгосрочного договора аренды, с соблюдением всех процедур.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» при установлении тарифов на тепловую энергию на 2019 год принято решение применять **метод экономически обоснованных расходов (затрат)** (приказ Госкомитета от 28.11.2018 № 381), о чем организация своевременно уведомлена.

В соответствии с п. 22 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 на расчетный период регулирования расчетный

### Экспертное заключение 18.1

объем полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг), определяется в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, а в случае ее отсутствия – на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями.

Постановлением Исполнительного комитета Шереметьевского сельского поселения Нижнекамского муниципального района Республики Татарстан от 26.11.2014 № 99 «Об утверждении схемы теплоснабжения» утверждена схема теплоснабжения Шереметьевского сельского поселения и **определена единая теплоснабжающая организация ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис»**, однако сведения о полезном отпуске в данной схеме отсутствуют, сведения об актуализации данной схемы в 2018 году в Госкомитет не представлены.

#### Баланс производства тепловой энергии

(Гкал)

№ п/п	Наименование показателей	Факт 2017	Утверждено ГКРТТ на 2018	Принято ГКРТТ на 2019	Отклонение к 2018 (%)
1	Выработка	1762,79	1775,7	1775,7	100,0
2	Потери	60,0	60,0	60,0	100,0
3	Полезный отпуск, в т. ч.	1702,79	1715,7	1715,7	100,0
3.1	население	91,41	93,7	93,7	100,0
3.2	бюджетные потребители	1611,38	1622,0	1622,0	100,0

При расчете тарифов на 2019 год приняты следующие показатели:

- выработка тепловой энергии – 1775,7 Гкал,
- потери тепловой энергии – 60,0 Гкал приняты по факту 2017 года,
- полезный отпуск принят на уровне 2018 года – 1715,70 Гкал, в т.ч. реализуется:
  - население – 93,7 Гкал (5,5%);
  - бюджетным потребителям – 1622,0 Гкал (94,5%).

По итогам финансово-хозяйственной деятельности в сфере теплоснабжения, согласно фактическим отчетным данным, представленным в отдел мониторинга за 2017 год, предприятием отражен нулевой финансовый результат. Прибыль 32,56 тыс. руб. – налог, уплачиваемый при упрощенной системе налогообложения.

Письмами от 13.04.2018. № 38 и от 19.04.2018 № 41 ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис» представило в Госкомитет документы, подтверждающие фактические отчетные данные за 2017 год. Представленные документы при правильности подбора теплоснабжающей организацией исходной информации, можно оценить как достоверные.

**Ответственность за достоверность данных несет организация.**

Организация не имеет утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы на 2019 год.

Уполномоченным по делу об установлении тарифов на тепловую энергию, отпускаемую ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис», проанализированы фактические отчетные данные за 2017 год, рассмотрены представленные документы и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э.

В соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год, применяются следующие индексы-дефляторы:

- природный газ с 1 июля – 101,4%;
- электрическая энергия – 103,0%;
- индекс потребительских цен – 104,6%;
- индекс цен промышленных производителей – 104,3%.

Тарифы на тепловую энергию, устанавливаются с календарной разбивкой по полугодиям исходя из непревышения величины указанных тарифов без учета налога на добавленную стоимость в первом полугодии очередного расчетного годового периода регулирования над величиной соответствующих тарифов без учета налога на добавленную стоимость во втором полугодии предшествующего годового периода регулирования по состоянию на 31 декабря.

Значения по статьям затрат ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис» на 2019 год представлены в Приложении.

Справочно:

**1. Расходы на топливо (газ природный) приняты в сумме 1079,31 тыс. руб.**

Объем газа принят по фактическому удельному расходу за 2017 год в размере 158,14 тыс.м<sup>3</sup>. Среднегодовая цена газа принята исходя фактической цены газа за 1 полугодие 2018 года с учетом индексации в соответствии с 6 группой потребления в размере 6824,88 руб./тыс.м<sup>3</sup>.(с учетом НДС).

**2. Расходы на воду на технологические цели приняты в сумме 9,15 тыс. руб. с ростом к уровню 2018 года – 102,1%.**

Объем воды принят на уровне 2018 года - 280 м<sup>3</sup> по тарифам ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис» на 2019 год.

**3. Фонд оплаты труда производственных рабочих принят в сумме 783,24 тыс. руб.**

Численность ППП принята в количестве 8 штатных единиц на уровне 2018 года с учетом продолжительности отопительного периода. Среднемесячная заработная плата принята в соответствии со штатным расписанием и составит – 12 238,20 руб.

**4. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 30,2% от ФОТ производственного персонала и составят 236,54 тыс. руб.**

**5. Расходы на электрическую энергию приняты в сумме 263,25 тыс. руб.**

Объем электрической энергии принят в количестве 35,90 тыс. кВт.ч. Организация применяет тариф дифференцированный по 2-м зонам суток (НН),

средняя цена 1 кВт.ч. электроэнергии принята по факту 1 полугодия 2018 года с учетом индексации – 7,33 руб./ кВт.ч (с учетом НДС).

**6. Расходы на ремонт** приняты в сумме **449,63 тыс. руб.**, в т.ч.:

- материалы для текущего ремонта – 84,76 тыс.руб. с учетом сложившегося факта за 2017 год с учетом индексации,

- заработная плата с отчислениями – 364,87 тыс.руб. Численность принята на уровне 2018 года в количестве 2 шт.единиц. Среднемесячная заработная плата доведена до минимального размера оплаты труда и составит – 11 676,50 руб.

**7. Прочие общепроизводственные расходы** приняты в сумме **285,36 тыс. руб.**, согласно представленным подтверждающим документам за 2017 год с учетом индексации, в т.ч.:

Наименование статей расходов	тыс. руб.
Техническое обслуживание КИП и А	22,07
техническое обслуживание газового хозяйства	42,36
Техническое обслуживание котлов, сигнализаторов загазованности и т.д.	24,05
Поверка сигнализаторов загазованности	36,78
Подготовка кадров	7,96
Разработка плана мероприятий по локализации ЧС	21,21
Поддержание в постоянной готовности сил ПАСФ при ЧС ООО «Регион Спас»	89,10
Экспертиза промышленной безопасности котлов и здания котельной 1/5	41,83
<b>Итого:</b>	<b>285,36</b>

**8. Общехозяйственные расходы** приняты в сумме **320,48 тыс. руб.**, в т. ч.:

- фонд оплаты труда АУП – 196,85 тыс. руб. принят в доле, приходящейся на тепловую энергию;

- отчисления на соц. нужды 30,2% от ФОТ – 59,45 тыс. руб.;

- средства на страхование котельных приняты в сумме 13,20 тыс. руб. с учетом представленных страховых полисов;

- плата за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ принята в сумме 0,04 тыс. руб. на основании представленной налоговой декларации;

- прочие общехозяйственные расходы приняты в сумме 16,51 тыс. руб., в доле, приходящейся на тепловую энергию (услуги связи и канцтовары).

- налог, уплачиваемый в связи с применением упрощенной системы налогообложения принят в сумме 34,44 тыс.руб.

**9. Услуги банка** приняты в сумме 19,13 тыс. руб.

**10. Величина годовой суммы НВВ** для расчета тарифов принята в размере **3446,10 тыс. руб.**

Предлагается **установить тарифы** на тепловую энергию на 2019 год, поставляемую ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис» потребителям, в размере:

- с 1 января 2019 года – **1994,52 руб./Гкал\*** – на уровне тарифа, утвержденного на 31.12.2018;

- с 1 июля по 31 декабря 2019 года – **2028,47 руб./Гкал\*** – с ростом 101,7% к 1 полугодию 2019 г.

**\*- организация применяет упрощенную систему налогообложения.**

**Тарифы для населения:**

- с 1 января – **1994,52** руб./Гкал;
- с 1 июля – **2039,97** руб./Гкал.

**Рекомендации:**

Договор аренды муниципального имущества (объектов теплоснабжения) привести в соответствие с требованиями главы 6.1 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
ООО «Шереметьевский ЖилСтройСервис»

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии				
			Утверждено ГКРПТ на 2018 год	Утверждено ГКРПТ на 2019 год			
				Год	Отклонение к 2018 году (среднего- довые), %	1-е полугодие	П-е полугодие
1	Плательщик НДС	да, нет	нет	нет		нет	нет
2	<b>Выработано</b>	Гкал	<b>1775,70</b>	<b>1775,70</b>	<b>100,0</b>	<b>1040,98</b>	<b>734,72</b>
3	Собственные нужды котельных	Гкал	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
5	Потери	Гкал	60,00	60,00	100,0	35,17	24,83
6	<b>Полезный отпуск теплоэнергии</b>	Гкал	<b>1715,70</b>	<b>1715,70</b>	<b>100,0</b>	<b>1005,81</b>	<b>709,89</b>
6.1	Горячая вода, в т.ч.:	Гкал	1715,70	1715,70	100,0	1005,81	709,89
6.1.1	собственное потребление	Гкал	0,00	0,00	0,0		
6.1.2	население	Гкал	93,70	93,70	100,0	54,93	38,77
6.1.3	бюджет	Гкал	1622,00	1622,00	100,0	950,88	671,12
7	<b>Топливо на технологические цели, всего, в том числе:</b>	тыс.руб.	<b>1159,85</b>	<b>1079,31</b>	<b>93,1</b>	<b>629,09</b>	<b>450,22</b>
7.1	Газ природный	тыс.руб.	1159,85	1079,31	93,1	629,09	450,22
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	176,24	158,14	89,7	92,71	65,43
7.1.2	Цена газа	руб./тыс.м3	6581,03	6824,88	103,7	6 785,58	6 880,57
8	<b>Сырье, основные материалы, в т. ч.:</b>	тыс.руб.	<b>8,96</b>	<b>9,15</b>	<b>102,1</b>	<b>5,32</b>	<b>3,83</b>
8.1	Вода на технологические цели	тыс.руб.	8,96	9,15	102,1	5,32	3,83
8.1.1	Объем воды	тыс.м3	0,28	0,28	100,0	0,17	0,12
8.1.2	Тариф	руб./м3	31,61	32,27	102,1	31,99	32,66
9	<b>Основная и дон. оплата труда производственных рабочих</b>	тыс.руб.	<b>743,14</b>	<b>783,24</b>	<b>105,4</b>	<b>430,78</b>	<b>352,46</b>
10	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	224,43	236,54	105,4	130,10	106,44
11	<b>Электроэнергия на технологические цели</b>	тыс.руб.	<b>357,42</b>	<b>263,25</b>	<b>73,7</b>	<b>154,33</b>	<b>108,92</b>
11.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	49,56	35,90	72,4	21,05	14,86
11.2	тариф	руб.кВт.ч.	7,21	7,33	101,7	7,33	7,33
12	<b>Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования в т.ч.:</b>	тыс.руб.	<b>382,08</b>	<b>449,63</b>	<b>117,7</b>	<b>245,68</b>	<b>203,95</b>
12.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	382,08	449,63	117,7	245,68	203,95
12.2.1	материалы	тыс.руб.	84,86	84,76	99,9	45,00	39,76
12.2.2	заработная плата	тыс.руб.	228,28	280,24	122,8	154,13	126,11
12.2.3	отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	68,94	84,63	122,8	46,55	38,08
13	<b>Аренда основных производственных фондов</b>	тыс.руб.	<b>1,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

**Экспертное заключение 18.1**

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии				
			Утверждено ГКРПТ на 2018 год	Утверждено ГКРПТ на 2019 год			
				Год	Отклонение к 2018 году (среднего- довые), %	1-е полугодие	II-е полугодие
<b>16</b>	<b>Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:</b>	тыс.руб.	<b>164,50</b>	<b>285,36</b>	<b>173,5</b>	<b>206,91</b>	<b>78,45</b>
16.7	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
16.8	Прочие расходы	тыс.руб.	164,50	285,36	173,5	206,91	78,45
<b>17</b>	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в т.ч.:</b>	тыс.руб.	<b>259,26</b>	<b>320,48</b>	<b>123,6</b>	<b>184,77</b>	<b>135,72</b>
17.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	174,25	196,85	113,0	118,11	78,74
17.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	52,62	59,45	113,0	35,67	23,78
17.8	Средства на страхование	тыс.руб.	18,00	13,20	73,3	5,64	7,56
17.9	Плата за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ	тыс.руб.	0,04	0,04	100,0	0,00	0,04
17.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	34,44	0,0	15,35	19,09
17.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс.руб.	0,00	34,44	0,0	15,35	19,09
17.13	Прочие расходы	тыс.руб.	14,35	16,51	115,0	10,00	6,51
18	Всего расходов по полной себестоимости	тыс.руб.	3300,64	3426,97	103,8	1986,97	1440,00
19	Внереализационные расходы	тыс.руб.	13,91	19,13	137,5	19,13	0,00
20	Прибыль, (-) убыток, в том числе	тыс.руб.	33,32	0,00	0,0	0,00	0,00
20.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
<b>23</b>	<b>НВВ</b>	тыс.руб.	<b>3347,87</b>	<b>3446,10</b>	<b>102,9</b>	<b>2006,10</b>	<b>1440,00</b>
24	Тариф	руб./Гкал	1951,32	2008,57	102,9	1994,52	2028,47
<b>24.1</b>	<b>тариф 1 полугодия</b>	руб./Гкал	<b>1919,27</b>	1994,52			
<b>24.2</b>	<b>тариф 2 полугодия</b>	руб./Гкал	<b>1994,52</b>	2028,47			

Экспертное заключение  
к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 год, представленным  
**ООО «УК «ЖК «Видный»**

№ тарифного дела:

20-110/тэ

**Общества с ограниченной ответственностью «Управляющая компания «Жилой комплекс «Видный» (далее - ООО «УК «ЖК «Видный»)) не представило предложение об установлении тарифов на тепловую энергию на 2019 год.**

В ответ на запрос Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее - Госкомитет) (от 26.08.2018 г №3-20/1802) о фактически сложившихся расходах за 2017 год, организация письмом от 19.07.2018 г. №3892 представила подтверждающие документы. Ответственность за достоверность представленных данных несет организация.

В соответствии с п.14 правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 на основании приказа Государственного комитета Республики Татарстан по тарифа (далее Госкомитет) от **17.09.2018 № 257 «Об открытии дел об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, на 2019 год и выборе метода регулирования» (далее – Приказ)**, открыто тарифное дело для **ООО «УК «ЖК «Видный» № 20-110/тэ**, так же при установлении тарифа на тепловую энергию на 2019 год принято решение применять метод **экономически обоснованных расходов (затрат)**, о чем организация своевременно уведомлена (письмо от 18.09.2018 №3-20/2779).

ООО «УК «ЖК «Видный» расположено по адресу г.Казань, ул. М.Миля, д.25 пом. 8.

Организация работает по упрощенной системе налогообложения.

**ИНН/КПП 1661046221/166101001**

Руководитель организации – директор Аксенкин Роман Сергеевич.

Производство и передача тепловой энергии является основным видом деятельности предприятия.

Источником теплоснабжения является 1 котельная. Котельная эксплуатируется по договору аренды с ООО «УК «Стройконцепт» (договор от 20.06.2017 г №20/06 сроком на 3 года).

Предприятие обеспечивает тепловой энергией население (ЖК «Видный» по ул. Баруди, 4 в г. Казани) и прочих потребителей.

Установленная мощность – 3,18 Гкал/час.

Присоединенная нагрузка – 1,52 Гкал/час.

Протяженность сетей – 20 м. в двухтрубном исчислении.

В соответствии с техническими характеристиками оснащение приборами учета тепловой энергии 100%.

В соответствии с п. 22 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 на расчетный период регулирования расчетный объем полезного отпуска от ответствующего вида продукции (услуг), определяется

в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, а в случае ее отсутствия – на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями.

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 16 августа 2018 г. №658 проведена актуализация схемы теплоснабжения города Казани и определены единые теплоснабжающие организации. ООО «УК «ЖК «Видный» - присвоен статус единой теплоснабжающей организации - **ЕТО-40**.

**При расчете тарифов** на 2019 год приняты следующие показатели:

- выработка тепловой энергии – 4126,07 Гкал;
- собственные нужды котельной – 2,02 Гкал, приняты на уровне сложившегося факта за 2017 год;
- потери в сетях – 4,45 Гкал (0,11 %) приняты на уровне сложившегося факта за 2017 год;
- полезный отпуск – 4119,60 Гкал.

Справочно: организация **не представила** предложение об установлении тарифов на тепловую энергию на 2019 год. Величина полезного отпуска на 2019 год принята в соответствии с актуализированной схемой теплоснабжения города Казани, в том числе:.

- население – 3524,84 Гкал (85,6%);
- прочие потребители – 594,76 (14,4%)Гкал.

Баланс производства тепловой энергии на 2019 год (Гкал)

№ п/п	Наименование показателей	Факт 2017 года	Принято ГКРТТ на 2018 год	Принято ГКРТТ на 2019г	Отклонение (%)
1	<b>Выработка тепловой энергии</b>	<b>4179,33</b>	<b>4633,24</b>	<b>4126,16</b>	<b>89,1</b>
2	собственные нужды котельных	2,02	2,02	2,02	100,0
3	<b>Потери</b>	<b>4,45</b>	<b>4,52</b>	<b>4,45</b>	<b>98,5</b>
4	<b>Полезный отпуск, в том числе:</b>	<b>4172,86</b>	<b>4626,70</b>	<b>4119,60</b>	<b>89,0</b>
4.1	население	3524,84	3880,90	3524,84	90,8
4.2	прочие	648,02	745,80	594,76	79,7

Распределение полезного отпуска по полугодиям на 2019 год принято

1 полугодие – 2436,27 Гкал;

2 полугодие – 1683,33 Гкал.

Организация не имеет утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы на 2019 год.

Организация не корректно отражает фактические расходы за 2017 год в отчетной калькуляции представленной в отдел мониторинга.

Предприятие подтвердило, факт оплаты арендных платежей за 2017 год в сумме – 648,064 тыс.руб. (платежное поручение от 23.01.2018 г., акт сверки взаимных расчетов за 2017 год), однако в отчетной калькуляции данная сумма отражена не корректно, в размере – 192,0 тыс. руб.

Уполномоченным по делу рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э.

В соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год применяются следующие индексы-дефляторы:

	2019
природный газ с 1 июля	101,4
электрическая энергия с 1 января	103,0
индекс потребительских цен с 1 января	104,6
индекс промышленных производителей с 1 января	104,3

Значения по статьям затрат ООО «УК «ЖК «Видный» на 2019 год представлены в таблице (Приложение).

Справочно:

**1. Расходы на топливо (газ природный) для технологических целей на 2019 год приняты в сумме 3764,46 тыс. рублей.**

Объем газа принят в размере 578,56 тыс.м<sup>3</sup> по фактическому удельному расходу топлива на 1Гкал за 2017 год. Цена газа принята на основании фактических данных за 1 полугодие 2018 года с учетом индексации 6505,35 руб./тыс.м<sup>3</sup> (с учетом НДС).

**2. Расходы на сырье и материалы** приняты в сумме **13,92 тыс. руб.**, в том числе:

- расходы на воду на технологические цели приняты в размере – 1,0 тыс. руб. Объем воды принят – 0,05 тыс. м<sup>3</sup> в соответствии с фактически сложившимся удельным расходом за 2017 год, по тарифу поставщика (МУП «Водоканал»);

- хим.реагенты приняты в сумме – 12,10 тыс. руб. на основании сложившегося факта за 2017 год с учетом индексации;

- расходы на водоотведение приняты в размере – 0,83 тыс. руб. Объем составил – 0,05тыс.м<sup>3</sup>. По тарифу поставщика (МУП «Водоканал»).

**3. Расходы на электрическую энергию** на технологические цели приняты в сумме **852,02 тыс. рублей.**

Количество электроэнергии принято в размере 54,43 тыс.кВт.ч на уровне утвержденного удельного расхода на 1Гкал в 2017 году. Фактическая цена на электрическую энергию (НН) некорректно отражена организацией в отчетной калькуляции за 1 полугодие 2018 года и принята по тарифам мониторинга

АО «Татэнергосбыт» за сентябрь 2018 года с учетом индексации – 7,09 руб.кВт.ч. (с учетом НДС).

**4. Расходы на ремонт** приняты в сумме – 4,88 тыс. руб (материалы) на основании представленных обосновывающих документов с учетом индексации.

**5. Арендная плата (лизинг) основных производственных фондов** принята в сумме 652,00 тыс. руб. на основании представленного расчета арендной платы по договору с ООО «УК «Стройконцепт», в соответствии с п.45 Постановления Правительства РФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

**6. Общепроизводственные (цеховые) расходы** приняты в сумме **375,48 тыс. руб.**, в том числе:

- прочие расходы приняты в сумме 375,48 тыс. руб.

Принят договор с ООО «Энергосистема» от 01.11.2016 года №148, доп.соглашение от 31.01.2018 года №3 на эксплуатацию опасного производственного объекта (эксплуатация котельной, тех.обслуживание КИПиА и автоматики безопасности).

**7. Общехозяйственные расходы** приняты в сумме **516,45 тыс. руб.**, учтены следующие расходы:

- фонд оплаты труда АУП принят в сумме 342,46 тыс. руб., на уровне 2018 года с учетом индексации, к расчету принята численность 1 шт.ед. (0,5 шт.ед – директор, 0,5 шт.ед – главный бухгалтер), среднемесячная заработная плата составит 28 538,37 руб.;

- отчисления на социальные нужды от ФОТ АУП (30,2%) – 103,42 тыс.руб;

- налог при упрощенной системе налогообложения принят– 56,57 тыс. руб.;

**Величина годовой необходимой валовой выручки для расчета тарифов на 2019 год принята в сумме 5713,34 тыс. рублей.**

Предлагается установить тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «УК «ЖК «Видный» на 2019 год:

- с 1 января 2019 года – **1375,86** (руб./Гкал) на уровне утвержденного тарифа на 31.12.2018;

- с 1 июля по 31 декабря 2019 года – **1402,79** руб./Гкал (руб./Гкал) с ростом 102,0% к I полугодию 2019 года.

**Тарифы для населения:**

- с 1 января 2019 года – **1375,86** руб./Гкал (с учетом НДС);

- с 1 июля по 31 декабря 2019 года – **1402,79** руб./Гкал (с учетом НДС).

Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
ООО «УК «ЖК «Видный»

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии				
			Утверждено на 2018 год	Утверждено органом регулирования на 2019 год			
				Год	Отклонение к утв. (среднегодовые), %	I-е полугодие	II-е полугодие
1	Является ли организация плательщиком НДС	да, нет	0,59		0,59	нет	нет
2	Выработано	Гкал	4633,24	4126,07	89,1	2440,10	1685,97
3	Собственные нужды котельных	Гкал	2,02	2,02	100,0	1,19	0,83
5	<b>Потери</b>	<b>Гкал</b>	<b>4,52</b>	<b>4,45</b>	<b>98,5</b>	<b>2,63</b>	<b>1,82</b>
6	<b>Полезный отпуск теплоэнергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>4626,70</b>	<b>4119,60</b>	<b>89,0</b>	<b>2436,27</b>	<b>1683,33</b>
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	4626,70	4119,60	89,0	2436,27	1683,33
6.1.1	собственное потребление	Гкал	0,00	0,00	0,0		
6.1.2	население	Гкал	3880,90	3524,84	90,8	2084,54	1440,30
6.1.3	бюджет	Гкал	0,00	0,00	0,0		
6.1.4	прочие	Гкал	745,80	594,76	79,7	351,73	243,03
7	<b>Топливо на технологические цели, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>4094,69</b>	<b>3764,46</b>	<b>91,9</b>	<b>2213,58</b>	<b>1550,88</b>
7.1	Газ природный	тыс.руб.	4094,66	3764,46	91,9	2213,58	1550,88
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	645,55	578,56	89,6	342,15	236,41
7.1.2	Цена газа	руб./тыс.м3	6342,90	6506,65	102,6	6 469,64	6 560,21
8	<b>Сырье, основные материалы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>13,99</b>	<b>13,92</b>	<b>99,6</b>	<b>8,22</b>	<b>5,70</b>
8.1	Вода на технологические цели	тыс.руб.	1,34	1,00	74,3	0,58	0,41
8.1.1	Объем воды	тыс.м3	0,07	0,05	70,5	0,03	0,02
8.1.2	Тариф	руб./м3	19,15	20,16	105,3	19,97	20,45
8.2	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	11,53	12,10	104,9	7,15	4,94
8.3	Водоотведение	тыс.руб.	1,12	0,83	74,4	0,49	0,35
8.3.1	Объем стоков	тыс.м3	0,07	0,05	70,7	0,03	0,02
8.3.2	Тариф	руб./м3	16,04	16,88	105,2	16,72	17,12
9	<b>Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>		
10	<b>Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
11	<b>Электроэнергия на технологические цели</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>414,41</b>	<b>386,14</b>	<b>93,2</b>	<b>228,36</b>	<b>157,78</b>
11.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	61,12	54,43	89,1	32,19	22,24
11.2	тариф	руб.кВт.ч.	6,78	7,09	104,6	7,09	7,09
12	<b>Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>106,43</b>	<b>4,88</b>	<b>4,6</b>	<b>2,44</b>	<b>2,44</b>
12.1	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
12.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	106,43	4,88	4,6	2,44	2,44
12.2.1	материалы	тыс.руб.	106,43	4,88	4,6	2,44	2,44
13	<b>Аренда (лизинг) основных производственных фондов</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>652,00</b>	<b>652,00</b>	<b>100,0</b>	<b>326,00</b>	<b>326,00</b>
14	<b>Оплата покупной тепловой энергии</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

## Экспертное заключение 18.2

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии				
			Утверждено на 2018 год	Утверждено органом регулирования на 2019 год			
				Год	Отклонение к утв. (среднегодовые), %	I-е полугодие	II-е полугодие
<b>15</b>	<b>Расходы на подготовку, освоению производства (пусконаладочные работы)</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>16</b>	<b>Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>416,35</b>	<b>375,48</b>	<b>90,2</b>	<b>322,18</b>	<b>53,30</b>
16.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
16.7	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	7,10	0,00	0,0		
16.8	Прочие расходы	тыс.руб.	409,25	375,48	91,7	322,18	53,30
<b>17</b>	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>523,00</b>	<b>516,45</b>	<b>98,7</b>	<b>251,19</b>	<b>265,26</b>
17.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	327,40	342,46	104,6	171,23	171,23
17.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	98,87	103,42	104,6	51,71	51,71
17.5	Затраты на ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
17.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
17.7	Целевые средства на НИОКР	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
17.8	Средства на страхование	тыс.руб.	25,00	14,00	56,0	7,00	7,00
17.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
17.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс.руб.	60,66	56,57	93,3	21,25	35,32
17.12.1	транспортный налог	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
17.12.2	земельный налог	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
17.12.3	налог на имущество	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
17.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс.руб.	60,66	56,57	93,3	21,25	35,32
17.13	Прочие расходы	тыс.руб.	11,07	0,00	0,0		
<b>18</b>	<b>Всего расходов по полной себестоимости</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>6220,87</b>	<b>5713,34</b>	<b>91,8</b>	<b>3351,98</b>	<b>2361,36</b>
<b>19</b>	<b>Внерезализационные расходы</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>		
<b>20</b>	<b>Прибыль, (-) убыток, в том числе</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>		
20.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
21	Недополученный по независящим причинам доход (с приложением обосновывающих документов)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
22	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0		
<b>24</b>	<b>Тариф</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>1344,56</b>	<b>1386,87</b>	<b>103,1</b>	<b>1375,86</b>	<b>1402,79</b>

**Экспертное заключение**  
к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 - 2023 годы,  
представленным **Лечебно-профилактическим частным учреждением**  
**профсоюзов санаторием «Васильевский».**

тарифное дело

№ 20-74/тэ

На основании заявления Лечебно-профилактического частного учреждения профсоюзов санатория «Васильевский» (далее – ЛПЧУ профсоюзов санаторий «Васильевский») об установлении тарифов на тепловую энергию, на 2019-2023, приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 04.05.2018г. № 131 «Об открытии дел об установлении тарифов на тепловую энергию, теплоноситель, поставляемые теплоснабжающими организациями потребителям, услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые теплосетевыми организациями, на 2019-2023 годы и выборе метода регулирования» открыто тарифное дело № 20-74/тэ.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» при установлении тарифов на тепловую энергию ЛПЧУ профсоюзов санаторию «Васильевский» принято решение применять **метод индексации установленных тарифов**, о чем организация своевременно уведомлена (письмо Госкомитета от 04.05.2018 № 3-20/1190).

*Справочно: постановлением Госкомитета от 27.11.2015 № 5-38/тэ были установлены тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям ЛПЧУ профсоюзов санаторий «Васильевский» на первый долгосрочный период регулирования 2016-2018 годы:*

Год	Тарифы 1 полугодия (руб./Гкал)	Отклонение 1 полугодия к тарифу, действующему на конец предыдущего периода	Тарифы 2 полугодия (руб./Гкал)	Отклонение 2 полугодия к 1 полугодию (%)
2016	1270,70	100,0	1323,79	104,2
2017	1323,79	100,0	1368,20	103,4
2018	1368,20	100,0	1404,23	102,6

ЛПЧУ профсоюзов санаторий «Васильевский», расположен по адресу РТ, Зеленодольский район, п.г.т. Васильево, санаторий «Васильевский».

Руководитель организации – Главный врач Муллабаев Роберт Фаязович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

**ИНН/КПП: 1620000411/162001001**

Организация занимается производством и передачей тепловой энергии. Производство и передача тепловой энергии не является основным видом деятельности.

Источником теплоснабжения является 1 котельная, которая числится на балансе организации.

Установленная мощность котельных – 8,0 Гкал/час;

Присоединенная нагрузка – 1,99 Гкал/час;

Средняя загруженность котельных – 24,9%.

Протяженность тепловых сетей составляет 3491,0 м. в двухтрубном исчислении.

В соответствии с п.22. постановления Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» на расчетный период регулирования расчетный объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг), определяется в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, а в случае ее отсутствия - на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями.

Постановлением Главы п.г.т. Васильево от 03.02.2014 г. №1 утверждена «Схемы теплоснабжения п.г.т. Васильево Зеленодольского муниципального района Республики Татарстан на 2014-2030 годы» Однако информация об объемах полезного отпуска и зоне действия котельной ЛПЧУ профсоюзов санатория «Васильевский» на 2016-2018 годы в схеме не отражена. (Схема не актуализирована).

На очередной долгосрочный период регулирования 2019-2023 годы баланс производства тепловой энергии принят исходя из анализа фактического полезного отпуска тепловой энергии за 2015, 2016, 2017 годы, и фактического полезного отпуска за 1 полугодие 2018 года:

Показатели	(Гкал)		
	2015 год	2016 год	2017 год
<b>Полезный отпуск, в том числе:</b>	<b>10759,28</b>	<b>11663,47</b>	<b>11185,36</b>
<i>собственное потребление</i>	<i>6 822,58</i>	<i>7 861,67</i>	<i>7167,23</i>
<i>население</i>	<i>3 106,33</i>	<i>2 999,29</i>	<i>3185,7</i>
<i>бюджетные потребители</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>прочие потребители</i>	<i>830,37</i>	<i>802,51</i>	<i>832,43</i>

При расчете тарифов на 2019-2023 годы учтены следующие показатели объемов поставки тепловой энергии:

- выработка тепловой энергии принята в объеме 11823,87 Гкал.
- собственные нужды котельной 273,97 Гкал;
- потери 452,67 Гкал (3,9%);
- полезный отпуск 11097,23 Гкал (96,1%) , в т.ч. реализуется:
- собственное потребление 7167,23 Гкал (64,6%) принято по факту 2017 года;
- население 3100,0 Гкал (27,9%) – по предложению организации;
- бюджетным потребителям 0 Гкал;
- прочим потребителям 830,0 Гкал (7,5%) – по предложению организации.

Баланс производства тепловой энергии

№ п/п	Показатели	2017 г. (факт.)	Принято ГКРПТ на 2018 г.	Прогноз организации на 2019 г.	Принято ГКРПТ на 2019 г.	Откло нение (%)
1	<b>Выработка тепловой энергии (Гкал)</b>	<b>11912,0</b>	<b>11238,93</b>	<b>11580,0</b>	<b>11823,87</b>	<b>105,2</b>
2	собственные нужды котельных (Гкал)	273,97	240,2	270,0	273,97	114,1
3	<b>Потери (Гкал)</b>	<b>452,67</b>	<b>393,73</b>	<b>430,0</b>	<b>452,67</b>	<b>115,0</b>
4	<b>Полезный отпуск (Гкал), в том числе:</b>	<b>11185,36</b>	<b>10605,0</b>	<b>10880,0</b>	<b>11097,23</b>	<b>104,6</b>
4.1	собственное потребление	7167,23	6710,0	6950,0	7167,23	106,8
4.2	население	3185,7	3065,0	3100,0	3100,0	101,1
4.3	бюджетные потребители	0,0	0,0	0,0	0,0	0
4.4	прочие потребители	832,43	830,0	830,0	830,0	100,0

Распределение полезного отпуска по полугодиям на 2019 – 2023 гг.:

1 полугодие – 6164,9 Гкал;

2 полугодие – 5020,46 Гкал.

По итогам финансово-хозяйственной деятельности в сфере теплоснабжения согласно фактическим отчетным данным за 2017 год, представленным в отдел мониторинга, организацией получен убыток в размере 1816,1 тыс. руб.

Экономия сложилась по следующим статьям:

- «Электроэнергия на технологические нужды» на 129,2 тыс. руб.;

- «Затраты на ремонт» на 369,58 тыс. руб.;

- «Амортизация производственного оборудования» на 117,24 тыс. руб.

Перерасход по статьям:

- «Топливо на технологические нужды» на 2286,99 тыс. руб.;

- «Вода на технологические цели» на 137,56 тыс. руб.;

- «Сырье и основные материалы» на 109,6 тыс. руб.;

- «Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих» на 627,86 тыс. руб.;

- «Общепроизводственные расходы» на 574,56 тыс. руб.;

- «Общехозяйственные расходы» на 553,32 тыс. руб.

Инвестиционная программа организацией не заявлена.

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на тепловую энергию, при правильности подбора энергоснабжающей организацией исходной информации, можно оценить как достоверные.

**Ответственность за достоверность данных несет организация.**

**Необходимая валовая выручка (НВВ) и проекты тарифов по представленному предложению организации на 2019 год составили:**

Год	НВВ,	Проект тарифа на 1 полугодие,	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествую щего года, %	Проект тарифа на 2 полугодие, руб./Гкал	Отклонени е к 1 полугоди ю, %
	тыс. руб.	руб./Гкал			
2019	19727,59	1404,23	100,0	2265,95	161,4

Уполномоченным по делу об установлении тарифа на тепловую энергию, отпускаемую ЛПУ профсоюзов санаторием «Васильевский», рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э.

В соответствии с макроэкономическими показателями Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год и на плановые 2020-2023 годы применяются следующие индексы-дефляторы:

	2019	2020	2021	2022	2023
природный газ с 1 июля	101,4	103,0	103,0	103,0	103,0
электрическая энергия с 1 января	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
индекс потребительских цен	104,6	103,4	104,0	104,0	104,0
индекс промышленных производителей	104,3	104,2	104,1	104,4	104,7

Значения по статьям затрат ЛПЧУ профсоюзов санатория «Васильевский» на 2019-2023 годы представлены в таблице (Приложение 1).

#### Справочно:

#### Базовый период регулирования 2019 год.

**I. Расходы на приобретение энергетических ресурсов приняты в сумме 10841,7 тыс. руб., в том числе:**

**1. Расходы на топливо** (газ природный) для технологических целей приняты в сумме **9178,42 тыс. руб.**

Объем газа принят расчетный в количестве 1709,39 тыс.м<sup>3</sup>., с учетом удельного расхода газа утвержденного на первый долгосрочный период регулирования. Среднегодовая цена газа на 2019 год принята, исходя из прогнозной оптовой цены газа, с учетом услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям и снабженческо-сбытовых услуг в соответствии с группой потребителей, с учетом цены газа сложившейся в первом полугодии 2018 года с учетом индексации и составила 5369,43 руб./тыс.м<sup>3</sup> (без учета НДС).

**2. Расходы на электрическую энергию** на технологические цели приняты в сумме **1483,0 тыс. руб.**

Количество электрической энергии принято в объеме 452,77 тыс. кВт.ч., с учетом удельного расхода электроэнергии, учтенного в 2018 году и фактического потребления электроэнергии за 1 полугодие 2018 года согласно представленной отчетной калькуляции. Тариф третьей ценовой категории (двухставочный) напряжения ВН, цена принята по данным представленных ведомостей электропотребления за 1 полугодие 2018 г, с учетом индексации, без учета НДС.

Организацией не корректно отражена стоимость электрической энергии в отчетных калькуляциях (без учета ставки на мощность).

**3. Расходы на воду для технологических целей** составили **180,29 тыс. руб.** и приняты исходя из объема воды учтенного в размере 10,7 тыс. м<sup>3</sup> и

установленного тарифа 1 м<sup>3</sup> воды, с учетом индексации с 1 июля 2019 года (поставщик АО «Зеленодольск-Водоканал»).

*Справочно: постановлением Госкомитета от 01.12.2017г. №10-51/кс установлен тариф на II полугодие 2018 года в размере 16,56 руб./м<sup>3</sup> (без учета НДС).*

**II. Операционные (подконтрольные) расходы** - базовый уровень операционных расходов на очередной долгосрочный период регулирования (2019 год) приняты в сумме **3804,88 тыс. руб.**, в том числе:

**1. Сырье и материалы** приняты в сумме **183,0 тыс. руб.**, в том числе:

- вспомогательные материалы (концентрат минеральный «ГАЛИТ») на сумму 67,4 тыс. руб. – расходы приняты с учетом факта 2017 года, с индексацией, согласно представленной спецификации товара № 1 к договору поставки от 25 октября 2017г. № 28-10/17, поставщик ООО «МТ-Ресурс»;

- расходы на водоотведение приняты в сумме 115,58 тыс. руб. Объем стоков учтен на уровне 2018 года в количестве 7,34 тыс.м<sup>3</sup>, при расчете принят установленный тариф для АО «Зеленодольск-Водоканал», с учетом индексации с 1 июля 2019 года.

*Справочно: постановлением Госкомитета от 01.12.2017 №10-51/кс установлен тариф на II полугодие 2018 года в размере 15,56 руб./м<sup>3</sup> (без учета НДС).*

**2. Фонд оплаты труда** производственных рабочих принят в сумме **2388,65 тыс. руб.**

К расчету принята численность основного персонала согласно представленного штатного расписания, в количестве 11 шт.ед. Среднемесячная заработная плата приближена к фактической и составила 18095,83 руб.

**3. Затраты на ремонт** приняты в сумме **334,4 тыс. руб.**, в том числе:

- материалы для текущего ремонта приняты по предложению организации, с учетом факта 1 полугодия 2018 года и учтены в сумме 334,4 тыс. руб. Расходы приняты согласно представленных первичных документов, подтверждающих фактически произведенные ремонтные работы по факту 2017 года.

**4. Общепроизводственные расходы** приняты в сумме **898,83 тыс. руб.**, в том числе:

- фонд оплаты труда цехового персонала – 299,78 тыс. руб. К расчету принят персонал в количестве 2 шт.ед. среднемесячная заработная плата 12490,83 руб.;

- прочие общепроизводственные расходы приняты с учетом факта 2017 года, с учетом индексации, согласно представленных договоров, и составили 599,1 тыс. руб., в том числе:

Наименование статей расходов	тыс. руб.
Тех.обслуживание КИПиА, обслуживание автоматики безопасности ООО «Комэнерго»	147,0
Техническое обслуживание газового оборудования ООО «Газпром трансгаз Казань»	158,6
Сервисное обслуживанию и очистка теплообменников ООО «БОНАКА-КАЗАНЬ»	77,4
Техническое освидетельствование оборудования и сетей «МПНУ «Энерготехмонтаж»	54,2

Наименование статей расходов	тыс. руб.
Договор на аварийно-спасательные работы и услуги пром.безопасности	62,8
Поверка приборов учета газа ООО ПК «Энергоресурс»	44,8
Т/обслуживание сигнализаторов загазованности	54,3
<b>ИТОГО</b>	<b>599,1</b>

**5. Общехозяйственные расходы** (фонд оплаты труда АУП) не приняты. Организацией заявлены расходы на оплату административно-управленческого персонала в сумме 988,0 тыс. руб. Однако не представлены документы, подтверждающие обоснованность расходов (учетная политика предприятия, метод распределения общехозяйственных расходов, расчет доли, относимой на услуги теплоснабжения), в связи с чем, определить правильность распределения общехозяйственных расходов не представляется возможным.

**III. Неподконтрольные расходы** приняты в сумме **1224, 6 тыс. руб.**, в том числе:

1. Амортизация производственного оборудования принята в сумме 412,7 тыс. руб., согласно представленной ведомости амортизационных отчислений за 2017 год. В декабре 2017 года приобретен котел ВК-21 с горелкой, общей стоимостью 778,1 тыс. руб., среднегодовая норма амортизации 12,5%.

2. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 30,2% от фонда оплаты труда:

- производственного персонала в сумме 721,37 тыс. руб.;
- цехового персонала в сумме – 90,53 тыс. руб.;

**Величина годовой НВВ** на очередной период долгосрочного регулирования (на 2019 год) для расчета тарифов принята в сумме **15871,2 тыс. рублей.**

**Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов на долгосрочный период регулирования:**

1. Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов на долгосрочный период регулирования:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования					
		Ед.изм.	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на топливо (газ природный)	тыс.руб.	9178,42	9372,69	9653,88	9943,49	10241,8
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	104,7	102,1	103,0	103,0	103,0
2	Расходы на электроэнергию	тыс.руб.	1483,0	1527,49	1573,31	1620,51	1669,13
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	105,2	103,0	103,0	103,0	103,0
3	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	180,29	187,32	194,81	202,6	210,7
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	103,8	103,9	104,0	104,0	104,0
4	<b>ИТОГО</b>	тыс.руб.	<b>10841,71</b>	<b>11087,5</b>	<b>11422,0</b>	<b>11766,61</b>	<b>12121,6</b>

2. Расчет операционных (подконтрольные) расходов на каждый год долгосрочного периода регулирования произведен в соответствии с Методическими указаниями:

п/п	Параметры расчета расходов	Ед. изм.	Долгосрочный период регулирования				
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	%	1,046	1,034	1,04	1,04	1,04
2	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
3	Индекс изменения количества активов (ИКА)	%	0	0	0	0	0
3.1	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05
4	Коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
5	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	3804,88	3894,9	4010,19	4128,89	4251,1
	Рост	%		102,4	103,0	103,0	103,0

Для расчета необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов определяются долгосрочные параметры регулирования:

№	Долгосрочные параметры регулирования	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Плановые показатели надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения							
1	Базовый уровень операционных расходов	тыс. руб.	3804,88	х	х	х	х
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	1	1	1	1	1
3	Нормативный уровень прибыли	тыс. руб.	0	0	0	0	0
4	Уровень надёжности теплоснабжения						
4.1.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей.	ед.	0	0	0	0	0
4.2.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед.	0	0	0	0	0
5.	Показатели энергетической эффективности						
5.1.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	167,2	167,2	167,2	167,2	167,2
5.2	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м²	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
5.3.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Гкал.	452,7	452,7	452,7	452,7	452,7

3. Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, топлива	10841,7	11087,5	11422,0	11766,6	12121,63

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
2	Операционные (подконтрольные) расходы	3804,88	3894,9	4010,19	4128,89	4251,1
3	Неподконтрольные расходы	1224,6	1243,82	1268,42	1293,75	1319,82
4	<b>ИТОГО ИВВ</b>	<b>15871,2</b>	<b>16226,2</b>	<b>16700,61</b>	<b>17189,25</b>	<b>17692,55</b>

Предлагается установить тарифы на тепловую энергию, поставляемую ЛПЧУ профсоюзов санаторий «Васильевский» в размере:

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года, %	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодия, %
2019	<b>1404,23</b>	100,0	<b>1436,97</b>	102,3
2020	<b>1436,97</b>	100,0	<b>1496,56</b>	104,1
2021	<b>1496,56</b>	100,0	<b>1516,36</b>	101,3
2022	<b>1516,36</b>	100,0	<b>1593,42</b>	105,1
2023	<b>1593,42</b>	100,0	<b>1595,55</b>	100,1

### Тарифы для населения:

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал (с учетом НДС*)	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года, %	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал (с учетом НДС*)	Отклонение к 1 полугодия, %
2019	<b>1685,08</b>	101,7	<b>1724,36</b>	102,3
2020	<b>1724,36</b>	100,0	<b>1795,87</b>	104,1
2021	<b>1795,87</b>	100,0	<b>1819,63</b>	101,3
2022	<b>1819,63</b>	100,0	<b>1912,10</b>	105,1
2023	<b>1912,10</b>	100,0	<b>1914,66</b>	100,0

\*- Федеральным законом Российской Федерации от 03.08.2018 №303-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации о налогах и сборах» налог на добавленную стоимость увеличен до 20%.

Смета расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
ЛПУ профсоюзов санаторий «Васильевский»

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии										
			Утверждено на текущий период			Предложение организации на период регулирования				Утверждено органом регулирования			
										Период регулирования 2019 год			
			Год	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предыдущему периоду (среднегод.), %	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предыдущему периоду (среднегод.), %	I-е полугодие	II-е полугодие
1	2	3	7	8	9	10	11	12	13	16	17	18	19
1	Является ли организация плательщиком НДС	да, нет		да	да			да	да			да	да
2	Выработано	Гкал	11 238,93	5 995,93	5 243,00	11 580,00	103,0	6 318,00	5 262,00	11 823,87	105,2	6 543,90	5 341,46
3	Собственные нужды котельных	Гкал	240,20	131,20	109,00	270,00	112,4	141,00	129,00	273,97	114,1	141,00	129,00
4	Покупка тепловой энергии	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
5	Потери	Гкал	393,73	218,73	175,00	430,00	109,2	238,00	192,00	452,67	115,0	238,00	192,00
6	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	10 605,00	5 646,00	4 959,00	10 880,00	102,6	5 939,00	4 941,00	11 097,23	104,6	6 164,90	5 020,46
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	10 605,00	5 646,00	4 959,00	10 880,00	102,6	5 939,00	4 941,00	11 097,23	104,6	6 401,40	4 695,83
6.1.1	собственное потребление	Гкал	6 710,00	3 545,00	3 165,00	6 950,00	103,6	3 823,00	3 127,00	7 167,23	106,8	3 912,33	3 254,90
6.1.2	население	Гкал	3 065,00	1 659,00	1 406,00	3 100,00	101,1	1 674,00	1 426,00	3 100,00	101,1	2 036,00	1 064,00
6.1.3	бюджет	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
6.1.4	прочие	Гкал	830,00	442,00	388,00	830,00	100,0	442,00	388,00	830,00	100,0	453,07	376,93
1	Расходы на приобретение энергоресурсов	тыс.руб.	10 178,83	5 424,85	4 753,98	13 145,66	129,1	6 537,29	6 608,37	10 841,71	106,5	5 963,91	4 877,81
7	Топливо на технологические цели, всего, в том числе:	тыс.руб.	8 769,43	4 673,75	4 095,67	11 534,93	131,5	5 840,12	5 694,81	9 178,42	104,7	5 067,40	4 111,02
7.1	Газ природный	тыс.руб.	8 769,43	4 673,75	4 095,67	11 534,93	131,5	5 840,12	5 694,81	9 178,42	104,7	5 067,40	4 111,02
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	1 627,00	880,65	746,35	2 102,00	129,2	1 054,00	1 048,00	1 709,39	105,1	949,62	759,76
7.1.2	Цена газа	руб.тыс.м3	5 389,94	5 307,16	5 487,60	5 487,60	101,8	5 540,91	5 602,44	5 369,43	99,6	5 336,22	5 410,93
8	Электроэнергия	тыс.руб.	1 235,66	659,22	576,44	1 288,57	104,3	530,77	757,80	1 483,00	120,0	800,82	682,18
8.1	Электроэнергия на технологические цели	тыс.руб.	1 235,66	659,22	576,44	1 288,57	104,3	530,77	757,80	1 483,00	120,0	800,82	682,18

**Экспертное заключение 19**

8.1.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	430,37	229,60	200,77	420,00	97,6	173,00	247,00	452,77	105,2	244,50	208,27
8.1.2	Тариф	руб./кВт.ч.	2,87	2,87	2,87	3,07	106,9	3,07	3,07	3,28	114,1	3,28	3,28
8.2	Электроэнергия на хозяйственные нужды (цеховые)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
8.3	Электроэнергия (общехоз.)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
9	Вода на технологические цели	тыс.руб.	173,75	91,88	81,87	322,15	185,4	166,40	155,75	180,29	103,8	95,68	84,61
9.1	объем воды	тыс.м3	10,70	5,78	4,92	19,00	177,6	10,00	9,00	10,70	100,0	5,78	4,92
9.2	Тариф	руб.м3	16,24	15,90	16,64	16,96	104,4	16,64	17,31	16,85	103,8	16,56	17,19
10	Оплата покупной тепловой энергии	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0		
11	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)					1,040				1,046			
12	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)					1,00				1,000			
15	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии					8,05				8,050			
16	Коэффициент эластичности затрат по посту активов			0,52		0,75				0,750			
11	Операционные (подконтрольные) расходы, в том числе:	тыс.руб.	3 382,02	1 764,57	1 617,45	5 082,27	150,3	1 407,72	3 482,77	3 804,88	112,5	2 020,32	1 784,56
17	Сырье, основные материалы, в том числе:	тыс.руб.	176,33	99,70	76,63	345,92	196,2	100,72	239,86	183,00	103,8	90,82	92,19
17.1	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	64,64	40,54	24,10	123,98	191,8	0,00	118,65	67,42	104,3	33,71	33,71
17.2	Водоотведение	тыс.руб.	111,69	59,16	52,53	221,93	198,7	100,72	121,21	115,58	103,5	57,11	58,48
17.2.1	объем стоков	тыс.м3	7,34	3,96	3,38	13,98	190,5	6,48	7,50	7,34	100,0	3,67	3,67
17.2.2	тариф	руб.м3	15,22	14,94	15,54	15,87	104,3	15,54	16,16	15,75	103,5	15,56	15,93
18	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс.руб.	1 812,92	906,46	906,46	2 556,32	141,0	870,00	1 588,00	2 388,65	131,8	1 394,33	994,33
19	Затраты на ремонт	тыс.руб.	259,54	115,69	143,85	334,40	128,8	0,00	320,00	334,40	128,8	167,20	167,20
19.1	материалы	тыс.руб.	259,54	115,69	143,85	334,40	128,8	0,00	320,00	334,40	128,8	167,20	167,20
19.2	заработная плата	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
19.3	отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
19.4	услуги сторонних организаций	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
20	Расходы на подготовку и освоению производства (пусконаладочные работы)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00

**Экспертное заключение 19**

<b>21</b>	<b>Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>731,77</b>	<b>441,99</b>	<b>289,78</b>	<b>857,64</b>	<i>117,2</i>	<b>92,00</b>	<b>729,91</b>	<b>898,83</b>	<i>122,8</i>	<b>367,98</b>	<b>530,84</b>
21.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	161,86	80,93	80,93	262,08	<i>161,9</i>	92,00	160,00	299,78	<i>185,2</i>	149,89	149,89
21.5	Прочие расходы	тыс.руб.	569,91	361,06	208,85	595,56	<i>104,5</i>	0,00	569,91	599,05	<i>105,1</i>	218,09	380,95
<b>22</b>	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>401,46</b>	<b>200,73</b>	<b>200,73</b>	<b>988,00</b>	<i>246,1</i>	<b>345,00</b>	<b>605,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
22.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	401,46	200,73	200,73	988,00	<i>246,1</i>	345,00	605,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
22.5	Прочие расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,0	0,0
<b>III</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>1 127,59</b>	<b>535,45</b>	<b>592,14</b>	<b>1 499,66</b>	<i>133,0</i>	<b>394,71</b>	<b>1 104,95</b>	<b>1 224,61</b>	<i>108,6</i>	<b>672,70</b>	<b>551,90</b>
23	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	409,97	176,64	233,33	394,34	<i>96,2</i>	0,00	394,34	412,70	<i>100,7</i>	206,35	206,35
24	Амортизация (общецехов. оборудование)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
25	Амортизация (общехозяйственное оборудование)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
26	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	547,50	273,75	273,75	742,32	<i>135,6</i>	262,74	479,58	721,37	<i>131,8</i>	421,09	300,29
27	Отчисления на соц.нужды (цех.персонал)	тыс.руб.	48,88	24,44	24,44	76,10	<i>155,7</i>	27,78	48,32	90,53	<i>185,2</i>	45,27	45,27
28	Отчисления на соц. Нужды (АУП)	тыс.руб.	121,24	60,62	60,62	286,90	<i>236,6</i>	104,19	182,71	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
32	Средства на страхование	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
33	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
<b>IV</b>	<b>Внереализационные расходы</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>36</b>	<b>Прибыль, (-) убыток, в том числе*</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>39</b>	<b>НВВ</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>14 688,44</b>	<b>7 724,87</b>	<b>6 963,57</b>	<b>19 727,59</b>	<i>134,3</i>	<b>8 339,73</b>	<b>11 196,08</b>	<b>15 871,20</b>	<i>108,1</i>	<b>8 656,93</b>	<b>7 214,27</b>
<b>40</b>	<b>Тариф</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>1 385,05</b>	<b>1 368,20</b>	<b>1 404,23</b>	<b>1 813,20</b>	<i>130,9</i>	<b>1 404,23</b>	<b>2 265,95</b>	<b>1 430,19</b>	<i>103,3</i>	<b>1 404,23</b>	<b>1 436,97</b>
													<i>102,3</i>

**Экспертное заключение**

к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 – 2023 годы, представленным  
**ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети»**

**тарифное дело****№ 20-119/тэ**

В соответствии с п.14 правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифа (далее Госкомитет) от 12.11.2018 №Пр-342 «Об открытии дела об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую Открытым акционерным обществом «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети» потребителям, на 2019-2023 годы и выборе метода регулирования», для ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети» открыто тарифное дело №20-119/тэ, о чём организация своевременно уведомлена (письмо от 14.11.2018 №3-20/3703).

В соответствии с п.26 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» при формировании тарифов на 2019-2023 годы принято решение применять **метод индексации установленных тарифов**.

*Справочно: постановлением Госкомитета №5-34/тэ от 20.11.2015 установлены долгосрочные тарифы на тепловую энергию на 2016-2018 годы, поставляемую потребителям ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети».*

ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети», расположено по адресу Камско-Устьинский район, пгт Куйбышевский Затон, ул. Ленина, д.12.

Руководитель организации – заместитель генерального директора Атауллин Рафаэль Вазыхович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

**ИНН 1622005020/КПП162201001**

Теплоснабжение не является единственным видом деятельности организации. Источником теплоснабжения являются 5 котельных, эксплуатируемые по долгосрочным договорам аренды с Исполнительным комитетом Камско-Устьинского муниципального района Республики Татарстан. Долгосрочные параметры теплоснабжения с Госкомитетом согласованы не были. Договоры заключены с соблюдением конкурсных процедур.

*Справочно: в 2017 году при установлении тарифов учитывались расходы на эксплуатацию 1-го источника теплоснабжения, находящегося в собственности организации. При корректировке тарифов на 2018 год организация заявляла снижение полезного отпуска на 64% в связи с переводом части потребителей на индивидуальное отопление. При корректировке тарифов на 2018 год с целью недопущения высокого роста уровня тарифов для населения Госкомитетом было принято решение величину полезного отпуска принять в соответствии с п.18 Методических указаний с учётом фактических показателей полезного отпуска за 3 последних года (2014-2016), что значительно выше заявленной организацией величины полезного отпуска.*

*В настоящее время котельная, находящаяся в собственности, отключена от потребителей и находится в стадии консервации. Для снабжения потребителей тепловой энергией Исполнительным комитетом Камско-Устьинского МР ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети» были переданы 5 блочно-модульных котельных на основании долгосрочных договоров аренды (сроком на 5 лет) с соблюдением конкурсных процедур. Долгосрочные параметры данного договора аренды с Госкомитетом согласованы не были.*

Установленная мощность котельных – 1,21 Гкал/час.

Средняя загруженность котельных - 93,4%.

Протяженность тепловых сетей составляет 278 м в двухтрубном исчислении.

Постановлением Главы муниципального образования «Посёлок городского типа. Куйбышевский Затон» Камско-Устьинского муниципального района РТ от 05.09.2014 №10/1 утверждена схема теплоснабжения муниципального образования пгт Куйбышевский Затон и определена **единая теплоснабжающая организация ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети»**. С 2014 года данная схема теплоснабжения не актуализировалась.

При расчете тарифа на 2019 год приняты следующие показатели:

- выработка тепловой энергии – 2989,96 Гкал,
- потери тепловой энергии – 51,00 Гкал (1,7%) – на основании заключения технического аудита;
- полезный отпуск – 2938,96 Гкал (98,3%), в том числе:
- собственное потребление – 322,00 (11,0%) – по предложению организации;
- населению – 672,54 Гкал (22,9%);
- бюджетным потребителям – 1944,42 Гкал (38,8%).

#### Баланс производства тепловой энергии

Гкал.

Показатели	Факт 2017г.	Утверждено 2018 г.	Прогноз организации на 2019г.	Принято на 2019 г.	Откл. 2019/2018, %
Выработка тепловой энергии	2852,31	6144,91	3115,30	2989,96	48,7
Собственные нужды котельной	0,00	0,00	0,00	0,00	-
Потери в сетях	161,36	565,00	176,34	51,00	9,0
<b>Полезный отпуск, в том числе:</b>	<b>2690,65</b>	<b>5579,91</b>	<b>2938,96</b>	<b>2938,96</b>	<b>52,7</b>
собственное потребление	0,00	0,00	322,00	322,00	0,0
население	672,51	850,00	672,54	672,54	79,1
бюджет	1944,42	4172,48	1944,42	1944,42	46,6
прочие	73,99	557,43	0,00	0,00	0,00

Распределение полезного отпуска по полугодиям:

1 полугодие – 1559,53 Гкал;

2 полугодие – 1379,43 Гкал.

*Справочно: в связи с переводом населения и прочих потребителей на индивидуальное отопление (письмо Исполнительного комитета Камско-*

Устьинского муниципального района от 17.04.2017 №758/и) на индивидуальное отопление на 2018 год организация заявляла снижение полезного отпуска потребителям на 64%. При корректировке долгосрочных тарифов на 2018 год с целью недопущения высокого роста уровня тарифов для населения Госкомитетом было принято решение величину полезного отпуска принять в соответствии с п.18 Методических указаний с учётом фактических значений полезного отпуска за 3 последних года (2014-2016), что значительно выше заявленных величин полезного отпуска на 2018 год. Однако, фактический полезный отпуск за 2017 год составил 2690,65 Гкал. На 2019 год объем полезного отпуска принят по предложению организации с ростом 109,2% к факту 2017 года.

В соответствии с отчетной калькуляцией по итогам финансово-хозяйственной деятельности в сфере теплоснабжения за 2017 год, представленной в отдел мониторинга, организацией отражен убыток в сумме 419,08 тыс. руб. от реализации тепла потребителям. Причиной убытка стало снижение полезного отпуска на 5 578,42 Гкал или на 67,5% и как следствие меньшая сумма полученных доходов по сравнению с планируемыми (на 7690,35 тыс. руб. или на 67,5% меньше).

Расходы организации в 2017 году составили 4118,73 тыс. руб., что меньше утвержденных на 7241,27 тыс. руб. или на 63,7%.

Снижение расходов произошло по статьям:

- расходы на топливо – на 4 700,36 тыс. руб.;
- расходы на электроэнергию – на 781,35 тыс. руб.;
- расходы на оплату труда производственного персонала – на 589,66 тыс. руб.
- расходы на ремонт – на 262,44 тыс. руб.;
- общепроизводственные расходы - на -589,66 тыс. руб. (отсутствуют в отчётной калькуляции при плане 589,66 тыс. руб.);
- заработная плата управленческого персонала – на 127,06 тыс. руб.

Информация об использовании амортизационных отчислений организацией не представлена.

ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети» утвержденной инвестиционной программы на 2019-2023 годы не имеет.

**Необходимая валовая выручка** и проекты тарифов по представленному проекту организации на 2019 год составили:

Год	НВВ, тыс. руб.	Проект тарифа на 1 полугодие, руб./Гкал	Откл-е к уровню 2 полугодия предш. года	Проект тарифа на 2 полугодие, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодию
2019	4815,77	1454,50	100,0%	1784,01	122,7%

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифа на тепловую энергию, при правильности подбора энергоснабжающей организацией исходной информации, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность исходной информации несет теплоснабжающая организация.

Уполномоченным по делу рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с

Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» (далее – Основы ценообразования) и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э (далее - Методические указания).

В соответствии с макроэкономическими показателями Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 - 2024 годы применяются следующие индексы-дефляторы:

	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
- природный газ с 1 июля	101,4%	103,0%	103,0%	103,0%	103,0%
- электрическая энергия	103,0%	103,0%	103,0%	103,0%	103,0%
- индекс потребительских цен	104,6%	103,4%	104,0%	104,0%	104,0%
- индекс цен промышленных производителей	104,3%	104,2%	104,1%	104,4%	104,7%

Значения по статьям затрат ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети» на период долгосрочного регулирования (2019-2023 годы) представлены в приложении 1.

#### **Справочно, на базовый период регулирования – на 2019 год:**

**I. Расходы на приобретение энергетических ресурсов на 2019 год** приняты в сумме **2076,64 тыс. руб.**, в том числе:

1. Расходы на **топливо (природный газ)** на технологические цели приняты в сумме **1842,13 тыс. руб.**

Объем газа принят в количестве 338,01 тыс.м<sup>3</sup>. – в соответствии с фактическим удельным расходом топлива.

Цена газа принята на основании отчёта по топливу за 3 квартал 2018 года и составит с учетом индексации 5449,91 руб./тыс. м<sup>3</sup> (без учета НДС).

2. **Расходы на электроэнергию** на технологические цели приняты в сумме **234,51 тыс. руб.**

Объем электрической энергии в количестве 42,16 тыс. кВт\*ч.в на основании расчётов, представленных организацией. Одноставочный тариф НН на основании отчёта за 1 полугодие 2018 года с учетом индексации составит 5,56 руб./ кВт.ч

3. Расходы на воду организацией не заявлены.

**II. Операционные (подконтрольные) расходы на первый год** долгосрочного периода регулирования (базовый уровень операционных расходов) приняты в сумме **1 791,48 тыс. руб.**, в том числе:

1. **Сырье, основные материалы** – организацией не заявлены.

2. **Фонд оплаты труда** основного производственного персонала принят в сумме **720,32 тыс. руб.** на основании представленного штатного расписания.

Численность персонала принята в количестве 6 шт. ед. (4 оператора, 1 слесарь, 1 мастер теплового хозяйства), среднемесячная заработная плата - 12126,53 руб.

Фонд заработной платы 4-х операторов котельных принят с учётом продолжительности отопительного сезона.

**3. Расходы на текущий ремонт оборудования (материалы) приняты в сумме 74,55 тыс. руб.**

**4. Общепроизводственные (прочие) расходы приняты в сумме 350,87 тыс. руб., в том числе:**

	тыс.руб.
Договор на техническое обслуживание газового хозяйства	69,74
Договор на подготовку кадров	39,60
Техническое обслуживание КИП и А	241,53

**5. Общехозяйственные расходы приняты в сумме 645,74 тыс. руб., в том числе:**

- фонд оплаты труда АУП принят в сумме 524,66 тыс. руб. в доле, относимой на тепловую энергию в соответствии с распределением по учётной политике.

Расчет выполнен на основании представленного штатного расписания В целом по предприятию на 2019 год к расчёту принято 4,5 шт. ед., среднемесячная заработная плата 19769,56 тыс. руб., доля на теплоснабжение – 49%.

Наименование	Принято на 2019 год	доля на теплоснабжение – 49%
Фонд оплаты труда АУП, тыс. руб.	1067,56	523,82
Численность, шт.ед	4,5	

- прочие общехозяйственные расходы приняты в сумме 121,92 тыс. руб., в том числе: (тыс.руб.)

Автотранспорт и ГСМ	60,17
Услуги связи и интернет	14,54
Ведение реестра	7,60
Командировочные расходы	1,04
Заправка и ремонт картриджа	3,13
Программное обеспечение	15,00
Аудиторские услуги	7,25
Материалы, запчасти, перчатки	13,19

**III. Неподконтрольные расходы приняты в сумме 465,98 тыс. руб., в том числе:**

1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 30,2% от фонда оплаты труда:

- производственного персонала - в сумме 217,54 тыс. руб.;
- управленческого персонала - в сумме 158,19 тыс. руб.,

2. Аренда котельных – 68,85 тыс. руб. по договорам аренды муниципального имущества с Исполнительным комитетом Камско-Устьинского муниципального района Республики Татарстан №№6,7,8,9,10 от 30.10.2018 года

3. Расходы на налоги приняты в сумме 21,40 тыс. руб., в том числе:

- транспортный налог по факту 2017 год,
- налог на имущество – 19,30 тыс. руб. по законсервированному объекту - котельной, находящейся в собственности - который организация обязана платить в соответствии с п. 1 ст. 374 Налогового кодекса РФ.

**IV. Величина годовой необходимой валовой выручки на первый период долгосрочного регулирования (на 2019 год) для расчета тарифов составила 4 334,10 тыс. руб.**

**Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов на долгосрочный период регулирования:**

1. Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов на долгосрочный период регулирования:

№ п/п	Наименование расхода	Ед. измерен.	Долгосрочный период регулирования				
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на топливо	тыс. руб.	1 842,13	1 881,86	1 938,31	1 996,46	2 056,36
	<i>расход</i>	<i>тыс.м3</i>	338,01	338,01	338,01	338,01	338,01
	<i>откл. к предыд. периоду</i>	<i>%</i>		102,1	103,0	103,0	103,0
2	Расходы на электроэнергию	тыс.руб.	234,51	243,89	253,65	263,79	274,34
	<i>объем</i>	<i>тыс.кВт</i>	42,16	42,16	42,16	42,16	42,16
	<i>откл. к предыд. периоду</i>	<i>%</i>		103,0	103,0	103,0	103,0
3	<b>ИТОГО</b>		2 076,64	2 125,75	2 191,96	2 260,25	2 330,70

2. Операционные (подконтрольные) расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования приняты в соответствии с Методическими указаниями:

Параметры расчета расходов	Единица измерения	Долгосрочный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	1 791,48	1 833,87	1 888,15	1 944,04	2 001,58
<i>Рост</i>	<i>%</i>		102,4	103,0	103,0	103,0

Для расчета долгосрочных параметров методом индексации установленных тарифов необходимая валовая выручка определяется на основе долгосрочных параметров регулирования.

№	Долгосрочные параметры регулирования	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Плановые показатели надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения							
1	Базовый уровень операционных расходов	тыс. руб.	1 791,48	х	х	х	х
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	1	1	1	1	1
3	Нормативный уровень прибыли	тыс. руб.	0	0	0	0	0
4	Уровень надежности теплоснабжения						
4.1.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей.	ед.	0	0	0	0	0
4.2.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед.	0	0	0	0	0
5.	Показатели энергетической эффективности						
5.1.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у. т./Гкал	127,7	127,7	127,7	127,7	127,7
5.2.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Гкал.	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0
5.3.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м²	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89

Индекс эффективности операционных расходов принят в размере 1%.

3. Расчет необходимой валовой выручки на 2019-2023 годы методом индексации установленных тарифов:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на производство энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, топлива	2 076,64	2 125,75	2 191,96	2 260,25	2 330,70
2	Операционные (подконтрольные) расходы	1 791,48	1 833,87	1 888,15	1 944,04	2 001,58
3	Неподконтрольные расходы	465,98	474,87	486,26	497,98	510,05
5.	<b>ИТОГО необходимая валовая выручка</b>	<b>4 334,10</b>	<b>4 434,48</b>	<b>4 566,36</b>	<b>4 702,27</b>	<b>4 842,33</b>

Предлагается установить тарифы на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети» потребителям, на 2019-2023 годы:

без НДС

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал	Откл-е к уровню 2 полугодия предшеств. года, %	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодия, %
2 019	<b>1 454,50</b>	100,0	<b>1 497,55</b>	103,0
2 020	<b>1 497,55</b>	100,0	<b>1 521,65</b>	101,6
2 021	<b>1 521,65</b>	100,0	<b>1 590,01</b>	104,5
2 022	<b>1 590,01</b>	100,0	<b>1 611,25</b>	101,3
2 023	<b>1 611,25</b>	100,0	<b>1 688,77</b>	104,8

Тарифы для населения с учетом НДС = 20%

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал	Откл-е к уровню 2 полугодия предшеств. года, %	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодия, %
2 019	<b>1 745,40</b>	101,7	<b>1 797,06</b>	103,0
2 020	<b>1 797,06</b>	100,0	<b>1 825,98</b>	101,6
2 021	<b>1 825,98</b>	100,0	<b>1 908,01</b>	104,5
2 022	<b>1 908,01</b>	100,0	<b>1 933,50</b>	101,3
2 023	<b>1 933,50</b>	100,0	<b>2 026,52</b>	104,8

**Смета расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ОАО «Куйбышевско-Затонские коммунальные сети»  
на 2019 год**

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утверждено на текущий период (расчёт Госкомитета) 2018 год	Предложение организации на период регулирования		Утверждено (расчёт Госкомитета)			
				2019 год	Откл-е к пред.периоду (среднегод.), %	Год	Откл-е к пред. периоду (среднегод.), %	1-е полугодие	II-е полугодие
<b>1</b>	<b>Является ли организация плательщиком НДС</b>	<b>да, нет</b>						<b>да</b>	<b>да</b>
2	Выработано	Гкал	6 144,91	3 115,30	50,7	2 989,96	48,7	1 586,59	1 403,37
3	Собственные нужды котельных	Гкал	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0		
4	Покупка тепловой энергии	Гкал	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0		
<b>5</b>	<b>Потери</b>	<b>Гкал</b>	<b>565,00</b>	<b>176,34</b>	<b>31,2</b>	<b>51,00</b>	<b>9,0</b>	<b>27,06</b>	<b>23,94</b>
<b>6</b>	<b>Полезный отпуск тепловой энергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>5 579,91</b>	<b>2 938,96</b>	<b>52,7</b>	<b>2 938,96</b>	<b>52,7</b>	<b>1 559,53</b>	<b>1 379,43</b>
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	5 579,91	2 938,96	52,7	2 938,96	52,7	1 559,53	1 379,43
6.1.1	собственное потребление	Гкал	0,00	322,00	0,0	322,00	0,0	252,91	69,09
6.1.2	население	Гкал	850,00	672,54	79,1	672,54	79,1	273,41	399,13
6.1.3	бюджет	Гкал	4 172,48	1 944,42	46,6	1 944,42	46,6	1 033,21	911,21
6.1.4	прочие	Гкал	557,43	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
<b>1</b>	<b>Расходы на приобретение энергоресурсов</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>5 302,88</b>	<b>2 137,14</b>	<b>40,3</b>	<b>2 076,64</b>	<b>39,2</b>	<b>1 095,57</b>	<b>981,07</b>
<b>7</b>	<b>Топливо на технологические цели, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>4 565,56</b>	<b>1 821,73</b>	<b>39,9</b>	<b>1 842,13</b>	<b>40,3</b>	<b>971,13</b>	<b>871,00</b>
7.1	Газ природный	тыс.руб.	4 565,56	1 821,73	39,9	1 842,13	40,3	971,13	871,00
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	854,25	322,52	37,8	338,01	39,6	179,36	158,65
7.1.2	Цена газа	руб.тыс.м3	5 344,51	5 648,42	105,7	5 449,91	102,0	5 414,33	5 490,13
			0,139	0,104		0,113			
<b>8</b>	<b>Электроэнергия</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>737,32</b>	<b>315,41</b>	<b>42,8</b>	<b>234,51</b>	<b>31,8</b>	<b>124,44</b>	<b>110,07</b>
8.1	Электроэнергия на технологические цели	тыс.руб.	737,32	315,41	42,8	234,51	31,8	124,44	110,07
8.1.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	136,54	54,64	40,0	42,16	30,9	22,37	19,79

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утверждено на текущий период (расчёт Госкомитет а) 2018 год	Предложение организации на период регулирования		Утверждено (расчёт Госкомитета)			
				2019 год	Откл-е к пред.периоду (среднегод.), %	Год	Откл-е к пред. периоду (среднегод.), %	1-е полугодие	И-е полугодие
8.1.2	Тариф	руб./кВт.ч.	5,40	5,77	106,9	5,56	103,0	5,56	5,56
			0,0222	0,0175		0,0141			
11	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)			1,040		1,046			
12	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)			1,00		1,000			
13	Индекс изменения количества активов (ИКА)			0,00		0,000			
14	Количество условных единиц, относительно к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности			0,00		0,000			
15	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии			0,00		0,000			
16	Коэффициент эластичности затрат на посту активов			0,75		0,750			
II	Операционные (подконтрольные) расходы, в том числе:	тыс.руб.	2 058,31	1 840,04	89,4	1 791,48	87,0	939,77	851,70
17	Сырье, основные материалы, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
18	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс.руб.	683,38	837,20	122,5	720,32	105,4	360,16	360,16
	Численность		6	4		6	100,0		
19	Затраты на ремонт	тыс.руб.	223,75	74,55	33,3	74,55	33,3	33,36	41,19
19.1	материалы	тыс.руб.	223,75	74,55	33,3	74,55	33,3	33,36	41,19
20	Расходы по подготовке и освоению производства	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утверждено на текущий период (расчёт Госкомитета) 2018 год	Предложение организации на период регулирования		Утверждено (расчёт Госкомитета)			
				2019 год	Откл-е к пред.периоду (среднегод.), %	Год	Откл-е к пред. периоду (среднегод.), %	1-е полугодие	П-е полугодие
	(нуксоналадочные работы)								
21	<b>Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:</b>	тыс.руб.	458,85	55,00	12,0	350,87	76,5	233,73	117,14
21.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	170,57	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
	Численность		2						
21.5	Прочие расходы	тыс.руб.	288,28	55,00	19,1	350,87	121,7	233,73	117,14
22	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:</b>	тыс.руб.	692,93	873,29	126,0	645,74	93,2	312,53	333,21
22.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	459,07	500,78	109,1	523,82	114,1	261,91	261,91
	Численность		4						
	Среднемесячная з/п		9 563,94			19 769,56			
22.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	0,00	44,94	0,0	0,00	0,0		
22.3	Водоснабжение и водоотведение	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0		
22.4	Целевые средства на НИОКР	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0		
22.5	Прочие расходы	тыс.руб.	233,86	327,58	140,1	121,92	52,1	50,62	71,30
III	<b>Неподконтрольные расходы, в том числе:</b>	тыс.руб.	578,67	838,58	144,9	465,98	80,5	232,99	232,99
23	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	100,54	402,51	400,3	0,00	0,0	0,00	0,00
26	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	206,29	252,83	122,6	217,54	105,5	108,77	108,77
27	Отчисления на соц.нужды (цех.персонал)	тыс.руб.	51,51	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
28	Отчисления на соц. Нужды (АУП)	тыс.руб.	138,66	151,24	109,1	158,19	114,1	79,10	79,10
29	Аренда (лизинг) основных производственных фондов	тыс.руб.	46,67	0,00	0,0	68,85	147,5	34,43	34,43
31	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс.руб.	4,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утверждено на текущий период (расчёт Госкомитета) 2018 год	Предложение организации на период регулирования		Утверждено (расчёт Госкомитета)			
				2019 год	Откл-е к пред.периоду (среднегод.), %	Год	Откл-е к пред. периоду (среднегод.), %	I-е полугодие	II-е полугодие
32	Средства на страхование	тыс.руб.	0,00	9,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
33	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс.руб.	31,00	23,00	74,2	21,40	69,0	10,70	10,70
34.1	транспортный налог	тыс.руб.	16,00	3,00	18,8	2,10	13,1	1,05	1,05
34.2	земельный налог	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0		
34.3	налог на имущество	тыс.руб.	15,00	20,00	133,3	19,30	128,7	9,65	9,65
34.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
IV	Внереализационные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
36	Прибыль, (-) убыток, в том числе*	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00
39	НВВ	тыс.руб.	7 939,86	4 815,77	60,7	4 334,10	54,6	2 268,33	2 065,77
40	Тариф	руб./Гкал	1 422,94	1 638,60	115,2	1 474,71	103,6	1 454,50	1 497,55
			1 398,56	1 454,50	100,0	1 454,50	100,0		
			1 454,50	1 784,01	122,7	1 497,55	103,0		

**Экспертное заключение**

к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 - 2023 года,  
представленным **ООО «Нармонский коммунальный сервис»**

**тарифное дело****№ 20-27/тэ**

На основании заявления ООО «Нармонский коммунальный сервис» об установлении тарифов на тепловую энергию, на 2019 - 2023 годы, приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от 23.04.2018 г. № 101 «Об открытии дел об установлении тарифов на тепловую энергию, теплоноситель, поставляемые теплоснабжающими организациями потребителям, услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые теплосетевыми организациями, на 2019-2023 годы и выборе метода регулирования» **открыто тарифное дело № 20-27/тэ.**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и на основании заявления ООО «Нармонский коммунальный сервис» при установлении тарифов на тепловую энергию на 2019 - 2023 годы принято решение применять **метод индексации** установленных тарифов, о чем организация своевременно уведомлена (письмо Госкомитета от 23.04.2018 № 3-20/1037).

*Справочно: постановлением Госкомитета от 05.11.2015 № 5-19/тэ были установлены тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Нармонский коммунальный сервис» на первый долгосрочный период регулирования 2016-2018 годы:*

Год	Тарифы 1 полугодия (руб./Гкал)	Отклонение 1 полугодия к тарифу, действующему на конец предыдущего периода	Тарифы 2 полугодия (руб./Гкал)	Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю (%)
2016	1831,50	100,0	1900,58	103,8
2017	1900,58	100,0	1951,97	102,7
2018	1951,97	100,0	2014,11	103,2

ООО «Нармонский коммунальный сервис» расположен по адресу РТ, Лаишевский муниципальный район, с.Нармонка, ул. Габишева, дом ба.

Руководитель организации – Директор Старостин Владимир Алексеевич.

Организация применяет **упрощенную систему налогообложения.**

**ИНН/КПП: 1624011615/162401001**

Организация занимается производством и передачей тепловой энергии.

Источником теплоснабжения являются 6 минитопочных, которые эксплуатируются по договорам лизинга с ГУ «Управление капитального строительства при Фонде газификации РТ» (Договор от 07 июня 2011 № 12/11-к, договор уступки права требования от 18.06.2012 № 88/2 по обязательству возникшему по договору от 07.06.2011 г. № 12/11 и соглашение от 07.11.2013 № б-н о погашении задолженности к договору уступки права требования от 18.06.2012 № 88/2).

Установленная мощность котельных – 1,35 Гкал/час;

Присоединенная нагрузка – 0,49 Гкал/час;

Средняя загруженность котельных – 36,3%.

Протяженность тепловых сетей составляет 348,0 м. в двухтрубном исчислении.

В соответствии с п.22. постановления Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» на расчетный период регулирования расчетный объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг), определяется в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, а в случае ее отсутствия - на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями.

Утвержденная схема теплоснабжения в Нармонском сельском поселении Лаишевского муниципального района отсутствует.

В соответствии с методическими указаниями баланс производства тепловой энергии на очередной долгосрочный период регулирования 2019-2023 годы принят исходя из анализа фактического полезного отпуска тепловой энергии за 1 полугодие 2018 года, с учетом факта 2017 года.

Выработка тепловой энергии на 2019-2023 годы принята в объеме 2612,13 Гкал – и учтены следующие показатели:

- собственные нужды котельной 0 Гкал;
- потери 0 Гкал;
- полезный отпуск 2612,13 Гкал (100,0%), в т.ч. реализуется:
- население 784,7 Гкал (32,9%);
- бюджетным потребителям 1762,66 Гкал (64,1%);
- прочим потребителям 64,76 Гкал (3,0%).

#### Баланс производства тепловой энергии

№ п/п	Показатели	2017г. (факт.)	Принято ГКРПТ на 2018 г.	Прогноз организации на 2019 г.	Принято ГКРПТ на 2019 г.	Откло нение (%)
1	<b>Выработка тепловой энергии (Гкал)</b>	<b>2612,13</b>	<b>2272,01</b>	<b>2272,01</b>	<b>2612,13</b>	<b>103,8</b>
2	собственные нужды котельных (Гкал)	0,0	0,0	0,0	0,0	0
3	<b>Потери (Гкал)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>
4	<b>Полезный отпуск (Гкал), в том числе:</b>	<b>2612,13</b>	<b>2272,01</b>	<b>2272,01</b>	<b>2612,13</b>	<b>103,8</b>
4.1	население	784,71	830,0	830,0	784,71	93,6
4.2	бюджетные потребители	1762,66	1353,01	1353,0	1762,66	111,7
4.3	прочие потребители	64,76	89,0	89,0	64,76	79,7

**Распределение полезного отпуска по полугодиям на 2019 – 2023 гг.:****1 полугодие – 1436,67 Гкал;****2 полугодие – 1175,46 Гкал.**

**По итогам финансово-хозяйственной деятельности** в сфере теплоснабжения согласно фактическим отчетным данным за 2017 год, представленным в отдел мониторинга, организацией получена прибыль в сумме - 10,0 тыс. руб.

Экономия по статьям:

- «Топливо на технологические нужды» на 222,3 тыс. руб.;
- «Электроэнергия на технологические цели» на 8,4 тыс.;
- «Прочие общепроизводственные расходы» на 22,5 тыс. руб.;
- Аренда(лизинг) основных производственных фондов на 187,9 тыс. руб.

Перерасход по статьям:

- «Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих» на 374,1 тыс. руб.
- «Прочие общехозяйственные расходы» на 155,0 тыс. руб.

**Инвестиционная программа организацией не заявлена.**

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на тепловую энергию, при правильности подбора энергоснабжающей организацией исходной информации, можно оценить как достоверные.

Ответственность за достоверность данных несет организация.

**Необходимая валовая выручка (НВВ)** и проекты тарифов по представленному предложению организации на 2019 год составили:

Год	НВВ,	Проект тарифа на 1 полугодие,	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующ его года, %	Проект тарифа на 2 полугодие,	Отклонени е к 1 полугоди ю, %
	тыс. руб.	руб./Гкал		руб./Гкал	
2019	4647,05	2014,11	100,0	2095,79	104,1

Уполномоченным по делу об установлении тарифа на тепловую энергию, отпускаемую ООО «Нармонский коммунальный сервис», рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э.

В соответствии с макроэкономическими показателями Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год и на плановые 2020-2023 годы применяются следующие индексы-дефляторы:

	2019	2020	2021	2022	2023
природный газ с 1 июля	101,4	103,0	103,0	103,0	103,0

	2019	2020	2021	2022	2023
электрическая энергия с 1 января	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
индекс потребительских цен	104,6	103,4	104,0	104,0	104,0
индекс промышленных производителей	104,3	104,2	104,1	104,4	104,7

Значения по статьям затрат ООО «Нармонский коммунальный сервис» на 2019 – 2023 годы представлены в таблице (Приложение 1).

### Справочно:

#### Базовый период регулирования 2019

**I. Расходы на приобретение энергетических ресурсов** приняты в сумме **2299,57 тыс. руб.**, в том числе:

**1. Расходы на топливо** (газ природный) для технологических целей приняты в сумме **2223,3 тыс. руб.**

Объем газа принят в количестве 332,08 тыс.м<sup>3</sup> – исходя из анализа фактического удельного расхода газа за последние три года, с учетом фактического удельного расхода топлива за 1 полугодие 2018 года. Среднегодовая цена газа на 2019 год принята, исходя из прогнозной оптовой цены газа, с учетом услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям и снабженческо-сбытовых услуг в соответствии с группой потребителей (6 группа потребителей газа), с учетом сложившихся цен на газ в 1 пол.2018 года и составила 6695,12 руб./тыс.м<sup>3</sup> (с учетом НДС).

**2. Расходы на электрическую энергию** на технологические цели приняты в сумме **65,6 тыс. руб.**

Количество электрической энергии принято на уровне факта 2017 года в объеме 9,47 тыс. кВт.ч. Тариф первой ценовой категории (СН2), принят с учетом фактически сложившихся цен по данным представленных отчетных калькуляций и ведомостей электропотребления за 2017 год и 1 полугодие 2018 года, с учетом индексации, с учетом НДС.

**3. Расходы на воду для технологических нужд** приняты в сумме **10,64 тыс. руб.**, исходя из объема воды 0,3 тыс. м<sup>3</sup> – принятого по факту 2017 года и тарифа 1 м<sup>3</sup> воды, с учетом роста с 1 июля 2019 года - поставщик ООО «Лаишевский КомСервис».

*Справочно: постановлением Госкомитета от 24.11.2017 №10-44/кс установлен тариф на II полугодие 2018 года в размере 33,41 руб./м<sup>3</sup> (с учетом НДС).*

**II. Операционные (подконтрольные) расходы** - базовый уровень операционных расходов на очередной долгосрочный период регулирования (2019 год) приняты в сумме **1447,13 тыс. руб.**, в том числе:

**1. Фонд оплаты труда** производственных рабочих принят в сумме **743,83 тыс. руб.** К расчету принята численность в соответствии со штатным расписанием в количестве 5-ти шт. ед., с учетом данных отчетной калькуляции за 1 пол.2018 года, среднемесячная заработная составила 12397,17 руб. ФОТ принят на 12 месяцев, с учетом перевода операторов в летние месяцы на ремонтные работы.

**2. Общепроизводственные расходы (прочие расходы)** приняты в сумме **560,69 тыс. руб.** на уровне утвержденных в 2018 году, согласно представленных подтверждающих документов (договоров, актов выполненных работ), с учетом индексации, в том числе:

Наименование статей расходов	(тыс.руб.)
ООО «НТЦ по разработке технологии и оборудования» ТО КИП и автоматики безопасности в котельных	70,4
ООО «НТЦ по разработке технологии и оборудования» Текущий ремонт и обслуживание оборудования котельных	42,7
Тех.обслуживание котельного оборудования ООО «Газпромтрансгаз Казань»	98,0
ФБУ «ГРЦ стандартизации, метрологии и испытаний» поверка средств измерений	30,0
АО «ВО «Безопасность» - обучение персонала	36,0
Услуги автотранспорта и ГСМ	283,6
<b>ИТОГО</b>	<b>560,7</b>

**3. Общехозяйственные расходы** приняты в сумме **142,6 тыс. руб.**, в том числе:

- фонд оплаты труда АУП – 142,6 тыс. руб. принят по предложению организации, с учетом индексации. К расчету принята численность 0,5 шт.ед., среднемесячная заработная плата – 23770,00 руб.;

**III. Неподконтрольные расходы** приняты в сумме **1532,13 тыс. руб.**, в том числе:

**1. Отчисления на социальные нужды** приняты в размере 30,2% от фонда заработной платы рабочего персонала в сумме 224,64 тыс. руб.

**2. Отчисления на социальные нужды АУП** – 43,07 тыс. руб.

**3. Аренда (лизинг) основных производственных фондов** приняты в сумме 1184,0 тыс. руб. – согласно представленных подтверждающих документов (договор лизинга от 07.06.2011 № 12/11 с ГУ «Управление капитального строительства при Фонде газификации Республики Татарстан» и соглашение к договору уступки права требования от 18.06.2012 № 88/2 по оплате задолженности по лизинговым платежам).

**4. Средства на страхование** приняты в сумме 30,0 тыс. руб. приняты согласно представленных подтверждающих документов.

**5. Непроизводственные расходы** (налоги и другие обязательные платежи и сборы) приняты в сумме 50,42 тыс. руб., с учетом факта 2017 года, в том числе

- налог, уплачиваемый в связи с применением упрощенной системы налогообложения – 50,42 тыс. руб.

(Налоговая декларация по факту 2017 года представлена в тарифном деле).

**Величина годовой НВВ** на очередной период долгосрочного регулирования (на 2019 год) для расчета тарифов принята в сумме **5278,33 тыс. рублей.**

**Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов на долгосрочный период регулирования:**

1. Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов на долгосрочный период регулирования:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования					
		Ед.изм.	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на топливо (газ природный)	тыс.руб.	2223,31	2269,71	2337,8	2407,94	2480,18
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	111,8	102,1	103,0	102,8	102,8
2	Расходы на электроэнергию	тыс.руб.	65,61	68,24	70,96	73,8	76,76
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	102,6	104,0	104,0	104,0	104,0
3	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	10,14	10,47	10,89	11,32	11,78
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	98,3	103,2	104,0	104,0	104,0
4	<b>ИТОГО</b>	тыс.руб.	<b>2 299,06</b>	<b>2 348,42</b>	<b>2 419,66</b>	<b>2 493,06</b>	<b>2 568,72</b>

2. Расчет операционных (подконтрольные) расходов на каждый год долгосрочного периода регулирования произведен в соответствии с Методическими указаниями:

п/п	Параметры расчета расходов	Ед. изм.	Долгосрочный период регулирования				
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	%	1,046	1,034	1,04	1,04	1,04
2	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
3	Индекс изменения количества активов (ИКА)	%	0	0	0	0	0
3.1	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350
4	Коэффициент эластичности затрат по посту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
5	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	1447,13	1481,37	1525,22	1570,37	1616,85
	Рост	%		102,4	103,0	103,0	103,0

Для расчета необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов определяются долгосрочные параметры регулирования:

№	Долгосрочные параметры регулирования	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Плановые показатели надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения							
1	Базовый уровень операционных расходов	тыс. руб.	1447,13	х	х	х	х
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	1	1	1	1	1
3	Нормативный уровень прибыли	тыс. руб.	0	0	0	0	0
4	Уровень надёжности теплоснабжения						
4.1.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей.	ед.	0	0	0	0	0

№	Долгосрочные параметры регулирования	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
4.2.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед.	0	0	0	0	0
5.	Показатели энергетической эффективности						
5.1.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	143,7	143,7	143,7	143,7	143,7
5.2.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м²	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.3.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Гкал.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

### 3. Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, топлива	2299,07	2348,42	2419,66	2493,06	2568,71
2	Операционные (подконтрольные) расходы	1447,13	1481,37	1525,22	1570,37	1616,85
3	Неподконтрольные расходы	1532,13	1538,46	1546,58	1554,93	1563,53
4	<b>ИТОГО НВВ</b>	<b>5278,33</b>	<b>5368,25</b>	<b>5491,46</b>	<b>5618,36</b>	<b>5749,09</b>

Предлагается установить тарифы на тепловую энергию, поставляемую ООО «Нармонский коммунальный сервис» в размере:

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года, %	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодию, %
2019	<b>2014,11</b>	100,0	<b>2028,75</b>	100,7
2020	<b>2028,75</b>	100,0	<b>2087,36</b>	102,9
2021	<b>2087,36</b>	100,0	<b>2120,53</b>	101,6
2022	<b>2120,53</b>	100,0	<b>2187,96</b>	103,2
2023	<b>2187,96</b>	100,0	<b>2216,76</b>	101,3

#### Тарифы для населения:

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года, %	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодию, %
2019	<b>2014,11</b>	100,0	<b>2028,75</b>	100,7
2020	<b>2028,75</b>	100,0	<b>2087,36</b>	102,9
2021	<b>2087,36</b>	100,0	<b>2120,53</b>	101,6

**Экспертное заключение 21**

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал	<i>Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года, %</i>	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал	<i>Отклонение к 1 полугодю, %</i>
2022	<b>2120,53</b>	<i>100,0</i>	<b>2187,96</b>	<i>103,2</i>
2023	<b>2187,96</b>	<i>100,0</i>	<b>2216,76</b>	<i>101,3</i>

<\*> Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации

Смета расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
ООО «Нармонский коммунальный сервис»

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии										
			Утверждено на текущий период			Предложение организации на период регулирования				Утверждено органом регулирования**			
										Период регулирования i- год			
			Год	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предыдущему периоду (среднего д.), %	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предыдущему периоду (среднего д.), %	I-е полугодие	II-е полугодие
1	2	3	7	8	9	10	11	12	13	16	17	18	19
1	Является ли организация плательщиком НДС	да, нет		нет	нет			нет	нет			нет	нет
2	Выработано	Гкал	2 272,01	1 403,18	868,83	2 272,01	100,0	1 403,18	868,83	2 612,13	115,0	1 436,67	1 175,46
3	Собственные нужды котельных	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
4	Покупка тепловой энергии	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
5	Потери	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
6	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	2 272,01	1 403,18	868,83	2 272,01	100,0	1 403,18	868,83	2 612,13	115,0	1 436,67	1 175,46
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	2 272,01	1 403,18	868,83	2 272,01	100,0	1 403,18	868,83	2 612,13	115,0	1 436,67	1 175,46
6.1.1	собственное потребление	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
6.1.2	население	Гкал	830,00	464,50	365,50	830,00	100,0	464,50	365,50	784,71	94,5	431,59	353,12
6.1.3	бюджет	Гкал	1 353,01	905,59	447,42	1 353,01	100,0	905,59	447,42	1 762,66	130,3	969,46	793,20
6.1.4	прочие	Гкал	89,00	33,09	55,91	89,00	100,0	33,09	55,91	64,76	72,8	35,62	29,14
6	Расходы на приобретение энергоресурсов	тыс.руб.	2 055,75	1 252,58	803,18	2 155,12	104,8	1 299,52	855,60	2 299,07	111,8	1 314,98	984,08
7	Топливо на технологические цели, всего, в том числе:	тыс.руб.	1 981,50	1 208,04	773,46	2 071,27	104,5	1 249,12	822,16	2 223,31	112,2	1 268,82	954,50
7.1	Газ природный	тыс.руб.	1 981,50	1 208,04	773,46	2 071,27	104,5	1 249,12	822,16	2 223,31	112,2	1 268,82	954,50
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	305,69	188,79	116,90	305,69	100,0	188,79	116,90	332,08	108,6	190,64	141,44
7.1.2	Цена газа	руб.тыс.м3	6 482,07	6 398,87	6 616,43	6 775,73	104,5	6 616,43	7 033,01	6 695,12	103,3	6 655,43	6 748,61

**Экспертное заключение 21**

<b>8</b>	<b>Электроэнергия</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>63,93</b>	<b>39,48</b>	<b>24,46</b>	<b>73,12</b>	<i>114,4</i>	<b>45,15</b>	<b>27,97</b>	<b>65,61</b>	<i>102,6</i>	<b>41,15</b>	<b>24,46</b>
8.1	Электроэнергия на технологические цели	тыс.руб.	63,93	39,48	24,46	73,12	<i>114,4</i>	45,15	27,97	65,61	<i>102,6</i>	41,15	24,46
8.1.1	<i>Количество электроэнергии</i>	<i>тыс.кВт.ч.</i>	<i>9,62</i>	<i>5,94</i>	<i>3,68</i>	<i>9,62</i>	<i>100,0</i>	<i>5,94</i>	<i>3,68</i>	<i>9,47</i>	<i>98,4</i>	<i>5,94</i>	<i>3,53</i>
8.1.2	<i>Тариф</i>	<i>руб./кВт.ч.</i>	<i>6,65</i>	<i>6,65</i>	<i>6,65</i>	<i>7,60</i>	<i>114,4</i>	<i>7,60</i>	<i>7,60</i>	<i>6,93</i>	<i>104,3</i>	<i>6,93</i>	<i>6,93</i>
8.2	Электроэнергия на хозяйственные нужды (цеховые)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
8.2.1	<i>Количество электроэнергии</i>	<i>тыс.кВт.ч.</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,0</i>		
8.2.2	<i>Тариф</i>	<i>руб./кВт.ч.</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
8.3	Электроэнергия (общехоз.)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
8.3.1	<i>Количество электроэнергии</i>	<i>тыс.кВт.ч.</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
8.3.2	<i>Тариф</i>	<i>руб./кВт.ч.</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,0</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<b>9</b>	<b>Вода на технологические цели</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>10,31</b>	<b>5,06</b>	<b>5,26</b>	<b>10,73</b>	<i>104,0</i>	<b>5,26</b>	<b>5,47</b>	<b>10,14</b>	<i>98,3</i>	<b>5,01</b>	<b>5,13</b>
9.1	<i>объем воды</i>	<i>тыс.м3</i>	<i>0,30</i>	<i>0,15</i>	<i>0,15</i>	<i>0,30</i>	<i>100,0</i>	<i>0,15</i>	<i>0,15</i>	<i>0,30</i>	<i>100,0</i>	<i>0,15</i>	<i>0,15</i>
9.2	<i>Тариф</i>	<i>руб.м3</i>	<i>34,38</i>	<i>33,70</i>	<i>35,06</i>	<i>35,76</i>	<i>104,0</i>	<i>35,06</i>	<i>36,46</i>	<i>33,81</i>	<i>98,3</i>	<i>33,41</i>	<i>34,21</i>
<b>10</b>	<b>Оплата покупной тепловой энергии</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>11</b>	<b>Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)</b>					<b>1,040</b>				<b>1,046</b>			
<b>12</b>	<b>Индекс эффективности операционных расходов (ИР)</b>					<b>1,00</b>				<b>1,000</b>			
<b>13</b>	<b>Индекс изменения количества активов (ИКА)</b>					<b>0,00</b>				<b>0,000</b>			
<b>15</b>	<b>Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии</b>					<b>1,35</b>				<b>1,350</b>			
<b>16</b>	<b>Коэффициент эластичности затрат по посту активов</b>					<b>0,75</b>				<b>0,750</b>		<i>0,57</i>	
<b>II</b>	<b>Операционные (подконтрольные) расходы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>986,59</b>	<b>493,56</b>	<b>493,03</b>	<b>1 039,96</b>	<i>105,4</i>	<b>493,56</b>	<b>546,40</b>	<b>1 447,13</b>	<i>146,7</i>	<b>823,58</b>	<b>623,55</b>
<b>17</b>	<b>Сырье, основные материалы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
17.1	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
17.2	Водоотведение	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
<b>18</b>	<b>Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>317,92</b>	<b>158,96</b>	<b>158,96</b>	<b>330,64</b>	<i>104,0</i>	<b>158,96</b>	<b>171,68</b>	<b>743,83</b>	<i>234,0</i>	<b>468,61</b>	<b>275,22</b>

**Экспертное заключение 21**

<b>19</b>	<b>Затраты на ремонт</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
19.1	материалы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
<b>20</b>	<b>Расходы по подготовке и освоению производства (пусконаладочные работы)</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>21</b>	<b>Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>537,57</b>	<b>269,05</b>	<b>268,52</b>	<b>572,98</b>	<i>106,6</i>	<b>269,05</b>	<b>303,93</b>	<b>560,69</b>	<i>104,3</i>	<b>283,66</b>	<b>277,03</b>
21.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
21.4	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
21.5	Прочие расходы	тыс.руб.	537,57	269,05	268,52	572,98	<i>106,6</i>	269,05	303,93	560,69	<i>104,3</i>	283,66	277,03
<b>22</b>	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>131,10</b>	<b>65,55</b>	<b>65,55</b>	<b>136,34</b>	<i>104,0</i>	<b>65,55</b>	<b>70,79</b>	<b>142,62</b>	<i>108,8</i>	<b>71,31</b>	<b>71,31</b>
22.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	131,10	65,55	65,55	136,34	<i>104,0</i>	65,55	70,79	142,62	<i>108,8</i>	71,31	71,31
22.5	Прочие расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
<b>III</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>1 446,54</b>	<b>992,83</b>	<b>453,72</b>	<b>1 451,97</b>	<i>100,4</i>	<b>1 033,08</b>	<b>418,89</b>	<b>1 532,13</b>	<i>105,9</i>	<b>755,06</b>	<b>777,07</b>
23	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
26	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	96,01	48,01	48,01	99,85	<i>104,0</i>	48,01	51,85	224,64	<i>234,0</i>	141,52	83,12
27	Отчисления на соц.нужды (цех.персонал)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
28	Отчисления на соц. Нужды (АУП)	тыс.руб.	39,59	19,80	19,80	41,18	<i>104,0</i>	19,80	21,38	43,07	<i>108,8</i>	21,53	21,53
29	Аренда (лизинг) основных производственных фондов	тыс.руб.	1 265,94	908,88	357,07	1 265,94	<i>100,0</i>	949,13	316,81	1 184,00	<i>93,5</i>	592,00	592,00
31	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
32	Средства на страхование	тыс.руб.	0,00	0,0	0,0	0,00	<i>0,0</i>	0,0	0,0	30,00	<i>0,0</i>	0,00	30,00
33	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс.руб.	45,00	16,15	28,85	45,00	<i>100,0</i>	16,15	28,85	50,42	<i>112,1</i>	0,00	50,42
34.1	транспортный налог	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
34.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс.руб.	45,00	16,15	28,85	45,00	<i>100,0</i>	16,15	28,85	50,42	<i>112,1</i>	0,00	50,42
<b>IV</b>	<b>Внебюджетные расходы</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

**Экспертное заключение 21**

<b>35</b>	<b>Прибыль, (-) убыток, в том числе*</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>37</b>	<b>НВВ</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>4 488,88</b>	<b>2 738,96</b>	<b>1 749,92</b>	<b>4 647,05</b>	<i>103,5</i>	<b>2 826,16</b>	<b>1 820,89</b>	<b>5 278,33</b>	<i>117,6</i>	<b>2 893,62</b>	<b>2 384,71</b>
<b>38</b>	<b>Тариф</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>1 975,73</b>	<b>1 951,97</b>	<b>2 014,11</b>	<b>2 045,35</b>	<i>103,5</i>	<b>2 014,11</b>	<b>2 095,79</b>	<b>2 020,70</b>	<i>102,3</i>	<b>2 014,11</b>	<b>2 028,75</b>
												<i>100,0</i>	<i>100,7</i>

### Экспертное заключение

к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 - 2023 годы,  
представленным Лечебно-профилактическим частным учреждением профсоюзов  
санаторием «Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы»

тарифное дело

№ 20-81/тэ

На основании заявления Лечебно-профилактического частного учреждения профсоюзов санатория «Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы» (далее – ЛПЧУП санаторий «Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы») об установлении тарифов на тепловую энергию на 2019 - 2023 годы, приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от **04.05.2018г. № 131** «Об открытии дел об установлении тарифов на тепловую энергию, теплоноситель, поставляемые теплоснабжающими организациями потребителям, услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые теплосетевыми организациями, на 2019-2023 годы и выборе метода регулирования» **открыто тарифное дело № 20-81/тэ.**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и на основании заявления ЛПЧУП санаторий «Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы» при установлении тарифов на тепловую энергию на 2019-2023 годы принято решение применять метод индексации установленных тарифов, о чем организация своевременно уведомлена (письмо Госкомитета от 04.05.2018г № 3-20/1194).

*Справочно: постановлением Госкомитета от 20.11.2015 № 5-33/тэ были установлены тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям ЛПЧУП санаторий «Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы» на первый долгосрочный период регулирования 2016-2018 годы.*

Год	Тарифы 1 полугодия (руб./Гкал)	Отклонение 1 полугодия к тарифу, действующему на конец предыдущего периода	Тарифы 2 полугодия (руб./Гкал)	Отклонение 2 полугодия к 1 полугодию (%)
2016	1209,13	100,0	1262,64	104,4
2017	1262,64	100,0	1308,11	103,6
2018	1308,11	100,0	1350,48	103,2

ЛПЧУП санаторий Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы» расположен по адресу РТ, Менделеевский муниципальный район, с. Ижевка.

Руководитель организации – Директор Садыков Айдар Рустемович.  
Организация применяет **общую систему налогообложения.**

**ИНН/КПП: 1627000509/162701001**

Организация занимается производством и передачей тепловой энергии.

Источником теплоснабжения является 1 котельная, которая числится на балансе организации.

- Установленная мощность котельной – 6,0 Гкал/час;
- Присоединенная нагрузка – 4,0 Гкал/час;
- Загруженность котельной – 66,7%.

Протяженность тепловых сетей составляет 1649,0 м. в двухтрубном исчислении.

В соответствии с п.22. постановления Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» на расчетный период регулирования расчетный объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг), определяется в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, а в случае ее отсутствия - на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями.

Сведения об утвержденной схеме теплоснабжения по Ижёвскому сельскому поселению Менделеевского муниципального района организацией не представлены.

Баланс производства тепловой энергии на очередной долгосрочный период регулирования 2019-2023 годы принят по предложению организации, в том числе учтены следующие показатели:

- выработка тепловой энергии принята в объеме 14388,36 Гкал.
- собственные нужды котельной 375,0 Гкал;
- потери 550,0 Гкал (3,8%);
- полезный отпуск 13463,36 Гкал (93,6%) , в т.ч. реализуется:
- собственное потребление 11000,0 Гкал (81,7%);
- население 2418,63 Гкал (17,9%);
- прочим потребителям 44,73 Гкал (0,4%).

#### Баланс производства тепловой энергии

№ п/п	Показатели	2017г. (факт.)	Принято ГКРПТ на 2018г.	Прогноз организации на 2019г.	Принято ГКРПТ на 2019г.	Откло нение (%)
1	<b>Выработка тепловой энергии (Гкал)</b>	<b>11973,32</b>	<b>14359,07</b>	<b>14388,36</b>	<b>14388,36</b>	<b>100,2</b>
2	собственные нужды котельных (Гкал)	323,28	375,0	375,0	375,0	100,0
3	<b>Потери (Гкал)</b>	<b>474,74</b>	<b>550,0</b>	<b>550,0</b>	<b>550,0</b>	<b>100,0</b>
4	<b>Полезный отпуск (Гкал), в том числе:</b>	<b>11175,29</b>	<b>13434,07</b>	<b>13463,36</b>	<b>13463,36</b>	<b>100,2</b>
4.1	собственное потребление	9498,35	11000,0	11000,0	11000,0	100,0
4.2	население	1658,06	2418,63	2418,63	2418,63	100,0
4.3	бюджетные потребители	0,0	0,0	0,0	0,0	0
4.4	прочие потребители	18,88	15,44	44,73	44,73	289,7

**Распределение полезного отпуска по полугодиям на 2019-2023 гг.:**

**1 полугодие – 7587,71 Гкал;**

**2 полугодие – 5875,65 Гкал.**

На последующие периоды регулирования (2020-2023 годы), баланс производства тепловой энергии принят на уровне 2019 года.

**По итогам финансово-хозяйственной деятельности** в сфере теплоснабжения согласно фактическим отчетным данным за 2017 год, представленным в отдел мониторинга, организацией получен убыток в размере 321,9 тыс. руб.

Экономия затрат сложилась по следующим статьям:

- «Топливо на технологические нужды» на 1858,9 тыс. руб.;
- «Прочие общепроизводственные (цеховые) расходы» на 236,67 тыс. руб.

Экономия по газу произошла в связи со снижением полезного отпуска тепловой энергии в 2017 году на 2535,8 Гкал.

Превышение затрат к плану 2017 года произошло по следующим статьям:

- «Электроэнергия на технологические цели» на 147,2 тыс. руб.;
- «Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих» на 467,65 тыс. руб.;
- «Затраты на ремонт» на 167,4 тыс. руб.;
- «Амортизация производственного оборудования» на 50,4 тыс. руб.

**Организация не имеет утвержденную в установленном порядке инвестиционную программу на 2019 год.**

**Необходимая валовая выручка (НВВ) и проекты тарифов по** представленному предложению организации на 2019 год составили:

Год	НВВ,	Проект тарифа	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующ его года, %	Проект тарифа	Отклонен ие к 1полугодия ю 2019 г, %
	тыс. руб.	руб./Гкал		на 2 полугодие, руб./Гкал	
2019	18382,32	1350,48	100,0	1358,93	100,6

Уполномоченным по делу об установлении тарифа на тепловую энергию, отпускаемую ЛПЧУП санаторий Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы», рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 №760-э.

В соответствии с макроэкономическими показателями Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год и на плановые 2020-2023 годы применяются следующие индексы-дефляторы:

	2019	2020	2021	2022	2023
природный газ с 1 июля	101,4	103,0	103,0	103,0	103,0
электрическая энергия с 1 января	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
индекс потребительских цен	104,6	103,4	104,0	104,0	104,0
индекс промышленных производителей	104,3	104,2	104,1	104,4	104,7

Значения по статьям затрат ЛПЧУП санаторий Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы» на 2019-2023 годы представлены в таблице (Приложение 1).

**Справочно:****Базовый период регулирования 2019 год.**

**1. Расходы на приобретение энергетических ресурсов** приняты в сумме **12587,6 тыс. руб.**, в том числе:

**1. Расходы на топливо** (газ природный) для технологических целей приняты в сумме **11002,95 тыс. руб.**

Объем газа принят в количестве 2041,6 тыс.м<sup>3</sup>. – по заключению отдела технического отдела и инвестиционных программ по данным представленных технических характеристик котельной. Среднегодовая цена газа на 2019 год принята, исходя из прогнозной оптовой цены газа, с учетом услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям и снабженческо-сбытовых услуг в соответствии с группой потребителей, с учетом цены газа сложившейся в первом полугодии 2018 года с учетом индексации в размере 5389,38 руб./тыс.м<sup>3</sup> (без учета НДС).

**2. Расходы на электрическую энергию** на технологические цели приняты в сумме **1506,01 тыс. руб.**

Количество электрической энергии принято по предложению организации в объеме 474,84 тыс. кВт.ч., тариф первой ценовой категории высокого напряжения (ВН), принят с учетом фактически сложившихся цен по данным представленных отчетных калькуляций и ведомостей электропотребления за 2017 год и 1 полугодие 2018 года, с учетом индексации, без учета НДС.

**3. Расходы на воду для технологических целей** составили **78,66 тыс. руб.** и учтены исходя из объема воды, принятого по предложению организации 6,35 тыс.м<sup>3</sup> и среднего тарифа 1 м<sup>3</sup> воды, для ЛПЧУП санаторий Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы» (собственное водоснабжение), с учетом индексации с 1 июля 2019 года.

*Справочно: постановлением Госкомитета от 13.11.2015 №10-28/кс установлен тариф на II полугодие 2018 года в размере 12,26 руб./м<sup>3</sup> (без учета НДС).*

**II. Операционные (подконтрольные) расходы** - базовый уровень операционных расходов на очередной долгосрочный период регулирования (2019 год) приняты в сумме **4035,67 тыс. руб.**, в том числе:

**1. Расходы по статье «Сырье и материалы»** составили **135,03 тыс. руб.**, в том числе:

- вспомогательные материалы (хим. реагенты) учтены в сумме 135,22 тыс. руб. Для смягчения воды в технологическом процессе используется концентрат минеральный галит. Расходы приняты, согласно представленных первичных документов (отчетов по расходным материалам и накладных за 2017 год), с учетом данных отчетной калькуляции за 1 полугодие 2018 года, с учетом индексации

**2. Фонд оплаты труда производственных рабочих** принят в сумме **3291,65 тыс. руб.** К расчету принята численность в соответствии со штатным расписанием в количестве 12 шт.ед., среднемесячная заработная составит 22858,68 руб. ФОТ принят с учетом факта 2017 года.

**3. Затраты на ремонт** учтены в сумме **597,3 тыс. руб.**, согласно представленных подтверждающих документов, в том числе:

- материалы для текущего ремонта 140,4 тыс. руб. - приняты с учетом факта 1 полугодия 2018 года, с учетом индексации, согласно представленного материального отчета по текущему ремонту теплоэнергетического оборудования и тепловых сетей;

- услуги сторонних организаций 456,9 тыс. руб. – приняты согласно представленных договоров (ООО «Газтехсервис» - ремонт и техническое обслуживание котельного оборудования; ГАУ «Центр энергосберегающих технологий РТ при КМ РТ» - работы по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования систем автоматического управления).

**4. Общепроизводственные расходы** приняты в сумме **11,5 тыс. руб.**, в том числе:

- расходы на охрану труда 2,09 тыс. руб. – приняты по предложению организации;

- прочие общепроизводственные расходы (обучение персонала) приняты по предложению организации, согласно представленных подтверждающих документов и составили 9,41 тыс. руб.

**5. Общехозяйственные расходы** организацией не заявлены.

**III. Неподконтрольные расходы** приняты в сумме **1727,86 тыс. руб.**, в том числе:

1. Амортизация производственного оборудования принята в сумме 713,78 тыс. руб., - по предложению организации, со снижением к уровню 2018 года на 4,3%, согласно представленной ведомости амортизационных отчислений за 2017 год. Расходы приняты с учетом выбытия оборудования по котельной. Ввод оборудования не заявлен.

2. Отчисления на социальные нужды в размере 30,2% от фонда оплаты труда производственных рабочих учтены в сумме 994,08 тыс. руб.

3. Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ учтена в сумме 20,0 тыс. руб. – согласно представленной налоговой декларации о плате за негативное воздействие на окружающую среду за 2017 год.

**Величина годовой НВВ** на очередной период регулирования (на 2019 год) для расчета тарифов принята в сумме **18351,15 тыс. рублей**.

**Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов на долгосрочный период регулирования:**

1. Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов на долгосрочный период регулирования:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования					
		Ед.изм.	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на топливо (газ природный)	тыс.руб.	11002,95	11234,40	11571,44	11918,58	12276,14
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	100,2	102,1	103,0	103,0	103,0
2	Расходы на электроэнергию	тыс.руб.	1506,01	1551,19	1597,72	1645,65	1695,02
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	97,3	103,0	103,0	103,0	103,0

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрчный период регулирования					
		Ед.изм.	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
3	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	78,66	81,11	84,35	87,72	91,23
	<i>Отклонение к предыдущему периоду</i>	%	103,3	103,1	104,0	104,0	104,0
4	<b>ИТОГО</b>	тыс.руб.	<b>12587,62</b>	<b>12866,7</b>	<b>13253,51</b>	<b>13651,96</b>	<b>14062,39</b>

2. Расчет операционных (подконтрольные) расходов на каждый год долгосрочного периода регулирования произведен в соответствии с Методическими указаниями:

п/п	Параметры расчета расходов	Ед. изм.	Долгосрчный период регулирования				
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	%	1,046	1,034	1,04	1,04	1,04
2	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
3	Индекс изменения количества активов (ИКА)	%	0	0	0	0	0
3.1	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
4	Коэффициент эластичности затрат по посту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
5	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	4035,67	4131,15	4253,44	4379,34	4508,97
	Рост	%		102,4	103,0	103,0	103,0

Для расчета необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов определяются долгосрочные параметры регулирования:

№	Долгосрчные параметры регулирования	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>Плановые показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения</b>							
1	Базовый уровень операционных расходов	тыс. руб.	4035,67	х	х	х	х
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	1	1	1	1	1
3	Нормативный уровень прибыли	тыс. руб.	0	0	0	0	0
4	<b>Уровень надежности теплоснабжения</b>						
4.1.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей.	ед.	0	0	0	0	0
4.2.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед.	0	0	0	0	0
5.	<b>Показатели энергетической эффективности</b>						
5.1.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	164,6	164,6	164,6	164,6	164,6
5.2	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м²	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35

№	Долгосрчные параметры регулирования	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
5.3.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Гкал.	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0

### 3. Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрчный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, топлива	12587,62	12866,7	13253,51	13651,96	14062,39
2	Операционные (подконтрольные) расходы	4035,67	4131,15	4253,44	4379,34	4508,97
3	Неподконтрольные расходы	1727,86	1751,38	1781,5	1812,51	1844,44
4	<b>ИТОГО НВВ</b>	<b>18351,15</b>	<b>18749,23</b>	<b>19288,44</b>	<b>19843,81</b>	<b>20415,8</b>

Предлагается установить тарифы на тепловую энергию, поставляемую ЛПЧУП санаторий Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы» на 2019-2023 годы в размере:

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года, %	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодия, %
2019	<b>1350,48</b>	100,0	<b>1379,27</b>	102,1
2020	<b>1379,27</b>	100,0	<b>1409,84</b>	102,2
2021	<b>1409,84</b>	100,0	<b>1462,13</b>	103,7
2022	<b>1462,13</b>	100,0	<b>1489,13</b>	101,8
2023	<b>1489,13</b>	100,0	<b>1551,61</b>	104,2

### Тарифы для населения:

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года, %	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал	Отклонение к 1 полугодия, %
2019	<b>1620,58</b>	101,7	<b>1655,12</b>	102,1
2020	<b>1655,12</b>	100,0	<b>1691,81</b>	102,2
2021	<b>1691,81</b>	100,0	<b>1754,56</b>	103,7
2022	<b>1754,56</b>	100,0	<b>1786,96</b>	101,8
2023	<b>1786,96</b>	100,0	<b>1861,93</b>	104,2

Смета расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
ЛПЧУП санаторий «Шифалы Су (целебная вода) - Ижминводы»

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Производство и передача тепловой энергии										
			Утверждено на текущий период			Предложение организации на период регулирования				Утверждено органом регулирования			
										Период регулирования 2019 год			
			Год	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предыдущему периоду (среднего д.), %	I-е полугодие	II-е полугодие	Год	Отклонение к предыдущему периоду (среднего д.), %	I-е полугодие	II-е полугодие
1	2	3	7	8	9	10	11	12	13	16	17	18	19
1	Является ли организация плательщиком НДС	да, нет		да	да			да	да			да	да
2	Выработано	Гкал	14 359,07	8 066,58	6 292,49	14 388,36	100,2	8 081,71	6 306,65	14 388,36	100,2	8 081,71	6 306,65
3	Собственные нужды котельных	Гкал	375,00	200,00	175,00	375,00	100,0	200,00	175,00	375,00	100,0	200,00	175,00
4	Покупка тепловой энергии	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
5	Потери	Гкал	550,00	294,00	256,00	550,00	100,0	294,00	256,00	550,00	100,0	294,00	256,00
6	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	13 434,07	7 572,58	5 861,49	13 463,36	100,2	7 587,71	5 875,65	13 463,36	100,2	7 587,71	5 875,65
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	13 434,07	7 572,58	5 861,49	13 463,36	100,2	7 587,71	5 875,65	13 463,36	100,2	7 587,71	5 875,65
6.1.1	собственное потребление	Гкал	11 000,00	6 353,43	4 646,57	11 000,00	100,0	6 353,43	4 646,57	11 000,00	100,0	6 353,43	4 646,57
6.1.2	население	Гкал	2 418,63	1 209,33	1 209,30	2 418,63	100,0	1 209,33	1 209,30	2 418,63	100,0	1 209,33	1 209,30
6.1.3	бюджет	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
6.1.4	прочие	Гкал	15,44	9,82	5,62	44,73	289,7	24,95	19,78	44,73	289,7	24,95	19,78
1	Расходы на приобретение энергоресурсов	тыс.руб.	12 602,01	7 012,30	5 589,72	12 919,42	102,5	7 281,71	5 637,71	12 587,62	99,9	7 057,44	5 530,17
7	Топливо на технологические цели, всего, в том числе:	тыс.руб.	10 977,92	6 097,63	4 880,29	11 185,22	101,9	6 304,93	4 880,29	11 002,95	100,2	6 164,53	4 838,42
7.1	Газ природный	тыс.руб.	10 977,92	6 097,63	4 880,29	11 185,22	101,9	6 304,93	4 880,29	11 002,95	100,2	6 164,53	4 838,42
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	2 068,25	1 165,84	902,41	2 068,25	100,0	1 165,84	902,41	2 041,60	98,7	1 150,82	890,78
7.1.2	Цена газа	руб.тыс.м3	5 307,82	5 230,23	5 408,06	5 408,06	101,9	5 408,06	5 575,71	5 389,38	101,5	5 356,65	5 431,65
8	Электроэнергия	тыс.руб.	1 547,92	872,54	675,38	1 654,79	106,9	932,78	722,01	1 506,01	97,3	848,91	657,09
8.1	Электроэнергия на технологические цели	тыс.руб.	1 547,92	872,54	675,38	1 654,79	106,9	932,78	722,01	1 506,01	97,3	848,91	657,09

**Экспертное заключение 22**

8.1.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт. ч.	474,84	267,66	207,18	474,84	100,0	267,66	207,18	474,84	100,0	267,66	207,18
8.1.2	Тариф	руб./кВт. ч.	3,26	3,26	3,26	3,48	106,9	3,48	3,48	3,17	97,3	3,17	3,17
			0,033			0,033				0,033			
8.2	Электроэнергия на хозяйственные нужды (цеховые)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
8.3	Электроэнергия (общехоз.)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
9	Вода на технологические цели	тыс.руб.	76,17	42,12	34,05	79,40	104,2	44,00	35,41	78,66	103,3	44,00	34,67
9.1	объем воды	тыс.м3	6,35	3,58	2,77	6,35	100,0	3,58	2,77	6,35	100,0	3,59	2,76
9.2	Тариф	руб.м3	12,00	11,77	12,29	12,50	104,2	12,29	12,78	12,39	103,3	12,26	12,55
10	Оплата покупной тепловой энергии	гис.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0		
11	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)					1,040				1,046			
12	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)					1,00				1,000			
13	Индекс изменения количества активов (ИКА)					0,00				0,000			
15	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии					6,00				6,000			
16	Коэффициент эластичности затрат по посту активов					0,75				0,750			
II	Операционные (подконтрольные) расходы, в том числе:	тыс.руб.	3 594,85	2 080,06	1 514,79	3 829,07	106,5	2 078,34	1 600,10	4 035,67	112,3	2 265,28	1 770,39
17	Сырье, основные материалы, в том числе:	тыс.руб.	202,88	202,88	0,00	122,27	60,3	117,00	0,00	135,22	66,7	75,62	59,61
17.1	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	202,88	202,88	0,00	122,27	60,3	117,00	0,00	135,22	66,7	75,62	59,61
17.2	Водоотведение	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
18	Основная и дополнительная оплата груда производственных рабочих	тыс.руб.	2 907,57	1 456,63	1 450,94	3 099,72	106,6	1 744,54	1 235,96	3 291,65	113,2	1 845,83	1 445,83
19	Затраты на ремонт	гис.руб.	325,00	325,00	0,00	595,59	183,3	211,30	358,64	597,30	183,8	339,13	258,17
19.1	материалы	тыс.руб.	135,00	135,00	0,00	73,15	54,2	35,00	35,00	140,40	104,0	70,20	70,20
19.4	услуги сторонних организаций	гис.руб.	190,00	190,00	0,00	522,44	275,0	176,30	323,64	456,90	240,5	268,93	187,97
20	Расходы на подготовку и освоению производства (пусконаладочные работы)	гис.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
21	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	159,40	95,55	63,85	11,50	7,2	5,50	5,50	11,50	7,2	4,70	6,79
21.4	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	9,40	9,40	0,00	2,09	22,2	1,00	1,00	2,09	22,2	0,00	2,09

**Экспертное заключение 22**

21.5	Прочие расходы	тыс.руб.	150,00	86,15	63,85	9,41	6,3	4,50	4,50	9,41	6,3	4,70	4,70
<b>22</b>	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>III</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>1 624,73</b>	<b>813,41</b>	<b>811,31</b>	<b>1 633,83</b>	<i>100,6</i>	<b>887,02</b>	<b>746,81</b>	<b>1 727,86</b>	<i>106,3</i>	<b>924,33</b>	<b>803,53</b>
23	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	745,94	373,51	372,43	713,72	95,7	359,77	353,95	713,78	95,7	356,89	356,89
24	Амортизация (общесехов. оборудование)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
25	Амортизация (общехозяйственное оборудование)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
26	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	878,09	439,90	438,18	900,11	<i>102,5</i>	526,85	373,26	994,08	<i>113,2</i>	557,44	436,64
27	Отчисления на соц. нужды (цех. персонал)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
28	Отчисления на соц. Нужды (АУП)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
31	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс.руб.	0,70	0,00	0,70	20,00	<i>2 857,1</i>	0,40	19,60	20,00	<i>2 857,1</i>	10,00	10,00
32	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00	0,00	<i>0,0</i>	0,00	0,00
<b>IV</b>	<b>Внереализационные расходы</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
33	<b>Прибыль, (-) убыток, в том числе*</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<i>0,0</i>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
34	<b>НВВ</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>17 821,60</b>	<b>9 905,77</b>	<b>7 915,83</b>	<b>18 382,32</b>	<i>103,1</i>	<b>10 247,07</b>	<b>7 984,62</b>	<b>18 351,15</b>	<i>103,0</i>	<b>10 247,05</b>	<b>8 104,10</b>
35	<b>Тариф</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>1 326,60</b>	<b>1 308,11</b>	<b>1 350,48</b>	<b>1 365,36</b>	<i>102,9</i>	<b>1 350,48</b>	<b>1 358,93</b>	<b>1 363,04</b>	<i>102,7</i>	<b>1 350,48</b>	<b>1 379,27</b>
													102,1

**Экспертное заключение**  
к расчетам тарифов на тепловую энергию на 2019 -2023 годы,  
представленным АО «Сабинское МПП ЖКХ»

тарифное дело

№ 20 - 85/тэ

На основании заявления АО «Сабинское МПП ЖКХ» об установлении тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме некомбинированной выработки на 2019 – 2023 года, **приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 04.05.2015г. № 131** «Об открытии дел об установлении тарифов на тепловую энергию, теплоноситель, поставляемые теплоснабжающими организациями потребителям, услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые теплосетевыми организациями, на 2019 – 2023 годы и выборе метода регулирования» (далее – Приказ Госкомитет) **открыто тарифное дело № 20 - 85/тэ.**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» на основании заявления АО «Сабинское МПП ЖКХ» и согласно п.3 Приказа Госкомитета при установлении тарифов на тепловую энергию на 2019 - 2023 годы принято решение применять **метод индексации установленных тарифов**, о чем организация своевременно уведомлена (исх. №3-20/1229 от 04.05.2018).

*Справочно: постановлением Госкомитета от 20.11.2015 №5-33/тэ были установлены тарифы на тепловую энергию, поставляемую АО «Сабинское МПП ЖКХ» на первый долгосрочный период регулирования 2016 - 2018 годы.*

АО «Сабинское МПП ЖКХ» расположено по адресу РТ, Сабинский район, п.г.т. Б. Сабы, ул. Строителей, д. 1.

Руководитель организации – генеральный директор Ильнур Габизович Хабибуллин.

**ИНН 1635005846;КПП 163501001**

**Организация применяет упрощенную систему налогообложения.**

Источником теплоснабжения являются 5 котельных:

- квартальная котельная является собственностью АО «Сабинское МПП ЖКХ»;
- котельная ЦРБ (пгт. Богатые Сабы, ул. Тукая, 3) и минитопочная (пгт. Богатые Сабы, ул. Заводская, 19) эксплуатируются согласно Концессионному соглашению от 27.12.2016 (срок действия соглашения 5 лет);
- котельная военного комиссариата (пгт. Богатые Сабы, ул. Закирова, 100), эксплуатируется по долгосрочному договору аренды муниципального имущества №38-014-0129 от 12.12.2016 (срок аренды с 01.01.2017 -31.12.2021г.);
- минитопочная для здания МФЦ (пгт. Богатые Сабы, ул. Тынычлык, 22) эксплуатируется по долгосрочному договору аренды муниципального имущества (срок аренды с 01.01.2019-31.12.2023г.);

Установленная суммарная мощность котельных 6,74 Гкал/час.

Присоединённая нагрузка составляет 2,46 Гкал/час.

Средняя загруженность котельных 36,5%.

Протяженность тепловых сетей составляет 3157,0 м в двухтрубном исчислении.

В соответствии с п.22. постановления Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» на расчетный период регулирования расчетный объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг), определяется в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, а в случае ее отсутствия - на основании программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. При отсутствии схемы теплоснабжения либо программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования или при отсутствии в указанных документах информации об объемах полезного отпуска тепловой энергии расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии определяется органом регулирования в соответствии с методическими указаниями.

Решением Совета Сабинского городского поселения Сабинского муниципального района от 31 августа 2012 г. №41 утверждена схема теплоснабжения Сабинского городского поселения. **В утверждённой схеме теплоснабжения статус единой теплоснабжающей организации не определен.**

При расчете тарифов на 2019 год выработка тепловой энергии принята в объеме 6818,4 Гкал с учетом следующих показателей:

- потери тепловой энергии приняты по предложению организации в объеме 383,9 Гкал (5,6%);
- полезный отпуск принят по предложению организации в объеме 6434,5 Гкал (94,4%), в т.ч.:
  - населению 482,1 Гкал (7,5%);
  - бюджетным потребителям 5742,6 Гкал (89,2%);
  - прочие потребители 209,8 Гкал (3,3%).

#### Баланс производства тепловой энергии

Наименование показателей	Факт 2017г.	Утверждено на 2018г.	Проект организации на 2019 г.	Утверждено на 2019г.	Отклонение к 2018г.(%)
<b>Выработка, Гкал</b>	6229,4	6698,4	6818,4	6818,4	101,8
Собственные нужды котельных	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>Потери, Гкал</b>	<b>371,8</b>	<b>383,9</b>	<b>383,9</b>	<b>383,9</b>	100,0
<b>Полезный отпуск, в т. ч.</b>	<b>5857,6</b>	<b>6314,5</b>	<b>6434,5</b>	<b>6434,5</b>	101,9
<i>Население</i>	562,1	482,1	482,1	482,1	100,0
<i>Бюджетные потребители</i>	5227,6	5701,0	5932,5	5742,6	100,7
<i>Прочие потребители</i>	67,9	131,4	19,8	209,8	159,7

Баланс тепловой энергии на 2019 год по котельным (Гкал)

№ п/п		Выработка тепловой энергии	Собственные нужды котельных	Потери в сетях	Полезный отпуск			
					Итого	население	бюджет	прочие
1	Объекты по Концессионному соглашению	3599,08	0,0	134,39	3464,69	0,0	3274,69	190,00
2	Котельная военного комиссариата	95,48	0,0	0,0	95,48	0,0	95,48	0,0
3	Минитопочная для здания МФЦ	183,85	0,0	0,0	183,85	0,0	183,85	0,0
4	Квартальная котельная	2940,01	0,0	249,51	2754,3	482,1	2188,53	19,84
	<b>ВСЕГО</b>	<b>6818,42</b>	<b>0,0</b>	<b>383,90</b>	<b>6434,52</b>	<b>482,10</b>	<b>5742,55</b>	<b>209,84</b>

**Распределение полезного отпуска по полугодиям на 2019 - 2023гг.:**

**1 полугодие – 3538,98 Гкал;**

**2 полугодие – 2895,54 Гкал.**

Баланс тепловой энергии на 2020-2023 года принят на уровне 2019года.

**По итогам финансово-хозяйственной деятельности** по виду деятельности «теплоснабжение» согласно отчетным данным за 2017 год предприятия получен убыток в сумме 1142,73 тыс. рублей. **Убыток** связан со снижением отпуска тепловой энергии потребителя на 2,6% и с превышением фактических расходов к утвержденным показателям 2017 года по следующим статьям:

- «топливо на технологические цели» на сумму 245,02 тыс. руб. или на 4,6%;
- «электроэнергия» на сумму 61,3 тыс. руб. или на 4,8%;
- «текущий ремонт» на сумму 117,94 тыс. руб. или на 25,8%;
- «общехозяйственные расходы» на сумму 391,88 тыс. руб. или 43,9%;

На 2019 год организацией заявлена и утверждена инвестиционная программа в соответствии с заключенным Концессионным соглашением.

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на тепловую энергию, при правильности подбора энергоснабжающей организацией исходной информации, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность данных несет организация.

**Необходимая валовая выручка (НВВ)** и проекты тарифов по представленному проекту организации на 2019 год составили:

НВВ, тыс. руб.	Проект тарифа на 1 полугодие, руб./Гкал	Откл. к уровню 2полугодия предшествующего года, %	Проект тарифа на 2 полугодие, руб./Гкал	Откл. к 1полугодию, %
13 136,56	1 905,60	100,0	2 207,77	115,85

Уполномоченным по делу об установлении тарифа на тепловую энергию, отпускаемую АО «Сабинское МПП ЖКХ», рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации,

постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», и Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э.

В соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 - 2023 годы, применяются следующие индексы-дефляторы:

	<i>2019 год</i>	<i>2020 год</i>	<i>2021 год</i>	<i>2022 год</i>	<i>2023 год</i>
Природный газ с 1 июля	101,4%	103,0%	103,0%	103,0%	103,0%
Электрическая энергия	103,0%	103,0%	103,0%	103,0%	103,0%
Индекс потребительских цен	104,6%	103,4%	104,0%	104,0%	104,0%
Индекс цен промышленных производителей	104,3%	104,2%	104,1%	104,4%	104,7%

Значения по статьям затрат АО «Сабинское МПП ЖКХ» с календарной разбивкой представлены в Приложение 1.

### Справочно:

**I. Расходы на приобретение энергетических ресурсов приняты в сумме 7530,77 тыс. руб., в том числе:**

**1. Расходы на топливо (газ природный) для технологических целей приняты в сумме 6010,48 тыс. рублей.**

Объем газа принят согласно техническому заключению в размере 927,40 тыс.м<sup>3</sup>. Среднегодовая цена газа на 2019 год принята, исходя из прогнозной оптовой цены газа, с учетом услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям и снабженческо-сбытовых услуг в соответствии с группой потребителей (котельные относятся к V и VI группам) в сумме 6481,01 руб./тыс.м<sup>3</sup> (с учетом НДС).

### Объем учтенного природного газа по объектам

	<b>Объекты теплоснабжения</b>	<b>1 полугодие 2019г.</b>	<b>2 полугодие 2019г.</b>	<b>Итого по году</b>
1	<i>По Концессионному соглашению</i>	225,85	184,76	410,61
2	<i>Котельная военного комиссариата</i>	8,42	6,32	14,74
	<i>Минитопочная для здания МФЦ</i>	15,85	12,46	28,31
3	<i>Квартальная котельная</i>	257,71	216,03	473,74
	<b>ВСЕГО</b>	<b>507,83</b>	<b>419,57</b>	<b>927,40</b>

**2. Расходы на электрическую энергию приняты в сумме 1501,90 тыс. руб., в том числе:**

- на технологические цели в сумме 1429,68 тыс. руб., объем электрической энергии учтен согласно техническому заключению в количестве 234,52 тыс. кВт.ч.; тариф учтен согласно факту за 9 месяцев 2018г. по первой ценовой категории среднего напряжения (СН2) с учетом индексации;

	Объекты теплоснабжения	1 полугодие 2019г.	2 полугодие 2019г.	Итого по году
1	<i>По Концессионному соглашению</i>	59,80	48,94	108,74
2	<i>Котельная военного комиссариата</i>	0,0	0,0	0,0
3	<i>Минитопочная для здания МФЦ</i>	3,50	2,88	6,38
4	<i>Квартальная котельная</i>	59,30	60,10	119,40
	<b>ВСЕГО</b>	<b>122,60</b>	<b>111,92</b>	<b>234,52</b>

- на общехозяйственные цели в сумме 72,22 тыс. руб., объем энергии учтен по предложению организации в размере 10,79 тыс. кВт.ч.; тариф учтен согласно факту за 9 месяцев 2018г. по первой ценовой категории низкого напряжения (НН).

**3. Расходы на воду для технологических целей** с учетом индексации с 1 июля 2019 года приняты в сумме 18,39 тыс. рублей.

Объем воды принят согласно техническому заключению в размере 663 м<sup>3</sup>.

**II. Операционные (подконтрольные) расходы** на первый год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень операционных расходов) **приняты в сумме 3395,26 тыс. руб.,** в том числе:

Параметры расчета расходов	Единица измерения	Долгосрочный период регулирования
		2019 год
<b>Операционные (подконтрольные) расходы, в т.ч.:</b>	тыс. руб.	<b>3 395,26</b>
<i>по концессионному соглашению</i>	тыс. руб.	2003,44
<i>по котельной военного комиссариата</i>	тыс. руб.	76,57
<i>по минитопочной для здания МФЦ</i>	тыс. руб.	98,87
<i>по квартальной котельной</i>	тыс. руб.	1216,38

**1. Расходы на сырье и материалы** приняты в сумме **49,11 тыс. руб.,** учтены следующие расходы:

- вспомогательные материалы приняты на уровне 2018 года с учетом индексации в сумме 13,14 тыс. руб.;

- расходы на услуги водоотведения с учетом индексации с 1 июля 2019 года приняты в сумме 35,96 тыс. руб. Объем стоков принят по предложению организации в количестве 0,663 тыс.м<sup>3</sup>.

**2. Фонд оплаты труда производственных рабочих** принят согласно фактическим данным за 1 полугодие 2018 года с учетом индексации в сумме **1159,00 тыс. рублей.**

К расчету принята численность производственного персонала в количестве 8-ми штатных единиц, среднемесячная заработная плата составит 12072,90 руб.

**3. Расходы на ремонт** приняты (материалы для текущего ремонта) в сумме 489,75 тыс. рублей.

**4. Общепроизводственные (цеховые) расходы** приняты в сумме **877,57 тыс. руб.,** учтены следующие расходы:

- расходы на охрану труда приняты по предложению организации с учетом индексации в сумме 10,99 тыс. руб.;

- прочие общепроизводственные расходы учтены с учетом в сумме 866,58 тыс. рублей.

	тыс.руб.
Услуги собственного автотранспорта	131,42
Автотранспортные услуги сторонними организациями	6,68
Подготовка кадров	14,85
Техническое обслуживание газового хозяйства	92,63
Техническое обслуживание систем диспетчеризации	365,32
Техническое обслуживание КИПиА	54,93
Периодическая проверка приборов, дымоходов, вент.каналов	117,81
Электроизмерение	14,45
Режимная наладка	54,49
Услуги связи	9,76
Страхование автотранспорта	4,24
Итого	866,58

**5. Общехозяйственные расходы приняты в сумме 819,82 тыс. руб., в том числе:**

- фонд оплаты труда АУП принят в сумме 482,02 тыс. руб.;
- затраты на ремонт 7,13 тыс. руб.;
- прочие общехозяйственные расходы приняты в сумме 330,68 тыс. руб., в том числе:

	тыс.руб.
Лицензии на пользование цифровой подписью	4,50
Услуги связи (телефон, интернет, сотовая связь)	37,54
Канц. товары, почтово-телеграф. расходы, подписка	38,82
Материалы	26,33
Юридическо-консультационные услуги	66,47
Вневедомственная охрана	1,75
Страхование автотранспорта	5,90
Дератизационные услуги	2,56
Командировочные	4,37
Наладка оргтехники, заправка картриджей	8,37
Ведение реестра	2,61
Услуги собственного автотранспорта (в т.ч. ГСМ, запчасти)	116,60
Охрана труда	8,92
Подготовка кадров	5,94
Итого	330,68

**III. Неподконтрольные расходы приняты в сумме 1279,22 тыс. руб., в том числе:**

1. Амортизационные отчисления от оборудования приняты по предложению организации в сумме 443,78 тыс. руб., в том числе:

- от основного производственного оборудования 356,68 тыс. руб.;
- от общехозяйственного оборудования 87,10 тыс. руб.;

2. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 30,2% от фонда оплаты труда:

- от ФОТ ППП в сумме 350,02 тыс. руб.;

- от ФОТ АУП в сумме 145,57 тыс. руб.;

3. Арендная плата учтена в сумме 30,48 тыс. руб., в том числе:

По долгосрочному договору аренды муниципального имущества (по котельной военного комиссариата)	11,23
По долгосрочному договору аренды муниципального имущества (по минитопочной для здания МФЦ)	19,25
<b>Итого</b>	<b>30,48</b>

5. Плата за предельно допустимые выбросы принята по предложению организации в сумме 30,40 тыс. руб.;

6. Средства на страхование в сумме 9,85 тыс. руб.;

7. Транспортный налог принят в сумме 30,70 тыс. руб. по факту организации за 2017 год;

8. Земельный налог принят согласно факту в сумме 47,42 тыс. руб.;

9. Налог при упрощенной системе налогообложения принят в сумме 124,00 тыс. руб.;

10. Внебюджетные расходы приняты в сумме 67,00 тыс. руб. учтены услуги банка.

**IV.** Нормативная прибыль на 2019 год принята в соответствии с пунктом 74 «Основ ценообразования в сфере теплоснабжения», утвержденных постановлением правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075, в сумме **218,43 тыс. руб.** в строгом соответствии с утвержденной инвестиционной программой (приказ Госкомитета от 24.10.2018 №303):

**Величина годовой НВВ** на первый период долгосрочного регулирования (на 2019 год) для расчета тарифов принята в сумме **12 423,68 тыс. руб.**, в т.ч.:

По Концессионному соглашению	6068,94
По долгосрочному договору аренды муниципального имущества (по котельной военного комиссариата)	196,81
По долгосрочному договору аренды муниципального имущества (по минитопочной для здания МФЦ)	367,61

1. Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов на долгосрочный период регулирования:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на топливо	6010,48	6138,47	6322,62	6512,30	6707,67
2	Расходы на электроэнергию	1501,90	1546,96	1593,37	1641,17	1690,40
3	Расходы на холодную воду	18,39	19,02	19,78	20,57	21,40
4	<b>ИТОГО</b>	<b>7530,77</b>	<b>7704,45</b>	<b>7935,77</b>	<b>8174,04</b>	<b>8419,47</b>

2. Операционные (подконтрольные) расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования приняты в соответствии с Методическими указаниями:

Параметры расчета расходов	Единица измерения	Долгосрочный период регулирования				
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	3395,26	3475,59	3578,47	3684,39	3793,45
Рост	%		102,4	103,0	103,0	103,0

Для расчета долгосрочных параметров методом индексации установленных тарифов необходимая валовая выручка определяется на основе долгосрочных параметров регулирования.

№	Долгосрочные параметры регулирования	Ед. изм.	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Плановые показатели надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения							
1	Базовый уровень операционных расходов	тыс. руб.	3395,26	x	x	x	x
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	1	1	1	1	1
4	Уровень надежности теплоснабжения						
4.1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей.	Ед.	0	0	0	0	0
4.2	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед.	0	0	0	0	0
5.	Показатели энергетической эффективности						
5.1	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7
5.2	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м²	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
5.3	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Гкал/год	383,90	383,90	383,90	383,90	383,90

Индекс эффективности операционных расходов принят в размере 1%.

3. Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов:

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, топлива, холодной воды	7530,77	7704,45	7935,77	8174,04	8419,47
2	Операционные (подконтрольные) расходы	3395,26	3475,59	3578,47	3684,39	3793,45

№ п/п	Наименование расхода	Долгосрочный период регулирования				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
3	Неподконтрольные расходы	1279,22	1224,94	1241,96	1226,94	1245,86
4	Нормативная прибыль по Концессионному соглашению,	218,43	-	-	-	-
5	<b>ИТОГО необходимая валовая выручка (производство тепловой энергии)</b>	12423,68	12471,98	12823,20	13152,37	13525,78

Предлагается установить тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям АО «Сабинское МПП ЖКХ»:

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал (без учета НДС)	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал (без учета НДС)	Отклонение к 1 полугодию
2019	1905,60	100,0%	1961,57	102,9%
2020	1938,29	98,8%	1938,29	100,0%
2021	1938,29	100,0%	2059,59	106,3%
2022	2044,03	99,2%	2044,03	100,0%
2023	2044,03	100,0%	2172,99	106,3%

**Тарифы для населения:**

Год	Тариф 1 полугодия, руб./Гкал (с учетом НДС)	Отклонение к уровню 2 полугодия предшествующего года	Тариф 2 полугодия, руб./Гкал (с учетом НДС)	Отклонение к 1 полугодию
2019	1905,60	100,0%	1961,57	102,9%
2020	1938,29	98,8%	1938,29	100,0%
2021	1938,29	100,0%	2059,59	106,3%
2022	2044,03	99,2%	2044,03	100,0%
2023	2044,03	100,0%	2172,99	106,3%

Смета расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии  
АО «Сабинское МПП ЖКХ»

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утв. на 2018г.	Предложение организации		Утверждено органом регулирования					
				на 2019г.	Откл. к 2018г. %	2019г.	Откл. к 2018г. %	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
<b>1</b>	<b>Является ли организация плательщиком НДС</b>	<b>да, нет</b>	<b>нет</b>	<b>нет</b>		<b>нет</b>		<b>нет</b>	<b>нет</b>	<b>нет</b>	<b>нет</b>
2	Выработано	Гкал	6 698,42	6 818,42	101,8	6 818,42	101,8	6 818,42	6 818,42	6 818,42	6 818,42
3	Собственные нужды котельных	Гкал	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>5</b>	<b>Потери</b>	<b>Гкал</b>	<b>383,90</b>	<b>383,90</b>	<b>100,0</b>	<b>383,90</b>	<b>100,0</b>	<b>383,90</b>	<b>383,90</b>	<b>383,90</b>	<b>383,90</b>
<b>6</b>	<b>Полезный отпуск тепловой энергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>6 314,52</b>	<b>6 434,52</b>	<b>101,9</b>	<b>6 434,52</b>	<b>101,9</b>	<b>6 434,52</b>	<b>6 434,52</b>	<b>6 434,52</b>	<b>6 434,52</b>
6.1	Горячая вода, в том числе:	Гкал	6 314,52	6 434,52	101,9	6 434,52	101,9	6 434,52	6 434,52	6 434,52	6 434,52
6.1.2	население	Гкал	482,13	482,13	100,0	482,13	100,0	482,13	482,13	482,13	482,13
6.1.3	бюджет	Гкал	5 700,97	5 932,55	104,1	5 742,55	100,7	5 742,55	5 742,55	5 742,55	5 742,55
6.1.4	прочие	Гкал	131,42	19,84	15,1	209,84	159,7	209,84	209,84	209,84	209,84
<b>1</b>	<b>Расходы на приобретение энергоресурсов</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>7 170,23</b>	<b>8 189,73</b>	<b>114,2</b>	<b>7 530,77</b>	<b>105,0</b>	<b>7 704,45</b>	<b>7 935,77</b>	<b>8 174,04</b>	<b>8 419,47</b>
<b>7</b>	<b>Топливо на технологические цели, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>5 740,81</b>	<b>6 463,11</b>	<b>112,6</b>	<b>6 010,48</b>	<b>104,7</b>	<b>6 138,47</b>	<b>6 322,62</b>	<b>6 512,30</b>	<b>6 707,67</b>
7.1	Газ природный	тыс.руб.	5 740,81	6 463,11	112,6	6 010,48	104,7	6 138,47	6 322,62	6 512,30	6 707,67
7.1.1	Объем газа	тыс.м3	918,63	1 001,52	109,0	927,40	101,0	927,40	927,40	927,40	927,40
7.1.2	Цена газа	руб.тыс.м3	6 249,34	6 453,31	103,3	6 481,01	103,7	6 619,01	6 817,58	7 022,11	7 232,77
	удельный расход	кг у.т./Гкал	155,0	166,0		153,7					
<b>8</b>	<b>Электроэнергия</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>1 407,98</b>	<b>1 703,92</b>	<b>121,0</b>	<b>1 501,90</b>	<b>106,7</b>	<b>1 546,96</b>	<b>1 593,37</b>	<b>1 641,17</b>	<b>1 690,40</b>
8.1	Электроэнергия на технологические цели	тыс.руб.	1 341,28	1 628,43	121,4	1 429,68	106,6	1 472,57	1 516,75	1 562,25	1 609,12
8.1.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	224,92	255,42	113,6	234,52	104,3	234,52	234,52	234,52	234,52
8.1.2	Тариф	руб./кВт.ч.	5,96	6,38	106,9	6,10	102,2	6,28	6,47	6,66	6,86
	удельный расход		33,58	37,46		34,40					
8.3	Электроэнергия (общехоз.)	тыс.руб.	66,70	75,48	113,2	72,22	108,3	74,39	76,62	78,92	81,28
8.3.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	10,78	10,78	100,0	10,79	100,1	10,79	10,79	10,79	10,79
8.3.2	Тариф	руб./кВт.ч.	6,19	7,00	113,2	6,69	108,2	6,89	7,10	7,31	7,53
<b>9</b>	<b>Вода на технологические цели</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>21,44</b>	<b>22,71</b>	<b>105,9</b>	<b>18,39</b>	<b>85,7</b>	<b>19,02</b>	<b>19,78</b>	<b>20,57</b>	<b>21,40</b>
9.1	объем воды	тыс.м3	0,80	0,82	102,1	0,663	83,1	0,66	0,66	0,66	0,66
9.2	Тариф	руб.м3	26,87	27,85	103,7	27,73	103,2	28,69	29,84	31,03	32,27
<b>11</b>	<b>Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования</b>			<b>1,040</b>		<b>1,046</b>		<b>1,034</b>	<b>1,040</b>	<b>1,040</b>	<b>1,040</b>

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утв. на 2018г.	Предложение организации		Утверждено органом регулирования					
				на 2019г.	Откл. к 2018г. %	2019г.	Откл. к 2018г. %	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
	<b>(ИПЦ)</b>										
<b>12</b>	<b>Индекс эффективности операционных расходов (ИР)</b>			<b>1,000</b>		<b>1,000</b>		<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>
<b>13</b>	<b>Индекс изменения количества активов (ИКА)</b>			<b>0,000</b>		<b>0,000</b>		<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
<b>14</b>	<b>Количество условных единиц, относительно к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности</b>			<b>0,000</b>		<b>0,000</b>		<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
<b>15</b>	<b>Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии</b>			<b>6,718</b>		<b>6,739</b>		<b>6,739</b>	<b>6,739</b>	<b>6,739</b>	<b>6,739</b>
<b>16</b>	<b>Коэффициент эластичности затрат по посту активов</b>			<b>0,750</b>		<b>0,750</b>		<b>0,750</b>	<b>0,750</b>	<b>0,750</b>	<b>0,750</b>
<b>II</b>	<b>Операционные (подконтрольные) расходы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>3 155,75</b>	<b>3 429,73</b>	<i>108,7</i>	<b>3 395,26</b>	<i>107,6</i>	<b>3 475,59</b>	<b>3 578,47</b>	<b>3 684,39</b>	<b>3 793,45</b>
<b>17</b>	<b>Сырье, основные материалы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>52,72</b>	<b>57,37</b>	<i>108,8</i>	<b>49,11</b>	<i>93,1</i>				
17.1	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	12,39	12,95	<i>104,5</i>	13,14	<i>106,0</i>				
17.2	Водоотведение	тыс.руб.	40,33	44,41	<i>110,1</i>	35,96	<i>89,2</i>				
17.2.1	объем стоков	тыс.м3	0,80	0,82	<i>101,9</i>	0,663	<i>82,9</i>				
17.2.2	тариф	руб.м3	50,41	54,48	<i>108,1</i>	54,24	<i>107,6</i>				
<b>18</b>	<b>Основная и доп. оплата труда производ. рабочих</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>1 050,59</b>	<b>1 092,61</b>	<i>104,0</i>	<b>1 159,00</b>	<i>110,3</i>				
<b>19</b>	<b>Затраты на ремонт</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>469,56</b>	<b>490,69</b>	<i>104,5</i>	<b>489,75</b>	<i>104,3</i>				
19.1	материалы	тыс.руб.	469,56	490,69	<i>104,5</i>	489,75	<i>104,3</i>				
<b>21</b>	<b>Общепроизводственные (цеховые) расходы, в т.ч.:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>838,07</b>	<b>875,79</b>	<i>104,5</i>	<b>877,57</b>	<i>104,7</i>				
21.4	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	10,36	10,82	<i>104,5</i>	10,99	<i>106,1</i>				
21.5	Прочие расходы	тыс.руб.	827,72	864,96	<i>104,5</i>	866,58	<i>104,7</i>				
<b>22</b>	<b>Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>744,80</b>	<b>913,27</b>	<i>122,6</i>	<b>819,82</b>	<i>110,1</i>				
22.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	460,82	479,25	<i>104,0</i>	482,02	<i>104,6</i>				
22.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	12,61	13,54	<i>107,4</i>	7,13	<i>56,5</i>				
22.5	Прочие расходы	тыс.руб.	271,37	420,48	<i>154,9</i>	330,68	<i>121,9</i>				
<b>III</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в том числе:</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>1 128,14</b>	<b>1 224,62</b>	<i>108,6</i>	<b>1 279,22</b>	<i>113,4</i>	<b>1 224,94</b>	<b>1 241,96</b>	<b>1 226,94</b>	<b>1 245,86</b>

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Утв. на 2018г.	Предложение организации		Утверждено органом регулирования					
				на 2019г.	Откл. к 2018г. %	2019г.	Откл. к 2018г. %	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
23	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	356,68	356,68	100,0	356,68	100,0	356,68	356,68	356,68	356,68
25	Амортизация (общехозяйственное оборудование)	тыс.руб.	87,10	87,10	100,0	87,10	100,0	87,10	87,10	87,10	87,10
26	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	317,28	329,97	104,0	350,02	110,3	358,30	368,91	379,83	391,07
28	Отчисления на соц. Нужды (АУП)	тыс.руб.	139,17	144,73	104,0	145,57	104,6	149,01	153,42	157,97	162,64
29	Аренда (лизинг) основных производственных фондов	тыс.руб.	0,00	11,23	0,0	30,48	0,0	30,48	30,48	0,00	0,00
30	Аренда (лизинг) иного оборудования (имущества)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
31	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс.руб.	30,40	30,40	100,0	30,40	100,0	30,40	30,40	30,40	30,40
32	Средства на страхование	тыс.руб.	9,00	9,00	100,0	9,85	109,4	9,85	9,85	9,85	9,85
33	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), в том числе:	тыс.руб.	188,51	188,51	100,0	202,12	107,2	203,12	205,12	205,12	208,12
34.1	транспортный налог	тыс.руб.	28,50	28,50	100,0	30,70	107,7	30,70	30,70	30,70	30,70
34.2	земельный налог	тыс.руб.	41,21	41,21	100,0	47,42	115,1	47,42	47,42	47,42	47,42
34.3	налог на имущество	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
34.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс.руб.	118,80	118,80	100,0	124,00	104,4	125,00	127,00	127,00	130,00
35	Внереализационные расходы	тыс.руб.	67,00	67,00	100,0	67,00	100,0	67,00	67,00	67,00	67,00
36	Прибыль, в том числе	тыс.руб.	292,47	292,47	100,0	218,43	74,7	0,00	0,00	0,00	0,00
36.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	292,47	292,47	100,0	218,43	74,7	0,00	0,00	0,00	0,00
39	НВВ (годовой)	тыс.руб.	11 813,59	13 136,56	111,2	12 423,68	105,2	12 471,98	12 823,20	13 152,37	13 525,78
39.1	НВВ (I-го полугодия)	тыс.руб.	6 424,65	6 743,87		6 743,88		6 859,57	6 859,58	7 233,79	7 233,79
39.2	НВВ (II-го полугодия)	тыс.руб.	5 388,95	6 392,69		5 679,79		5 612,41	5 963,62	5 918,58	6 291,99
40	Тариф (среднегодовой)	руб./Гкал	1 870,86	2 041,58	109,1%	1 930,79	103,2%	1 938,29	1 992,88	2 044,03	2 102,06
40.1	Тариф (I-го полугодия)	руб./Гкал	1 842,69	1 905,60	100,0%	1 905,60	100,0%	1 938,29	1 938,29	2 044,03	2 044,03
40.2	Тариф (II-го полугодия)	руб./Гкал	1 905,60	2 207,77	115,9%	1 961,57	102,9%	1 938,29	2 059,59	2 044,03	2 172,99

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

О корректировке долгосрочных индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями  
ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина и ОАО «Сетевая компания»  
на 2019 год

В Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) письмом от 20.04.2018 № 271/09-34 (Вх. № 2504 от 28.04.2018) поступило заявление ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина (далее - ПАО «Татнефть») об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год.

ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина расположено по адресу: ул. Ленина, 75, г.Альметьевск, РТ, 423450. (ИНН 1644003838).

Руководитель организации – генеральный директор Маганов Наиль Ульфатович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э)

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 08.06.2015 № 3-6/э, от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для ПАО «Татнефть» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,34193	38 985,15	178,70

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,34908	38 985,15	185,85

ПАО «Татнефть» письмом от 20.04.2018 № 271/09-34 (Вх. № 2504 от 28.04.2018) обратилось в Госкомитет с заявлением об установлении тарифов по передаче электрической энергии на 2019 год со следующим предложением:

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,01773	190 538,61	204,93

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,96871	190 538,61	204,94

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются на основе долгосрочных параметров регулирования на **2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для ПАО «Татнефть» установлены следующие долгосрочные параметры, таблица 1:

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности и реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализации услуг товаров (услуг)	Уровень качества осуществления технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	140,289	1	75	6,08	7,50	0,32	1,84	1,940	1,002	0
2016	х	1	75	6,08	7,50	0,32	1,84	1,911	0,987	0
2017	х	1	75	6,08	7,50	0,32	1,84	1,883	0,972	0
2018	х	1	75	6,08	7,50	0,32	1,84	1,854	0,958	0
2019	х	1	75	6,08	7,50	0,32	1,84	1,827	0,943	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение которого они не пересматриваются.

**Объекты электросетевого хозяйства организации.**

ПАО «Татнефть» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- подстанция 110-150 кВ – 42 шт.;
- подстанция 35 кВ – 271 шт.;
- силовые трансформаторы 110-150 кВ – 68 шт.;
- силовые трансформаторы 35 кВ – 423 шт.;
- силовые трансформаторы 1-20 кВ – 971 шт.;
- мачтовая столбовая ТП 1-20 кВ – 16 818 шт.;
- однострансформаторная ТП, КТП 1-20 кВ – 656 шт.;
- двухтрансформаторная ТП, КТП 1-20 кВ – 42 шт.;
- воздушные линии 220 кВ – 4444,08 км.;
- воздушные линии 110-150 кВ – 531,96 км.;
- воздушные линии 35 кВ – 1 521,6 км.;
- воздушные линии 1-20 кВ – 14 390,20 км.;
- воздушные линии 0,4 кВ – 68,20 км.;
- кабельные линии до 20 -35 кВ – 0,68 км.;
- кабельные линии до 3-10 кВ – 321,8 км.;
- кабельные линии до 1 кВ – 1 147,49 км.

Электрооборудование ПАО «Татнефть» на 2019 год по заявлению организации составит 216 708,91 у.е.

Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная ПАО «Татнефть» (таблица № П2.1 и таблица № П2.2), не согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

Увеличение у.е. связано с вводом в 2018 году новых энергообъектов:

- две понизительные подстанции 110/35/10 кВ (с двумя трансформаторами в каждой, общее количество элегазовых выключателей – 8 шт.);
- линии электропередач: ВЛ 110кВ – 19,2 км, ВЛ 35кВ – 12,5 км.

Документы, подтверждающие учет ввода объектов основных средств: инвентарные карточки, акты ввода в эксплуатацию, акты и приеме-передаче, схемы электроснабжения представлены ПАО «Татнефть» письмом от 31.10.2018 № 174323/14-16 (Вх.№ 6131 от 07.11.2018).

Изучив и проанализировав указанные документы, Госкомитет принимает у.е. на 2019 год в количестве 204 185,57 у.е.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Данные, приведенные в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

Госкомитетом направлялся запрос о предоставлении дополнительных материалов письмом от 10.11.2017 № 2-31/3266.

Дополнительные материалы были представлены в Госкомитет письмом от 08.11.2017 № 989/09-34.

## **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулирующую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для ПАО «Татнефть» является не основным видом деятельности.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года согласно бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) прибыль в целом по предприятию ПАО «Татнефть» составила 100 022 216 тыс.руб. От регулируемой деятельности (передача электрической энергии по распределительным сетям) организацией получен убыток в размере 401 893 тыс.руб. Убыток обусловлен понесением организацией расходов непринятых Госкомитетом, так как отсутствует необходимость и экономическая обоснованность, а также необоснованным завышением статей учтенных затрат.

## **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

ПАО «Татнефть» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4) и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), не согласованные соответственно с котлодержателем ОАО «Сетевая компания» и гарантийным поставщиком АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 год составит 2 260,02 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям 2 091,66 млн.кВт.ч, потери – 168,36 млн.кВт.ч. (7,45 %).

Согласно предоставленной ПАО «Татнефть» структуры полезного отпуска электрической энергии по группам потребителей (форма П.1.6), прогнозный объем полезного отпуска всего по организации составит 5 974,14 млн.кВтч, из них отпуск субабонентам – 2 091,66 млн.кВтч.

Согласно п.20 Основ ценообразования, доля на субабонентов рассчитывается от отпуска (передачи) электрической энергии, то есть от объемов, переданных субабонентам. Таким образом, доля на субабонентов на 2019 год составит 35,01 %.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п. 38 Основ ценообразования для территориальных сетевых организаций используется величина потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенная органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на каждый год долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой

организации исходя из уровня потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенного органа исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, и величины планового отпуска электрической энергии в сеть. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	2 257,54	2 169,76	444,52	181,24	3,08
Потери, млн.кВт ч	165,88	131,90	33,34	0,58	0,06
Потери установленные, %	7,35	6,08	7,50	0,32	1,84
Полезный отпуск, млн.кВт ч	2 091,66	1 648,71	262,33	177,60	3,02

Величина поступления электрической энергии в сеть ПАО «Татнефть» на субабонентов на 2019 год составит 2 257,54 млн.кВтч., с ростом на 128,98 % от факта 2017 года (985,93 млн.кВт.ч.) и на 1,39 % от установленной Госкомитетом величины на 2018 год (2 226,58 млн.кВт.ч.).

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, величина потерь по электрическим сетям ПАО «Татнефть» на 2019 год составит 165,88 млн.кВтч.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	883,41	912,83	2 064,61	2 091,66
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	118,77	720,37	720,37	871,57
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	77,32	73,10	161,97	165,88

Рост полезного отпуска электрической энергии связан в связи с появлением 74 новых субабонентов (1 789 потребителей в 2018 году, 1 863 потребителя на 2019 год).

Рост заявленной мощности на 2019 год от принятой Госкомитетом величины на 2018 год связано в частности с вводом в эксплуатацию энергоустановки абонента АО «Танеко» (ГПП-3 220/6кВ), подключенного к сетям организации.

## Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Наименование	Установлено	Факт	Экономически обоснованная величина
1.	<i>Подконтрольные расходы, в том числе:</i>	<i>154 645,94</i>	<i>359 993,5</i>	<i>139 923,04</i>
1.1.	- ремонт основных фондов	0	60 786,40	0
1.2.	- работы и услуги производственного характера (эксплуатация электроустановок)	146 053,21	221 223,40	114 991,43
1.3.	- работы и услуги непроизводственного характера	0	1 126,20	0
1.4.	- прочие затраты	8 592,73	76 857,50	24 931,61
2.	<i>Неподконтрольные расходы, в том числе:</i>	<i>41 001,00</i>	<i>310 477,70</i>	<i>41 001,00</i>
2.1.	- амортизация основных средств	33 773,71	260 120,50	33 773,71
2.2.	- налог на имущество	6 193,84	49 195,34	6 193,84
2.3.	- арендная плата	481,28	578,10	481,28
2.4.	- налог на землю	552,17	583,76	552,17
<b>Итого:</b>		<b>195 646,94</b>	<b>670 471,20</b>	<b>180 924,04</b>

## 1). Подконтрольные расходы.

1.1). Расходы по статье «Ремонт основных фондов» Госкомитет считает экономически необоснованными, так как организация выполняет ремонтные работы подрядным способом путем заключения договоров со сторонними организациями. Расходы на выполнение ремонтных работ подрядным способом учтены Госкомитетом в статье «Работы и услуги производственного характера». Ремонты собственными силами организацией не производятся.

1.2). С целью анализа затрат по статье «Работы и услуги производственного характера» Госкомитетом были проанализированы акты выполненных работ; договора на эксплуатацию электроустановок; договора на техническое обслуживание, текущий ремонт электрооборудования и электроустановок за 2017 год. Экономически обоснованная величина по данной статье согласно представленным документам составила 114 991,43 тыс.руб.

1.3). В работы и услуги непроизводственного характера включено страхование энергоустановок. В связи с тем, что данные расходы не относятся к передаче электрической энергии, затраты по данной статье Госкомитетом не приняты.

1.4). Статья «Прочие затраты» включает в себя общехозяйственные расходы, расходы на топливо, услуги связи, обучение персонала, командировки пр. Согласно представленной в тарифном деле документации, фактические затраты по данной статье составили 24 931,61 тыс.руб. В качестве экономически обоснованной величины Госкомитет принимает данную сумму, подтвержденную документально.

2). Анализ неподконтрольных расходов приведен в разделе 4.3.2. экспертного заключения.

**4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям ПАО «Татнефть» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат в нижеуказанных размерах.

#### **4.1. Подконтрольные расходы**

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **159 522,63 тыс.руб.** в том числе:

1). работы и услуги производственного характера (эксплуатация электроустановок) – 150 658,93 тыс.руб.;

2). прочие расходы – 8 863,70 тыс.руб.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6 %;

- индекс изменения количества активов на 2019 год составил 0,002, который рассчитанный исходя из изменения количества у.е.

- 204 185,57 у.е. на 2019 году;

- 203 735,91 у.е. в 2018 году;

- индекса эффективности подконтрольных расходов – 1%.

-коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,037.

Таким образом подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **165 465,50 тыс.руб.** ( $=159\,522,63 \cdot 1,037$ ), в том числе:

1). работы и услуги производственного характера (эксплуатация электроустановок) – 156 271,60 тыс.руб.;

2). прочие расходы – 9 193,91 тыс.руб.

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы на 2019 год составят 918 602,09 тыс.руб., в том числе:

1). амортизация основных средств – 792 076,03 тыс.руб.;

2). налог на имущество – 125 458,01 тыс.руб.;

3). арендная плата – 484,90 тыс.руб.;

4). налог на землю – 583,15 тыс.руб.

4.2.1. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 792 076,03 тыс.руб.

Госкомитетом был проведен расчет амортизации на 2019 год согласно представленной в тарифном деле ведомости амортизации основных средств, участвующих в передаче электрической энергии.

При расчете Госкомитетом учтены максимальные сроки полезного использования основных средств организации по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

Таким образом, амортизация на 2019 год с учетом доли на субабонентов составила 258 238,29 тыс.руб.

Также отмечаем, что из принятой величины исключена амортизация части ВЛ-220 кВ «ПС КАМА-500-Комплекс» в размере 57 863,87 тыс.руб. в связи с тем, что данные расходы включены в договор предоставления права ограниченного пользования (сервитут) и будут оплачены ОАО «Сетевая компания».

4.2.2. Налог на имущество заявлен организацией в размере 125 458,01 тыс.руб.

Исходя из расчета среднегодовой стоимости основных фондов и налоговой ставки по электроэнергетическому оборудованию налог на имущество принят Госкомитетом в размере 78 896,85 тыс.руб.

К расчету применен аналогичный подход по исключению налоговых выплат части ВЛ-220 кВ «ПС КАМА-500-Комплекс» в размере 2 980,78 тыс.руб. (аналогично п.4.2.1.).

4.2.3. Налог на землю принят Госкомитетом по предложению предприятия в размере 583,15 тыс.руб. (согласно представленной в тарифном деле налоговой декларации по налогу на имущество).

4.2.4. Арендная плата заявлена организацией в размере 484,90 тыс.руб. на основании представленных действующих договоров аренды электрооборудования организации ООО «Татнефть – Актив» сроком до 31.12.2019.

Арендная плата по ПАО «Татнефть» на 2019 год принята Госкомитетом в размере 111,409 тыс.руб. Расчет произведен в соответствии с Основами ценообразования (учтены амортизация и налог на имущество).

При расчете арендной платы были исключены рентабельность, коэффициент страхования, коэффициент регулятор. Таким образом, арендная плата с учетом доли на субабонентов (35,01 %) принята:

- по договору от 26.10.2018 № 31 Ак-19 в размере 15,094 тыс.руб.;
- по договору от 26.10.2018 № 36 АК-19 в размере 17,528 тыс.руб.;
- по договору от 26.10.2018 № 69 АК-19 в размере 8,398 тыс.руб.;
- по договору от 26.10.2018 № 72 АК-19 в размере 14,522 тыс.руб.;
- по договору от 26.10.2018 № 85 АК-19 в размере 26,112 тыс.руб.;
- по договору от 26.10.2018 № 89 Ак-19 в размере 29,755 тыс.руб.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 337 829,70 тыс.руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

**4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов (ΔПР<sub>2019</sub>).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}^{\text{уст}}_{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}^{\Phi}_{2017}) - \text{ПР}^{\text{уст}}_{2017} = 149\,195,82 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0,00) - 154\,645,94 = -1\,477,04 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}^{\text{уст}}_{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году, тыс.руб. (149 195,82);

$\text{ПР}^{\text{уст}}_{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году, тыс.руб. (154 645,94);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году (3,7 %);

$K_{\text{эл}}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$\text{ИКА}^{\Phi}_{2017}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКА}^{\Phi}_{2017} = (\text{УЕ}^{\Phi}_{2017} - \text{УЕ}^{\Phi}_{2016}) / \text{УЕ}^{\Phi}_{2016} = (202\,446,38 - 202\,446,38) / 202\,446,38 = 0,00,$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов (согласно данным, утвержденным Госкомитетом на 2016 и 2017 года) составила:

**- 1 477,04 тыс.руб.**

#### **4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{НР}_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}^{\text{расх.факт.}}_{2017} - \text{НР}^{\text{расх.план}}_{2017} = 41\,001,00 - 41\,001,00 = 0,00 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{НР}^{\text{расх.факт.}}_{2017}$ ,  $\text{НР}^{\text{расх.план}}_{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году, тыс.руб. (таблица 4):

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>41 001,00</b>	<b>310 477,71</b>	<b>41 001,00</b>
<b>1.1.</b>	Амортизация основных средств	33 773,71	260 120,50	33 773,71
<b>1.2.</b>	Налог на имущество	6 193,84	49 195,34	6 193,84
<b>1.3.</b>	Плата за землю	552,17	583,76	552,17
<b>1.4.</b>	Аренда	481,28	578,11	481,28
<b>2.</b>	Доля на субабонентов, %	18,76 %	17,94 %	17,94 %
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт, признанный ГКРТТ – утверждено)		<b>0,00</b>		

В качестве экономически обоснованных величин затрат неподконтрольных расходов Госкомитет принимает величины, утвержденные в тарифе на 2017 год.

Исходя из изложенного, корректировка неподконтрольных расходов составила: **0,00 тыс.руб.**

**4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{2019} &= (\mathcal{E}_{\text{отп.ф}}^{2017} - \mathcal{E}_{\text{отп}}^{2017}) * \text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} * \alpha_{2017} + \mathcal{E}_{\text{отп}}^{2017} * (\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} - \text{ЦП}_{2017}) * \\ \alpha_{2017} &= (985,93 - 883,94) * 2\,301,19 * 8,85 \% + 883,94 * (2\,301,19 - 1\,997,24) * 8,85 \% \\ &= 44\,549,53 \text{ тыс.руб.}; \end{aligned}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{отп.ф}}^{2017}$  – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (985,93, согласно фактическим данным полезного отпуска на субабонентов и фактического объема купленной электроэнергии для компенсации потерь по договорам с АО «Татэнергосбыт»);

$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{2017}$  – прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2017 год (883,94, согласно принятым Госкомитетом величин на 2017 год);

$\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017}$  – фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году (2 301,19).

Необходимо отметить, что в 2017 году ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина осуществляло покупку потерь у АО «Татэнергосбыт».

$\text{ЦП}_{2017}$  – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 997,24 согласно принятой Госкомитетом величине на 2017 год);

$\alpha_{2017}$  – величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (8,85 %).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: **44 549,53 тыс.руб.**

**4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В<sub>2019</sub><sup>коррИП</sup>).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ПАО «Татнефть» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

**4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 195\,646,94 - 195\,646,94 = 0,00 \text{ тыс.руб.}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная Госкомитетом на 2017 год (195 646,94 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\text{ф}2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (195 646,94 тыс.руб.).

Таблица 5. Расчет фактической выручки на содержание электрических сетей

№ п/п	Показатель	тыс.руб.
1.	Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год	372 557,41
2.	Фактическая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии за 2017 год	176 910,47
3.	Фактическая выручка на содержание электрических сетей ( $\text{НВВ}_{\text{ф}2017} = \text{п.1.} - \text{п.2.}$ )	195 646,94

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет:

**43 072,49 тыс.руб.** (= -1 477,04 + 0,00 + 44 549,53 + 0,00 + 0,00).

#### **4.3.6. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $\text{КНК}_{2019}$ ).**

$\text{КНК}_{2019}$  – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК}_{2018} = \text{К}_{\text{об}} * \text{П}_{\text{кор}} = 0,4 * 2 \% = 0,008;$$

где  $\text{К}_{\text{об}}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 1 + 0,25 * (-1) + 0,1 * 0 = 0,4$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256).

Таблица 6. Оценка фактических и плановых показателей надежности и качества

Показатель	Утверждено ГК РТТ	Факт организации	Оценка (согласно п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256)
Уровень надежности реализуемых товаров (услуг), $K_{над}$	0,883	00,134	1 (достигнуто со значительным улучшением)
Уровень качества осуществляемого технологического присоединения, $K_{кач1}$	0	1,005	-1 (не достигнуто)
Уровень качества реализуемых товаров (услуг), $K_{кач2}$	0,972	0,98	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2019}$ ), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на передачу ПАО «Татнефть» на 2017 год (195 646,94 тыс.руб).  $КНК_{2019}$  составил: 0,008.

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2019}$ ) составила: **1 565,18 тыс.руб. (= 0,008\* 195 646,94 тыс.руб).**

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, корректировки по показателям надежности и качества оказываемых услуг экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для ПАО «Татнефть» на 2019 год на субабонентов (35,01%) составила **547 932,87 тыс. рублей**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 165 465,50 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 337 829,70 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: 43 072,49 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 1 565,18 тыс.руб.

#### **4.4. Оплата потерь.**

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год составит 407 563,02 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 196 985,49 тыс.руб. (= 82,94 млн.кВт ч \*2 375,08 тыс.руб.);
- на 2 полугодие – 210 577,53 тыс.руб. (= 82,94 млн.кВт ч\*2 538,96 тыс.руб.).

ПАО «Татнефть» заключен договор с АО «Татэнергосбыт» на покупку электроэнергии для целей компенсации потерь.

#### **5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21.3 к Методическим указаниям), заявлена организацией в размере 179 740,36 тыс.руб. и состоит из налога на имущество (Том 1, стр.90).

## 6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

Таблица 7

тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено ГКРПТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Утверждено ГКРПТ на 2019 год			Рост предложения ГКРПТ на 2019 г. к установ. на 2018г.
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие	
1.	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	159 522,63	407 871,87	165 465,50	82 732,75	82 732,75	103,73
1.1.	Ремонт основных фондов	0,00	69 153,01	0,00			
1.2.	Работы и услуги производственного характера (эксплуатация электроустановок)	150 658,93	246 693,48	156 271,60			103,73
1.3.	Работы и услуги непроизводственного характера: страхование электроустановок)	0,00	648,08	0,00			
1.4.	Прочие затраты	8 863,70	91 377,30	9 193,91			103,73
2.	<b>Объем условных единиц</b>	<b>203 735,91</b>	<b>216 708,91</b>	<b>204 185,57</b>			<b>100,22</b>
3.	<i>Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического развития, %</i>	0,037		0,046			
4.	<i>Индекс эффективности подконтрольных расходов, %</i>	0,01		0,01			
5.	<i>Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов</i>	0,75		0,75			
6.	<i>Индекс изменения количества активов, %</i>	0,01		0,002			
7.	<i>Итого коэффициент индексации, %</i>	1,03		1,037			
8.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	152 763,79	918 602,09	337 829,70	168 914,85	168 914,85	221,15
8.1.	Амортизация основных средств	112 316,71	792 076,03	258 238,29			229,92
8.2.	Налог на имущество	39 739,00	125 458,01	78 896,85			198,54
8.3.	Арендная плата	171,95	484,90	111,41			64,79
8.4.	Налог на землю	536,13	583,15	583,15			108,77
9.	<b>Итоговая корректировка НВВ (стр.9.1+стр.9.2+стр.9.3+стр.9.4+стр.9.5)</b>	<b>22 277,32</b>		<b>43 072,49</b>			
9.1.	Корректировка АПР	-448,83		-1 477,04			
9.2.	Корректировка АНР	0,00		0,00			
9.3.	Корректировка ИО	22 726,14		44 549,53			
9.4.	Корректировка ИИИ	0,00		0,00			
9.5.	Корректировка ИВВ			0,00			
10.	Корректировка по ИИК	2 441,07		1 565,18			
11.	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии</b>	<b>337 004,81</b>	<b>1 326 473,96</b>	<b>547 932,87</b>	<b>273 966,43</b>	<b>273 966,43</b>	<b>162,59</b>
12.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	2 064,61	2 091,66	2 091,66	1 045,83	1 045,83	101,31
13.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	35,01	35,01	35,01	35,01	35,01	100,00
14.	Заявленная мощность, МВт.	720,37	871,57	871,57	871,57	871,57	120,99
15.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	38 985,15	190 538,61	52 389,45	52 389,45	52 389,45	134,38
16.	НВВ на оплату потерь	376 329,09	428 646,30	407 563,02	196 985,49	210 577,53	108,30
17.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	2 546,01	2 457,02	2 375,08	2 538,96	105,75
18.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	161,97	168,36	165,88	82,94	82,94	102,41
19.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	182,28	204,94	194,85	188,35	201,35	106,90
20.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,34551	0,99322	0,45681	0,45031	0,46331	132,22
21.	<b>Итого НВВ</b>	<b>713 333,90</b>	<b>1 755 120,26</b>	<b>955 495,89</b>	<b>470 951,92</b>		<b>133,95</b>
22.	На 1 у.е.	1,65		2,68			162,23

## 7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

## 8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

8.1. ПАО «Татнефть» владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, участвующими в передаче электрической энергии, суммарной мощностью 4 171,935 МВА.

8.2. ПАО «Татнефть» владеет линиями электропередач, участвующими в передаче электрической энергии, следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- высокое напряжение (ВН) – 734,8 км.;
- среднее первое напряжение (СН1) – 1 517,08 км.;
- среднее второе напряжение (СН2) – 14 712,0 км.;
- низкое напряжение (НН) – 1 357,2 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении ПАО «Татнефть» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (8553) 318-734.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» <http://www.tatneft.ru>.

9.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ПАО «Татнефть» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 871,57 МВт;
- полезный отпуск в размере 2 091,66 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 165,88 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ПАО «Татнефть» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 01 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	руб./кВт ч
ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина	52 389,45	188,35	0,45031

## Экспертное заключение 24.1

Наименование сетевых организаций	с 01 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина	52 389,45	201,35	0,46331

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

О корректировке долгосрочных индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Куйбышевской дирекцией по энергообеспечению – структурному подразделению Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» и ОАО «Сетевая компания»  
на 2019 год

В Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) письмом от 23.04.2018 № ИСХ-2085/КБШ НТЭ (Вх. № 2398 от 27.04.2018) поступило заявление Куйбышевской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» (далее – Куйбышевская дирекция Трансэнерго) об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год.

Куйбышевская дирекция Трансэнерго расположена по адресу: 443030, г. Самара, Комсомольская площадь, д. 2/3. (ИНН 7708503727)

Почтовый адрес: 107174, г. Москва, ул. Новая Басманная, д.2.

Руководитель организации – начальник Куйбышевской дирекции Гребенников Михаил Владимирович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 08.06.2015 № 3-6/э, от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 №3-11/э) для Куйбышевской дирекции Трансэнерго установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,92790	277 269,98	193,51

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,93564	277 269,98	201,25

Куйбышевская дирекция Трансэнерго письмом от 23.04.2018 № ИСХ-2085/КБШ НТЭ (Вх. № 2398 от 27.04.2018) обратилось в Госкомитет с заявлением об установлении тарифов по передаче электрической энергии на 2019 год со следующим предложением:

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,60915	565 278,01	210,64

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,82778	643 039,37	239,26

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для Куйбышевской дирекции Трансэнерго установлены следующие долгосрочные параметры (Таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности и реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществления технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	3,62443	1	75			7,45	1,02	0,0893	1,01	0
2016	х	1	75			7,45	1,02	0,0879	1,01	0
2017	х	1	75			7,45	1,02	0,0866	1,01	0
2018	х	1	75			7,45	1,02	0,0853	1,01	0
2019	х	1	75			7,45	1,02	0,0840	1,01	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

**Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.**

Куйбышевская дирекция Трансэнерго оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Однотрансформаторные ТП 1-20 кВ – 30 шт.;
- Двухтрансформаторные ТП 1-20 кВ – 19 шт.;
- ВЛ 1-20 кВ – 405 км;
- ВЛ 0,4 кВ – 87,65 км;
- КЛ 3-10 кВ – 33,8 км;
- КЛ до 1 кВ – 23 км.

Таким образом, электрооборудование Куйбышевской дирекции Трансэнерго на 2019 год в условных единицах составляет 1 176.13. Информация по перечню электрооборудования и расчету условных единиц, предоставленная организацией (Таблицы № П2.1 и № П2.2 Том 1, страницы 34-35), не согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

Необходимо отметить, что с 2015 объем условных единиц не меняется.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Согласно Учетной политике ОАО «РЖД» затраты, связанные с передачей электрической энергии по сетям Общества, подлежащие учету у соответствующего подразделения Общества, определяются в соответствии с распоряжением ОАО «РЖД» №1599р от 7 августа 2012 года «О внесении изменений в Методику учета затрат в расчете тарифа на передачу электрической энергии по сетям ОАО «РЖД», утвержденную распоряжением ОАО «РЖД» от 31.12.2004 г. № 4418р, с учетом требований Номенклатуры доходов и расходов по видам деятельности ОАО «РЖД».

ОАО «РЖД» не осуществляет ведение отдельного учета по регулируемому виду деятельности согласно приказу Минэнерго от 13.12.2011 № 585.

В адрес Госкомитета Куйбышевской дирекцией Трансэнерго письмами от 22.05.2018 № ИСХ-2455/КБШ НТЭ (Вх. № 3100 от 25.05.2018) и от 08.06.2018 № ИСХ-2890/КБШ НТЭ (Вх. № 3408 от 18.06.2018) направлены дополнительные материалы по балансовым показателям на 2019 год.

**2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для Куйбышевской дирекции Трансэнерго является не основным видом деятельности. Данная организация не ведет отдельный учет по регулируемому виду деятельности.

По итогам 2017 года, согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчет о финансовых результатах за январь-декабрь 2017 года, Том 1 стр. 298), чистая прибыль в целом по ОАО «РЖД» составила 17 500 млн.руб. Чистая прибыль организации от регулируемой деятельности (передача электрической энергии по распределительным сетям) по Республике Татарстан за 2017 год не указана.

В формах статистической, бухгалтерской и налоговой отчетности информация представлена в целом по всем видам деятельности ОАО «РЖД», в результате чего дать оценку финансового результата от регулируемого вида деятельности не представляется возможным.

В состав ОАО «РЖД» по Куйбышевской железной дороге в границах Республики Татарстан, на территории которой осуществляют деятельность по передаче электрической энергии, входит Ульяновская дистанция электроснабжения (ЭЧ-10) СП Куйбышевской дирекции инфраструктуры.

### **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

Куйбышевской дирекцией Трансэнерго предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), не согласованная с АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 год составит 10,26 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 9,46 млн.кВт.ч, потери – 0,80 млн.кВт.ч. (7,81 %).

Согласно предоставленной Куйбышевской дирекцией Трансэнерго структуры полезного отпуска электрической энергии по группам потребителей (Таблица № П.1.6, Том 1, стр. 20-21), прогнозный объем полезного отпуска всего по организации составит 28,91 млн.кВтч, из них отпуск субабонентам – 9,46 млн.кВтч.

Доля на субабонентов на 2019 год составит 32,73 %.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п. 38 Основ ценообразования для территориальных сетевых организаций используется величина потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенная органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на каждый год долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации исходя из уровня потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенного органа исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, и величины планового отпуска электрической энергии в сеть. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	10,266	10,266		10,266	3,819
Потери, млн.кВт ч	0,803	0		0,765	0,039
Потери установленные, %	7,827	0		7,45	1,02
Полезный отпуск, млн.кВт ч	9,462	10,266		5,682	3,780
Трансформация				3,819	

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, величина потерь по электрическим сетям Куйбышевской дирекции Трансэнерго на 2019 год составит 0,803 млн.кВтч, равная предложению организации.

Величина поступления электрической энергии в сеть Куйбышевской дирекции Трансэнерго на 2019 год составит 10,264 млн.кВтч. со снижением на 13,61 % от факта 2017 года (11,881 млн.кВтч.) и на 6,37 % от установленной Госкомитетом величины на 2018 год (10,962 млн.кВтч.).

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	10,103	9,462	10,103	9,462
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	2,05	2,121	2,230	2,230
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	2,280	2,418	0,858	0,804

Данные о причинах изменения динамики полезного отпуска электрической энергии (реестр потребителей) на период регулирования 2019 год Куйбышевской дирекцией Трансэнерго в тарифном деле не представлены.

Анализ фактических и плановых расходов по передаче электрической энергии, понесенных организацией в 2017 году

тыс.руб.

Показатель	Установлено	Факт	Отклонение факта 2017 г. от установленного на 2017 г.
1. Подконтрольные расходы	3 994,48	8 220,91	4 226,43
1.1.вспомогательные материалы	299,46	781,35	481,89
1.2.затраты на оплату труда	2 179,21	6 264,02	4 084,81
1.3.прочие расходы	1 515,82	1 175,54	- 340,28
2. Неподконтрольные расходы	Анализ приведен в пункте 4.3.2. экспертного заключения		

Ввиду того, что Куйбышевской дирекцией Трансэнерго не осуществляется ведение раздельного учета доходов и расходов по реализуемым видам деятельности, дать достоверную оценку фактически понесенным затратам организации в части передаче электрической энергии не представляется возможным.

#### **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по Куйбышевской дирекции Трансэнерго и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат в нижеуказанных размерах.

##### **4.1. Подконтрольные расходы**

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **4 100,86 тыс.руб.**, в том числе:

- 1). вспомогательные материалы – 307,44 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 2 237,24 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 1 556,18 тыс.руб.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6 %;
- индекс изменения количества активов на 2019 год – 0,00, который рассчитан исходя из условных единиц 2019 и 2018 годов:  $(1\ 176,13 - 1\ 176,13) / 1\ 176,13$ ;
- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,04.

Таким образом подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **4 246,60 тыс.руб. (= 4 100,86\*1,04)**, в том числе:

- 1). вспомогательные материалы – 318,36 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 2 316,75 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 1 611,48 тыс.руб.

Отмечаем, что согласно Постановлению № 1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти

субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление об установлении тарифов на передачу электрической энергии).

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы на 2019 год составят 9 852,39 тыс.руб., в том числе:

- 1). отчисления на социальные нужды – 691,05 тыс.руб.;
- 2). амортизация основных средств – 3 121,77 тыс.руб.;
- 3). налог на имущество – 282,61 тыс.руб.;
- 4). налог на прибыль – 228,55 тыс.руб.;
- 5). энергия на хозяйственные нужды – 544,93 тыс.руб.;
- 6). накладные расходы дороги – 19,95 тыс.руб.;
- 7). выпадающие доходы от технологического присоединения – 55,61 тыс.руб.;
- 8). выпадающие доходы от покупки потерь – 3 970,24 тыс.руб.;
- 9). прибыль на капитальные вложения – 914,18 тыс.руб.;
- 10). прочие неподконтрольные расходы – 23,50 тыс.руб.

4.1.1. Отчисления на социальные нужды приняты Госкомитетом на 2019 год в размере 704,29 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,40 %, от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,40 %.

Размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев с января 2017 года составляет 0,40 %, который определен Филиалом №5 ГУ-Самарского РО ФСС РФ согласно уведомлению о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

4.2.2. Амортизация основных средств на 2019 год заявлена организацией в размере 3 121,77 тыс.руб. Госкомитетом проведен анализ описи инвентарных карточек по электрооборудованию, участвующему в передаче электрической энергии на 2019 год: первоначальная стоимость оборудования, остаточная стоимость оборудования, способ начисления амортизационного износа и прочее.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств организации приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

Амортизационные отчисления на 2019 год приняты Госкомитетом в размере 1 713,14 тыс.руб., на уровне 2018 года (объем условных единиц с 2016 года не меняется).

4.2.3. Налог на имущество принят по предложению Куйбышевской дирекции Трансэнерго в сумме 282,61 тыс.руб. на основании проведенного анализа

амортизационных отчислений по основным средствам организации исходя из среднегодовой стоимости, налоговой ставки и доли на субабонентов. Самортизированное оборудование не учтено.

4.2.4. Налог на прибыль заявлен организацией в размере 228,55 тыс.руб. Ввиду отсутствия отдельного учета по видам деятельности, Госкомитетом данные расходы не приняты.

4.2.5. Электроэнергия на хозяйственные нужды заявлена организацией в размере 544,93 тыс.руб. Затраты на электроснабжение приняты в размере 564,67 тыс.руб., рассчитанные исходя из фактической величины 2017 года в размере 520,58 тыс.руб. (Том 2, стр. 8), проиндексированной на индекс потребительских цен 2018 года – 103,7 % и 2019 года – 104,6 % (согласно прогнозу социально-экономического развития).

4.2.6. Накладные расходы дороги (капитальный ремонт) в размере 19,95 тыс.руб. Госкомитетом не приняты, ввиду отсутствия документов, подтверждающих необходимость данных расходов, и отнесения их на регулируемый вид деятельности – передачу электрической энергии.

4.2.7. Выпадающие доходы от технологического присоединения, выпадающие доходы от покупки потерь, прибыль на капитальные вложения и прочие неподконтрольные расходы Госкомитетом не приняты, ввиду отсутствия подтверждающих документов и расчетов, выполненных в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденных Приказом ФАС России от 11.09.2014 № 215-э/1.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы Куйбышевской дирекции Трансэнерго на 2019 год приняты Госкомитетом в размере 3 264,71 тыс.руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.**

**4.3.1. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}^{\text{уст}}_{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}^{\Phi}_{2017}) - \text{ПР}^{\text{уст}}_{2017} = 3\,853,71 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0,00) - 3\,994,48 = - 38,15 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}^{\text{уст}}_{2016}$  – неподконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году, тыс.руб. (3 853,71);

$\text{ПР}^{\text{уст}}_{2017}$  – неподконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году, тыс.руб. (3 994,48);

$X_{2019}$  – индекс эффективности неподконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году (3,7 %);

$K_{эл}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$ИКА^Ф_{2017}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле (0,00):

$$ИКА^Ф_{2017} = (УЕ^Ф_{2017} - УЕ^Ф_{2016}) / УЕ^Ф_{2017} = (1176,13 - 1176,13) / 1176,13 = 0,00.$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила:

- **38,15 тыс.руб.**, согласно установленным Госкомитетом величинам подконтрольных затрат на 2016 и 2017 года.

#### **4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta НР_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta НР_{2019} = НР^{расх.факт.}_{2017} - НР^{расх.план}_{2017} = 2\,562,75 - 3\,308,79 = -225,46 \text{ тыс.руб.},$$

где  $НР^{расх.факт.}_{2017}$ ,  $НР^{расх.план}_{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) (таблица 4).

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>3 308,79</b>	<b>5 554,41</b>	<b>3 083,33</b>
1.1.	Отчисления на социальные нужды	662,48	1 838,09	662,48
1.2.	Амортизация основных средств	1 713,14	2 879,75	1 713,14
1.3.	Налог на имущество	187,13	240,44	187,13
1.4.	Электроэнергия на хоз.нужды	746,04	520,58	520,58
1.5.	Накладные расходы дороги	0,00	75,55	0,00
2.	Доля на субабонентов	32,25 %	31,27 %	31,27 %
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт, признанный ГКРТТ – утверждено)		-225,46		

В качестве расчетных экономически обоснованных расходов по отчислениям на социальные нужды, амортизации и налогу на имущество (пункты 1.1. – 1.4. таблицы 4) Госкомитетом приняты установленные величины на 2017 год. Накладные расходы дороги не приняты ввиду невозможности их подтверждения, так как отсутствует ведение раздельного учета по осуществляемым видам деятельности.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: - **225,46 тыс.руб.**

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{2019} &= (\text{Э}^{\text{отп}}_{\text{ф}2017} - \text{Э}^{\text{отп}}_{2017}) * \text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} * \alpha_{2017} + \text{Э}^{\text{отп}}_{2017} * (\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} - \text{ЦП}_{2017}) * \\ \alpha_{2017} &= (11,88 - 10,50) * 2\,301,19 * 7,85 \% + 10,50 * (2\,301,19 - 1\,997,24) * 7,85 \% = \\ &= 499,92 \text{ тыс.руб}; \end{aligned}$$

где  $\text{Э}^{\text{отп}}_{\text{ф}2017}$  – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (11,88);

$\text{Э}^{\text{отп}}_{2017}$  – прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2017 год (10,50, согласно принятым Госкомитетом величин на 2017 год);

$\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017}$  – фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году (2 301,19);

$\text{ЦП}_{2017}$  – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 997,24, согласно принятой Госкомитетом величины на 2017 год);

$\alpha_{2017}$  – величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (7,85 %).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: **499,92 тыс.руб.**

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В<sub>2019</sub><sup>коррИП</sup>).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у Куйбышевской дирекции Трансэнерго отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 7\,303,20 - 7\,303,20 = 0,00 \text{ тыс.руб.}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  – необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная Госкомитетом на 2017 год (7 303,20 тыс.руб);

НВВ<sub>ф2017</sub> - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (7 303,20 тыс.руб.).

Таблица 5. Расчет фактической выручки на содержание электрических сетей

№ п/п	Показатель	тыс.руб.
1.	Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год	8 909,44
2.	Фактическая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии за 2017 год	1 606,22
3.	Фактическая выручка на содержание электрических сетей (НВВ <sub>ф2017</sub> = п.1. – п.2.)	7 303,22

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет:  
**236,31 тыс.руб.** (= -38,15 + (-225,46) + 499,92 + 0,00 + 0,00).

#### **4.3.6. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>).**

КНК<sub>2019</sub> – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$КНК_{2018} = K_{об} * P_{кор} = 0,4 * 2 \% = 0,008;$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 1 + 0,25 * (-1) + 0,1 * 0 = 0,4$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{\text{над}}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{\text{кач1}}$  и  $K_{\text{кач2}}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256).

Таблица 6. Оценка фактических и плановых показателей надежности и качества за 2017 год

Показатель	Утверждено ГК РТТ	Факт организации	Оценка (согласно п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256)
Уровень надежности реализуемых товаров (услуг), $K_{\text{над}}$	0,0866	0,0275	1 (достигнуто с улучшением)
Уровень качества осуществляемого технологического присоединения, $K_{\text{кач1}}$	0	0,82	-1 (не достигнуто)
Уровень качества реализуемых товаров (услуг), $K_{\text{кач2}}$	1,01	0,8975	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $K_{\text{НК}_{2019}}$ ), корректирующий установленную Госкомитетом НВВ на передачу Куйбышевской дирекции Трансэнерго на 2017 год (7 303,20 тыс.руб).  $K_{\text{НК}_{2018}}$  составил: 0,008.

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $K_{\text{НК}_{2019}}$ ) составила: **58,43. (= 0,008 \* 7 303,20 тыс.руб).**

С учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, корректировки по показателям надежности и качества оказываемых услуг экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для Куйбышевской дирекции Трансэнерго на 2019 год на субабонентов (32,73 %) составила **7 806,04 тыс. руб.**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 4 246,60 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 3 264,71 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: 236,31 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 58,43 тыс.руб.

#### 4.4. Оплата потерь.

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка

на оплату потерь на 2019 год для Куйбышевской дирекции Трансэнерго составит 1 974,93 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие = 954,19 тыс руб (0,40 млн.кВт ч \* 2 375,08 тыс. руб);

- на 2 полугодие = 1 020,03 тыс.руб (0,40 млн.кВт ч\* 2 538,96 тыс.руб).

Куйбышевской дирекцией Трансэнерго заключен договор на покупку технологического расхода (потерь) с АО «Татэнергообит».

**5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21.3 к Методическим указаниям), заявлена организацией в размере 3 491,12 тыс.руб. и состоит из прибыли на развитие производства в размере 2 792,90 и налога на прибыль в размере 698,22 тыс.руб. (Том 1, стр.30).

## 6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

Таблица 7  
тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено ГКРПТ на 2018 год			Предложение организации на 2019 год	Утверждено ГКРПТ на 2019 год			Рост предложения ГКРПТ на 2019г. к установл. 2018г.
		Год	1 полугодие	2 полугодие		Год	1 полугодие	2 полугодие	
1.	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	4 100,86	2 050,43	2 050,43	4 222,27	4 246,60	2 123,30	2 123,30	103,55
1.1.	Вспомогательные материалы	307,44			316,54	318,36	159,18	159,18	103,55
1.2.	Затраты на оплату труда	2 237,24			2 303,49	2 316,75	1 158,38	1 158,38	103,55
1.3.	Прочие затраты:	1 556,18			1 602,24	1 611,48	805,74	805,74	103,55
2.	Объем условных единиц	1 176,13			1 176,13	1 176,13			100,00
3.	Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического развития, 7 %	0,037				0,05			
4.	Индекс эффективности подконтрольных	0,01				0,01			
5.	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	0,75				0,75			
6.	Индекс изменения количества активов, %	0,00				0,00			
7.	Итого коэффициент индексации, %	1,03				1,036			
8.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	3 215,21	1 607,61	1 607,61	9 852,39	3 264,71	1 632,36	1 632,36	101,54
8.1.	Отчисления на социальные нужды	680,12	340,06		691,05	704,29	352,15	352,15	103,55
8.2.	Амортизация основных средств	1 713,14	856,57		3 121,77	1 713,14	856,57	856,57	100,00
8.3.	Налог на имущество	335,43	167,72		282,61	282,61	141,31	141,31	84,25
8.4.	Налог на прибыль				228,55	0,00			
8.5.	Электроэнергия на хозяйственные нужды	486,52			544,93	564,67	282,34	282,34	116,06
8.6.	Накладные расходы дороги, кап.ремонт	0,00			19,95	0,00			
8.7.	Недополученный по независящим от организации причинам доход				0,00	0,00			
8.8.	Выпадающие доходы от технологического присоединения				55,61	0,00			
8.9.	Выпадающие доходы от покупки технологического расхода (потерь) электрической энергии				3 970,24	0,00			
8.10.	Прибыль на капитальные вложения				914,18	0,00			
8.11.	Прочие неподконтрольные расходы				23,50	0,00			
9.	Итоговая корректировка ПБВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)	103,68				236,31			
9.1.	Корректировка ДПР	-10,76				-38,15			
9.2.	Корректировка ДИР	-296,39				-225,46			
9.3.	Корректировка ПО	410,83				499,92			
9.4.	Корректировка ИП	0,00				0,00			
	Корректировка ПБВ					0,00			
10.	Корректировка по ИнК	0,00				58,43			
11.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии	7 419,74	3 709,87	3 709,87	14 074,66	7 806,04	3 903,02	3 903,02	105,21
12.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	10,10	5,05	5,05	9,46	9,46	4,73	4,73	93,65
13.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	33,65	33,65	33,65	32,73	32,73	32,73	32,73	97,25
14.	Заявленная мощность, МВт.	2,23	2,23	2,23	1,95	1,95	1,95	1,95	87,40
15.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	277 269,98	277 269,98	277 269,98	604 158,69	333 762,77	333 762,77	333 762,77	120,37
16.	ПБВ на оплату потерь	1 994,18	977,54	1 016,64	2 119,89	1 974,93	954,53	1 020,40	99,03
17.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	2 277,88	2 368,99	2 644,58	2 457,02	2 375,08	2 538,96	105,75
18.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,86	0,43	0,43	0,80	0,80	0,40	0,40	93,65
19.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	197,38	193,51	201,25	224,95	208,72	201,76	215,68	105,74
20.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,93177	0,92790	0,93564	1,71847	1,03370	1,02674	1,04066	110,94
21.	Итого ПБВ	9 413,92			16 194,55	9 780,97			103,90
22.	На 1 у.е.	6,31				6,64			105,21

## 7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. Куйбышевская дирекция по энергообеспечению владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, участвующими в передаче электрической энергии, суммарной мощностью 35,415 МВА.

8.2. Куйбышевская дирекция по энергообеспечению владеет линиями электропередач, участвующими в передаче электрической энергии, следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- среднее второе напряжение (СН2) – 438,8 км.;
- низкое напряжение (НН) – 110,65 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении Куйбышевской дирекции по энергообеспечению не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (495) 995-92-27.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.rzd.ru](http://www.rzd.ru).

9.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Куйбышевской дирекции Трансэнерго на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 1,949 МВт;
- полезный отпуск в размере 9,46 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 0,80 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для Куйбышевской дирекции по энергообеспечению на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

## Экспертное заключение 24.2

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	руб./кВт ч
Куйбышевская дирекция Трансэнерго	333 762,77	201,76	1,02674

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	руб./кВт ч
Куйбышевская дирекция Трансэнерго	333 762,77	215,68	1,04066

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями ООО «Электро-ЭнергоСервис» и ОАО «Сетевая компания» на 2019 г.

ООО «Электро-ЭнергоСервис» направил на рассмотрение в Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) заявление об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 16.04.2018 исх. № 253, вх. №2237 от 25.04.2018).

ООО «Электро-ЭнергоСервис» расположен по адресу: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, Агropоселок н.п., ИНН 1644049127, КПП 164401001.

Руководитель организации – исполнительный директор Кузьмин Сергей Геннадьевич.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 10.12.2015 №3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для ООО «Электро-ЭнергоСервис» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,60204	229 113,50	91,71

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,60571	229 113,50	95,38

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 16.04.2018 исх. № 253) составил (бес НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,81887	443 513,78	75,66

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,97893	443 513,78	75,66

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для ООО «Электро-ЭнергоСервис» установлены следующие долгосрочные параметры:

ГОД	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности и реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	2,50027	1	75	3,79				0	1,61	0
2016	х	1	75	3,79				0	1,61	0
2017	х	1	75	3,79				0	1,61	0
2018	х	1	75	3,79				0	1,61	0
2019	х	1	75	3,79				0	1,61	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение, которого они не пересматриваются.

#### **Объекты электросетевого хозяйства организации.**

ООО «Электро-ЭнергоСервис» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Подстанция 110кВ- 1 шт;
- Силовые трансформаторы 110кВ- 2 шт;
- Силовые трансформаторы 10кВ- 2 шт;
- Однотрансформаторная ТП, КТП - 18 шт;
- Воздушная линия 110кВ – 0,06км
- Воздушная линия 10кВ – 16,06км;
- Кабельные линии 10 кВ-0,41 км.

Электрооборудование ООО «Электро-ЭнергоСервис» на 2019 год в условных единицах составляет 268,61. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная ООО «Электро-ЭнергоСервис» (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Организация ведет отдельный учет по видам деятельности в соответствии с законодательством.

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

**2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для ООО «Электро-ЭнергоСервис» является основным видом деятельности.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) чистая прибыль в целом по ООО «Электро-ЭнергоСервис» составила 25,32 млн.руб., по регулируемому виду деятельности, согласно данным отдельного учета, убыток организации составил 126 тыс.руб. (анализ деятельности предприятия за отчетный период рассмотрен в пп. 3.1 и 4.3.2 Заключения)

**3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

ООО «Электро-ЭнергоСервис» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и

структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 г. составляет 13,587 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 13,148 млн.кВт.ч, потери – 0,439 млн.кВт.ч. (3,23%).

Полезный отпуск электроэнергии потребителям на 2019 г., согласно предоставленной организацией информации (форма П1.6), составляет 13,148 млн.кВтч, с ростом на 0,69 % к факту 2017 г. и на 0,67 % к принятому Госкомитетом величине на 2018 г.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не в полном объеме соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования

Госкомитетом выполнена корректировка потерь в соответствии с установленными технологическими потерями на долгосрочный период регулирования, результаты которого не отразились на итоговых величинах баланса электрической энергии ООО «Электро-ЭнергоСервис».

Расчет потерь приведен в таблице:

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	13,587	11,598		7,931	0,295
Потери, млн.кВт ч	0,439	0,439		0	
Потери установленные, %	3,23	3,79		0	
Полезный отпуск, млн.кВт ч	13,148	5,217		7,636	0,295

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии и предоставленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям ООО «Электро-ЭнергоСервис» на 2019 г. составит 0,439 млн.кВтч.

По ООО «Электро-ЭнергоСервис» величина поступления электрической энергии в сеть на 2019 год составит 13,587 млн.кВтч с ростом на 1,49% от факта 2017 года и на уровне от принятой величины Госкомитетом на 2018 год.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице:

### Экспертное заключение 24.3

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	13,06	13,06	13,15	13,15
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	2,374	2,374	2,024	2,023
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0,329	0,329	0,439	0,439

### 3.1. Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ и/п	Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2018 год	Факт организации за 2017 год	Экономически обоснованная величина (согласно представленным документам)
1	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>3 132,98</b>	<b>2 883,06</b>	<b>2 899,16</b>
1.1.	Вспомогательные материалы:	150,28	15,31	15,31
1.2.	Ремонт основных фондов	0,00	187,07	187,07
1.3.	Работы и услуги производственного характера	0,00	0,00	0,00
1.4.	Затраты на оплату труда	2 051,91	1 594,06	1 594,06
1.5.	Расходы на услуги банков		0,00	0,00
1.6.	Прочие затраты	930,79	1 102,72	1 102,72
2	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>1 069,52</b>	<b>1 477,82</b>	<b>931,26</b>
2.1.	Отчисления на социальные нужды	619,68	481,41	481,41
2.2.	Арендная плата	449,85	992,41	449,85
2.3.	Налоги (плата за предельно допустимые выбросы)	0,00	4,00	0,00
2.4.	Налог на прибыль	0,00	0,00	0,00

#### 1). Подконтрольные расходы.

1.1). Фактические **расходы на вспомогательные материалы** приняты по предложению организации в размере 15,31 тыс.руб. на основании представленных товарных накладных, счетов-фактуры и выписок по бухгалтерским счетам согласно методике распределения затрат по регулируемому виду деятельности..

1.2). **Расходы на ремонт основных фондов** Госкомитет принимает по предложению организации в размере 187,07 тыс.руб. согласно выписки по субсчету 20.01, представленной в рамках тарифного дела.

1.4). Госкомитет принимает фактические **расходы на оплату труда** по отчетным данным организации в размере 1 594,06 тыс.руб. Снижение фонда оплаты труда связано с оптимизацией оперативно-диспетчерской службы в ночное время по объектам АПТС.

1.6). **Прочие расходы** за 2017 год приняты по данным организации в размере 1 102,72 тыс.руб., что подтверждается оборотно-сальдовой ведомостью по субсчету 20.01 согласно методике распределения затрат по регулируемому виду деятельности.

## 2). Неподконтрольные расходы.

Анализ неподконтрольных расходов представлен в п. 4.3.2. «Корректировка неподконтрольных расходов» экспертного заключения.

## **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям ООО «Электро-ЭнергоСервис» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением №1178 и Методическими указаниями.

Согласно п.17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Согласно предложению ООО «Электро-ЭнергоСервис» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии составит 7 120,77 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 4 738,86 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 2 381,91 тыс.руб.

Рассмотрев представленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат:

### **4.1. Подконтрольные расходы**

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год - 104,6%;
- индекс изменения количества активов - 0,00;
- индекса эффективности подконтрольных расходов – 0,01%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п. 11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,035.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **3 534,96 тыс. руб.**, в том числе:

- вспомогательные материалы – 169,56 тыс.руб.
- затраты на оплату труда -2 315,19 тыс. руб.;
- прочие расходы – 1 050,21 тыс. руб.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **3 659,98 тыс. руб.**(= 3 534,96 \* 1,035), в том числе:

- вспомогательные материалы – 175,56 тыс.руб.;
- затраты на оплату труда - 2 397,07 тыс. руб.;

- прочие расходы – 1 087,36 тыс. руб.

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы составляют 2 381,91 тыс. руб, в том числе:

- 1).отчисления на социальные нужды – 1 041,26 тыс. руб
- 2).арендная плата – 1 334,28 тыс.руб.
- 3).налоги (платежи за предельно допустимые выбросы) – 4,00 тыс. руб.
- 4).налог на прибыль – 2,37 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 723,91 тыс. руб. против предложения организации в размере 1 041,26 тыс. руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,2% от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности - 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве - 0,2% согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по Республики Татарстан.

4.2.2. Госкомитетом арендная плата энергооборудования принята по предложению организации на уровне установленной на 2018 год в размере 1 334,28 тыс.руб. согласно договорам на аренду, представленных в материалах тарифного дела (стр. 136-195). Расчет арендной платы произведен в соответствии с Основами ценообразования с учетом амортизации и налога на имущество. Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств, приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

4.2.4. Плата за предельно допустимые выбросы заявлена организацией в размере 4,00 тыс.руб.

В связи с тем, что организацией не представлены документы, подтверждающие данные расходы, Госкомитет не принимает плату за предельно допустимые выбросы в размере 4,00 тыс.руб.

4.2.5. Налог на прибыль заявлена организацией в размере 2,37 тыс.руб.

В соответствии с п. 20 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178, в необходимую валовую выручку включается величина налога на прибыль организаций по регулируемому виду деятельности, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период.

Так как согласно данным раздельного учета убыток организации за 2017 год по регулируемому виду деятельности составил 126 тыс.руб., Госкомитет не принимает налог на прибыль в размере 2,37 тыс.руб.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год составляют **2 058,19 тыс. руб.**

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.**

**4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов (ΔПР2019). Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{ПР}2019 = \text{ПРуст}2016 * (1 - X2019) * (1 + \text{ИПЦф}2017) * (1 + K_{эл} * \text{ИКАф}2017) - \text{ПРуст}2017 = 2\,826,72 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0,13) - 3\,132,98 = 55,88 \text{ тыс.руб.},$$

где ПРуст2016 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (тыс.руб.) = 2 826,72 тыс.руб;

ПРуст2017 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году (тыс.руб.) = 3 132,98 тыс.руб;

X2019 – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах = 1%;

ИПЦф2017 – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году = 3,7 %;

Kэл – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

ИКАф2017 – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКАф}2017 = (\text{УЕф}2017 - \text{УЕф}2016) / \text{УЕф}2016 = (268,61 - 237,33) / 237,33 = 0,13.$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: 55,88 тыс.руб.

**4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов (ΔНР2019).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta \text{НР}2019 = \text{НРрасх.факт.}2017 - \text{НРрасх.план}2017 = 931,26 - 1\,069,52 = -138,27 \text{ тыс.руб.},$$

где НРрасх.факт.2017, НРрасх.план2017 – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) приведен в таблице.

Таблица: Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ н/п	Показатель	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>1 069,52</b>	<b>1 473,82</b>	<b>931,26</b>
<b>1.1.</b>	Отчисления на социальные нужды	619,68	481,41	481,41
<b>1.2.</b>	Амортизация основных средств	0	0	0
<b>1.3.</b>	Аренда	449,85	992,41	449,85
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено)		- 138,27		

Госкомитет принимает экономически обоснованные неподконтрольные расходы на 2017 год в размере 1 219,77 тыс.руб., в том числе :

- отчисления на социальные нужды приняты по факту 2017 г. в соответствии с финансовой отчетностью за аналогичный год;

- плата за аренду энергообъектов принята на уровне установленного Госкомитетом значения в размере 449,85 тыс.руб. Расчет арендной платы произведен в соответствии с Основами ценообразования с учетом амортизации и налога на имущество. Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств, приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

Таким образом, экономически обоснованные фактические затраты Госкомитетом приняты в размере 1 219,77 тыс.руб.

Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено): **931,26 тыс.руб.**

#### 4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО2019).

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$\begin{aligned} \text{ПО2019} &= (\text{Эотп.ф2017} - \text{Эотп2017}) * \text{ЦПф2017} * \alpha_{2017} + \text{Эотп2017} * \\ &(\text{ЦПф2017} - \text{ЦП2017}) * \alpha_{2017} = (12,59 - 12,59) * 2\,301,193 * 3,29\% + 12,59 * \\ &(2\,301,193 - 1\,997,24) * 3,29\% = 125,90 \text{ тыс.руб;} \end{aligned}$$

где Эотп.ф2017 – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (12,59 тыс.руб);

Эотп2017 - прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2017 год (12,59 тыс.руб);

ЦПф2017 - фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году (2 301,193 руб/МВт ч);

ЦП2017 - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 997,24 руб/МВт ч);

$\alpha_{2017}$  - величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (3,29%).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: 125,90 тыс.руб.

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В2019коррИП).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ООО «Электро-ЭнергоСервис» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 4\,202,50 - 4\,202,50 = 0,00 \text{ тыс.руб}$$

НВВ<sub>уст</sub>2017 - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (4 202,50 тыс.руб);

НВВ<sub>ф</sub>2017 - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (4 202,50 тыс.руб).

В 2017 году оплата услуг за передачу электрической энергии осуществлялась по двухставочному тарифу.

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: 43,51 тыс.руб. ( $= 55,88 + (-138,27) + 125,90 + 0,00$ ).

#### **4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2019).**

КНК2019 – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2018 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК2019} = \text{Коб} * \text{Пкор}$$

где Коб – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

$\text{П}_{\text{кор}}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$\text{Коб} = \alpha * \text{Кнад} + \beta_1 * \text{Ккач1} + \beta_2 * \text{Ккач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * 0 + 0,1 * 1 = 0,1$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$ ;

Кнад – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

Ккач1 и Ккач2 – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

Таблица. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2016 год	Факт по предложению организации за 2016 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$K_{\text{над}}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{\text{кач1}}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{\text{кач2}}$	1,61	0,9128	1 (достигнуто со значительным улучшением)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент, корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание ООО «Электро-ЭнергоСервис» на 2017 год, который составил: 0,002.

$$КНК_{2019} = K_{об} * П_{кор} = 0,1 * 2 \% = 0,002$$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2019}$ ) составила: **8,41 тыс.руб. (= 0,002\*4 202,50 тыс.руб.)**

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, корректировки по показателям надежности и качества оказываемых услуг экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для ООО «Электро-ЭнергоСервис» на 2019 год составила **5 770,09 тыс. рублей**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 3 659,98 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 2 058,19 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: 43,51 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 8,41 тыс.руб..

#### 4.5. Оплата потерь.

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2018 год составит 1 078,63 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 521,33 тыс.руб. (=0,2195 млн.кВт ч \* 2 375,08 тыс.руб.);
- на 2 полугодие – 557,30 тыс.руб. (=0,2195 млн.кВт ч \* 2 538,96 тыс.руб.).

ООО «Электро-ЭнергоСервис»- заключен договор с АО «Татэнергосбыт» на покупку потерь.

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для ООО «Электро-ЭнергоСервис» на 2019 год составила **6 848,72 тыс.руб.:**

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии – 5 770,09 тыс. руб.;

- НВВ на оплату потерь – 1078,63 тыс. руб.

## 5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2018 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям) организацией заявлена в размере 14,19 тыс.руб в том числе:

- налог на прибыль - 2,37 тыс.руб;

- услуги банка – 11,83 тыс.руб.

Данные объемы учитываются в «прочих затратах» подконтрольных расходах.

## 6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

№ п/п	Наименование индикатора	Установлено ГКРПТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Предложение ГКРПТ на 2019 год			Рост предложения ГКРПТ на 2019 г к уровню 2018 г.	доля в НВВ, отнесенной на передачу электроэнергии
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие		
1	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	3534,96	4738,86	3659,98	1829,99	1829,99	1,04	0,63
2	Вспомогательные материалы	169,56	176,43	175,56	87,78	87,78	1,04	0,03
3	Ремонт основных фондов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
4	Работы и услуги производственного характера	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
5	Затраты на оплату труда	2315,19	3 447,88	2397,07	1198,53	1198,53	1,04	0,42
6	Расходы на услуги банков		11,83	0,00	0,00	0,00		
7	Прочие затраты	1050,21	1 102,72	1087,36	543,68	543,68	1,04	0,19
8	<b>Объем условных единиц</b>	<b>268,67</b>	<b>268,61</b>	<b>268,61</b>			<b>1,00</b>	
	Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического развития, %	3,70		0,06				
	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	1,00		0,01				
	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	0,75		0,75				
	Индекс изменения количества активов, %	9,90		0,00				
	Итого коэффициент индексации, %	1,13		1,035				
9	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	2 037,46	2 381,91	2 058,19	1 029,10	1 029,10	1,01	0,36
10	Отчисления на социальные нужды	699,19	1 041,26	723,91	361,96	361,96	1,04	0,13
11	Арендная плата	1 334,28	1 334,28	1 334,28	667,14	667,14	1,00	0,23
12	Налоги (плата за предельно допустимые выбросы)	4,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
13	Налог на прибыль		2,37	0,00	0,00	0,00	0,00	
14	<b>Итоговая корректировка НВВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)</b>	<b>-7,72</b>		<b>43,51</b>				
14.1.	Корректировка АИР	-7,90		55,88				
14.2	Корректировка АИР	-197,71		-138,77				
14.3.	Корректировка ПО	192,39		125,90				
14.4.	Корректировка ИП	0,00		0,00				
14.5.	Корректировка НВВ			0,00				
15	Корректировка по НК	0,00		8,41				
16	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии</b>	<b>5564,70</b>	<b>7 120,77</b>	<b>5770,89</b>	<b>2 885,04</b>	<b>2 885,04</b>	<b>1,04</b>	
17	Полезный отпуск на субабонентов, млн кВт.ч.	13,15	13,15	13,15	6,57	6,57	1,00	
18	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	1,00	
19	Заявленная мощность, МВт	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	1,00	
20	Ставка на содержание, руб./кВт.ч в месяц	229 113,33	443 513,78	237 686,96	237 686,96	237 686,96	1,04	
21	НВВ на оплату потерь	1019,99	1140,37	1078,63	521,33	557,30	1,06	
22	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2323,44	2598,68	2457,02	2375,08	2538,96	1,06	
23	Потери на субабонентов, млн кВт.ч	0,490	0,44	0,44	0,2195	0,2195	1,00	
24	Ставка на оплату технико-экономического расхода (потери) электроэнергии, руб./кВт.ч	77,59513	75,66	82,04	79,30	84,77	1,06	
25	Одиннадцатичасовой тариф, руб./кВт.ч.	0,50093	0,62832	0,52089	0,51816	0,52363	1,04	
26	<b>Итого НВВ</b>	<b>6 584,69</b>	<b>8 261,14</b>	<b>6 848,72</b>			<b>1,04</b>	
27	<b>Итого</b>	<b>24,5085</b>		<b>21,48</b>				

**7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. ООО «Электро-ЭнергоСервис» владеет силовыми трансформаторами, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии, суммарной мощностью 13,73 МВА.

8.2 ООО «Электро-ЭнергоСервис» владеет воздушными и кабельными линиями электропередачи, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1., используемых для осуществления регулируемой деятельности 2-х уровней напряжения:

- высокое напряжение (ВН) – 0,06 км
- среднее второе напряжение (СН2) – 16,47 км

8.3. За 3 предшествующих расчетному периоду регулирования Госкомитетом в отношении ООО «Электро-ЭнергоСервис» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8(8553) 38-96-83

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.tatneft-energосervice.ru](http://www.tatneft-energосervice.ru).

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется

производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям отнесения к ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1.Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «Электро-ЭнергоСервис»на 2019 год:

- заявленную мощность в размере - 2,023 МВт;
- полезный отпуск в размере - 13,148 млн.кВтч;
- потери электрической энергии в размере 0,439 млн.кВтч

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ООО «Электро-ЭнергоСервис» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевой организации	с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года		
	<b>Двухставочный тариф</b>		<b>Одноставочный тариф</b>
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологическог о расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
ООО «Электро-ЭнергоСервис»	237 686,96	79,30	0,51816
Наименование сетевой организации	с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года		
	<b>Двухставочный тариф</b>		<b>Одноставочный тариф</b>
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологическог о расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
ООО «Электро-ЭнергоСервис»	237 686,96	84,77	0,52363

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями  
ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» и ОАО «Сетевая компания»  
на 2019 год.

ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» направил на рассмотрение в Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) заявление об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 23.04.2018 исх. № 92-113-15-2849, вх. №2064 от 23.04.2018).

ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» расположено по адресу: 423810, Республика Татарстан, Набережные Челны, Хлебный проезд, д.27 (ИНН 1650297657).

Руководитель организации – директор Пузырьков Кирилл Юрьевич. Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э)

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. постановлений Госкомитета от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,11571	53 562,31	6,62

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,11631	53 562,31	7,22

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 23.04.2018 исх. № 92-113-15-2849) составил (без НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,67757	207 281,22	80,45

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,36945	207 281,22	45,41

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются на основе долгосрочных параметров регулирования на **2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2018 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы.

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	0,73113	1	75	3,33		0,95	0,26	0	0	0
2016	х	1	75	3,33		0,95	0,26	0	0	0
2017	х	1	75	3,33		0,95	0,26	0	0	0
2018	х	1	75	3,33		0,95	0,26	0	0	0
2019	х	1	75	3,33		0,95	0,26	0	0	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение которого они не пересматриваются.

**Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.**

По предложению ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» электрооборудование в условных единицах составляет 1 438,20 и включает:

- Подстанция 110-150 кВ – 4 шт.;
- Силовые трансформаторы 110-150 кВ – 8 шт.;
- Силовые трансформаторы 1-20 кВ – 8 шт.;
- Однотрансформаторные ТП 1-20 кВ – 1 шт.;
- Двухтрансформаторные ТП 1-20 кВ – 44 шт.;
- ВЛ 1-20 кВ – 3,91 км;
- КЛ 3-10 кВ – 28 км;
- КЛ до 1 кВ – 0,25 км.

В связи с тем, что организацией не представлены документы, подтверждающие ввод нового электрооборудования, Госкомитетом условные единицы приняты на уровне установленного значения на 2018 год долгосрочного периода регулирования.

На основании изложенного, условные единицы составили 1 420,20, в том числе:

- Подстанция 110-150 кВ – 4 шт.;
- Силовые трансформаторы 110-150 кВ – 8 шт.;
- Силовые трансформаторы 1-20 кВ – 8 шт.;
- Однотрансформаторные ТП 1-20 кВ – 1 шт.;
- Двухтрансформаторные ТП 1-20 кВ – 38 шт.;
- ВЛ 1-20 кВ – 3,91 км;
- КЛ 3-10 кВ – 28 км;
- КЛ до 1 кВ – 0,25 км.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

С января 2016 года организация ведет отдельный учет (согласно выписке из учетной политики ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» от 01.01.2016). Подтверждающие документы, согласно приказу Минэнерго России от 13.12.2011 №585 «Об утверждении порядка ведения отдельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии» (таблицы 1.3. и 1.6.), представлены в Госкомитет.

ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» были представлены дополнительные материалы в адрес Госкомитета письмом от 27.11.2018 № 92-113-15-9314.

## **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» не является основным видом деятельности. Раздельный учет ведется.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года, согласно представленной бухгалтерской отчетности, убыток по организации в целом составил 67 016,00 тыс.руб. Согласно данным раздельного учета убыток от регулируемой деятельности составил 2 808,42 тыс.руб. (анализ деятельности предприятия за отчетный период рассмотрен в пп. 3.1 и 4.3.2 Заключения).

## **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» представлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П.1.6), согласованная с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 г. составит 11,270 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 11,007 млн.кВт.ч, потери – 0,263 млн.кВт.ч..

Согласно представленной ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» структуры полезного отпуска электрической энергии по группам потребителей (*форма П.1.6*), прогнозный объем полезного отпуска всего по организации составит 102,434 млн.кВтч, из них отпуск субабонентам – 11,007 млн.кВтч, доля на субабонентов от величины полезного отпуска всего составит 10,75 %.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии по уровням напряжения (ВН, СН 2 и НН) и представленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» на 2018 год составит 0,225 млн.кВт.ч. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии на 2019 год.

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	11,270	5,575		7,928	0,847
Потери, млн.кВт ч	0,263	0,186		0,075	0,002
Потери установленные, %	2,335	3,330		0,950	0,260
Полезный отпуск, млн.кВт ч	11,007	2,527		7,635	0,845

По предложению организации величина поступления электрической энергии в сеть на 2019 год составит 11,270 млн.кВтч на уровне факта 2017 года и с ростом на 14,25 % от принятой Госкомитетом величины на 2018 год.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы.

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	9,639	11,007	9,639	11,007
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	1,636	1,859	1,636	1,859
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0,225	0,263	0,225	0,263

### 3.1. Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт организации за 2017 год	Экономически обоснованная величина (согласно представленным документам)
<b>1</b>	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>804,51</b>	<b>3 446,72</b>	<b>776,99</b>
1.1.	Вспомогательные материалы	2,54	812,14	4,34
1.2.	Затраты на оплату труда	745,21	2 379,32	745,21
1.3.	Прочие затраты	56,77	255,26	27,44
<b>2.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>241,91</b>	<b>741,66</b>	<b>246,25</b>
2.1.	Отчисления на социальные нужды	225,05	715,13	225,05
2.2.	Амортизация основных средств	16,00	24,20	20,00
2.3.	Арендная плата на землю	0,00	0,12	1,08
2.4.	Налог на имущество	0,86	2,21	0,12

1). Подконтрольные расходы.

1.1). Фактические **расходы на вспомогательные материалы** приняты в размере 4,34 тыс.руб. на основании выписки распределения затрат по Энергоцеху за 2017 год в соответствии с раздельным учетом, представленной в рамках тарифного дела с учетом фактической доли на субабонентов (10,75%) за 2017 год.

1.2). Госкомитетом был произведен расчет численности персонала и фонда оплаты труда, необходимого для оказания услуг по передаче электрической энергии на первый год долгосрочного периода. Установленный ФОТ ежегодно индексируется. В связи с этим, рост фактических **расходов на оплату труда** (на 219,28%), Госкомитет считает экономически необоснованным. На основании изложенного, ФОТ принят на уровне установленного Госкомитетом на 2017 год в размере 745,21 тыс.руб.

1.3). Фактические прочие расходы за 2017 год Госкомитетом приняты на основании выписки распределения затрат по Энергоцеху за 2017 год в соответствии с раздельным учетом, представленной в рамках тарифного дела с учетом фактической доли на субабонентов (10,75%) за 2017 год в размере 27,44 тыс.руб.

2). Неподконтрольные расходы.

Анализ неподконтрольных расходов представлен в п. 4.3.2 «Корректировка неподконтрольных расходов» экспертного заключения.

**4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно предложению ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии, составит 4 617,10 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 3 582,86 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 1 034,24 тыс.руб..

Отмечаем, что согласно Постановлению № 1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, подписанное руководителем или иным уполномоченным в соответствии с законодательством Российской Федерации лицом заявителя и заверенное печатью заявителя, с прилагаемыми обосновывающими материалами (подлинники или заверенные заявителем копии) об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Рассмотрев представленные материалы, Госкомитет провел оценку экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат:

#### 4.1. Подконтрольные расходы

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6%;
- индекс изменения количества активов на 2019 год: - 0,00;
- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%;
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,036.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **821,05 тыс.руб.** в том числе:

- 1). вспомогательные материалы – 2,59 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 760,52 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 57,93 тыс.руб.

Таким образом подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **850,23 тыс.руб.** ( $= 821,05 \cdot 1,036$ ), в том числе:

- 1). вспомогательные материалы – 2,68 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 787,55 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 59,99 тыс.руб.

#### 4.2. Неподконтрольные расходы:

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы составляют 1 034,24 тыс.руб., в том числе:

- 1) отчисления на социальные нужды: 997,12 тыс.руб.;
- 2) амортизация основных средств: 33,86 тыс.руб.;
- 3) арендная плата: 0,16 тыс.руб.;
- 4) налог на имущество: 3,10 тыс.руб.

##### 4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 237,92 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,21% от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%;
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,21 %, согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по РТ (рег.№ 1609018655).

4.2.2. Амортизационные отчисления на 2019 год заявлены организацией в размере 33,86 тыс.руб.

На основании ведомости амортизации по факту 2017 года, первичной документации по амортизируемому оборудованию (ОС-6), а также данных раздельного учета, представленным в тарифном деле, Госкомитет провел анализ расчета остаточной стоимости оборудования, участвующего в передаче электрической энергии и способа начисления амортизационного износа. Согласно проведенному анализу, Госкомитетом исключено из расчета оборудование, не относящееся к передаче электроэнергии, самортизированное оборудование, а также не учтена переоценка оборудования ввиду отсутствия у организации инвестиционной программы (п. 27 Основ ценообразования).

Таким образом, Госкомитет принимает амортизационные отчисления на 2019 год в размере 10,73 тыс.руб., с учетом доли на субабонентов (10,75 %), без учета самортизированного оборудования

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств организации приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

4.2.3. Плата за аренду земельных участков по 2 договорам аренды (общехозяйственная аренда) заявлена ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» в размере 0,16 тыс.руб.

Арендная плата принимается Госкомитетом в соответствии с подтверждающими документами (договоры аренды земли, данные раздельного учета, учетная политика организации) в размере 0,11 тыс.руб., в том числе:

- по договору аренды земли от 18.10.2000 № 1552 (срок действия – 50 лет) в сумме 0,088 тыс.руб. Арендная плата на регулируемый вид деятельности сложилась исходя из суммы арендной платы за землю по договору, которая составила 120,61 тыс.руб., и доли передачи электроэнергии в общехозяйственных расходах, которая составила 0,07% (в соответствии с данными раздельного учета);

- по договору аренды земельного участка от 08.12.2017 № 5582-А3/ЧВК-2017-8-18 (срок действия – до 22.08.2019) в сумме 0,017 тыс.руб. Арендная плата на регулируемый вид деятельности сложилась исходя из суммы арендной платы за землю по договору за 8 месяцев 2019 года, которая составила 23,83 тыс.руб., и доли передачи электроэнергии в общехозяйственных расходах, которая составила 0,07% (в соответствии с данными раздельного учета).

4.2.4. Налог на имущество заявлен организацией в размере 3,10 тыс.руб.

Госкомитетом налог на имущество принят в размере 1,16 тыс.руб. согласно расчету от остаточной стоимости основных средств и налоговой ставки на имущество, с выделением доли на субабонентов.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год с учетом доли полезного отпуска на субабонентов (10,75 %) принимаются в размере 241,69 тыс.руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

**4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta \text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}^{\text{уст}}_{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}^{\Phi}_{2017}) - \text{ПР}^{\text{уст}}_{2017} = 777,38 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0) - 804,51 = -3,63 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}^{\text{уст}}_{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2015 году (777,38 тыс.руб.);

$\text{ПР}^{\text{уст}}_{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (804,51 тыс.руб.);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2016 году (3,7%);

$K_{\text{эл}}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$\text{ИКА}^{\Phi}_{2016}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2016 года, определяемый по формуле:

$\text{ИКА}^{\Phi}_{2017} = (\text{УЕ}^{\Phi}_{2017} - \text{УЕ}^{\Phi}_{2016}) / \text{УЕ}^{\Phi}_{2016} = (1\,438,50 - 1\,431,50) / 1\,431,50 = 0,00$  (согласно Структуре и объему фактических затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2015 и 2016 годы, представленные организацией в рамках Стандартов раскрытия информации).

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: - **3,63 тыс.руб.**

**4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{НР}_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}^{\text{расх.факт.}}_{2017} - \text{НР}^{\text{расх.план}}_{2017} = 246,25 - 241,91 = 4,34 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{НР}^{\text{расх.факт.}}_{2017}$ ,  $\text{НР}^{\text{расх.план}}_{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) (таблица 4).

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	241,91	741,66	246,25

1.1.	Отчисления на социальные нужды	225,05	715,13	225,05
1.2.	Амортизация основных средств	16,00	24,20	20,00
1.3.	Налог на имущество	0,86	2,21	1,08
1.4.	Арендная плата	0,00	0,12	0,12
2.	Доля на субабонентов	8,60%	10,75%	10,75%
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт, признанный ГКРТТ – утверждено)		4,34		

По п.1.1. таблицы отчисления на социальные нужды приняты на уровне утвержденного размера на 2017 год 225,05 тыс.руб. Рассчитаны от утвержденного Госкомитетом ФОТ на 2017 год (745,21 тыс.руб) и фактического страхового взноса организации, который составил 30,2%.

По п.1.2. таблицы фактическая амортизация заявлена организацией в размере 24,20 тыс.руб. Госкомитет принимает фактические затраты в размере 20,00 тыс.руб. Расчёт произведен исходя из анализа представленной амортизационной ведомости основных средств линейным способом на 2017 год, с учетом фактической доли на субабонентов в размере 10,75%.

По п.1.3. таблицы фактические затраты по налогу на имущество приняты в размере 1,08 тыс.руб. Рассчитаны от остаточной стоимости основных средств на 2017 год и налоговой ставки оборудования (2,2%), участвующего в передаче электрической энергии, с учетом фактической доли на субабонентов 87,60%. Исключено оборудование, не относящееся к регулируемому виду деятельности.

По п.1.4. таблицы Госкомитет принимает фактические затраты по арендной плате за 2017 год по предложению организации в размере 0,12 тыс.руб., согласно представленным договорам аренды с учетом доли на субабонентов и доли на передачу электроэнергии в общехозяйственных расходах, которая составила 0,07% (в соответствии с данными раздельного учета).

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: **4,34 тыс.руб.**

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

На основании того, что ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» не осуществляло покупку электрической энергии для компенсации потерь в электрических сетях в 2017 году, корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию не производится.

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В<sub>2019</sub><sup>коррИП</sup>).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

**4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 1\,046,42 - 1\,379,44 = -333,01 \text{ тыс.руб}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (1 046,42 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\text{ф}2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (1 379,44 тыс.руб).

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: **- 332,31 тыс.руб.** ( $= (-3,63) + 4,34 + 0 + 0 + (-333,01)$ ).

**4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2018</sub>).**

$\text{КНК}_{2018}$  – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2018 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1:

$$\text{КНК}_{2018} = K_{об} * P_{кор};$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской)

электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * (-1) + 0,1 * (-1) = - 0,35;$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256) (таблица 6).

Таблица 6. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2016 год	Факт по предложению организации за 2016 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$K_{над}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{кач1}$	0	1	- 1 (не достигнуто)
$K_{кач2}$	0	1	- 1 (не достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2016 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2018}$ ), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание электрических сетей ООО «Челныводоканал» на 2016 год (994,84 тыс.руб).  $КНК_{2018}$  составил: -0,007.

$$КНК_{2018} = K_{об} * P_{кор} = -0,35 * 2 \% = -0,007;$$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2018}$ ) составила: -7,32 тыс.руб. (= -0,007\*1 046,42 тыс.руб).

Таким образом, НВВ на услуги по передаче электрической энергии для ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» на 2019 год на субабонентов (10,75%) составила **760,51 тыс. рублей**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 850,23 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 249,92 тыс.руб.;

- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: - 332,31 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: -7,32 тыс.руб..

**4.5. Ученные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).**

На 2016 год Госкомитетом установлена необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в размере 410,29 тыс.руб. С учетом перерасчета потерь электроэнергии на фактические объемы поступления электрической энергии в сеть и применения средневзвешенного тарифа покупки за 2016 год (по полугодиям) НВВ на оплату потерь за 2016 год составит 456,07 тыс.руб. Информация о фактическом средневзвешенном тарифе покупки потерь была предоставлена АО «Татэнергосбыт». Расчет НВВ на оплату потерь электроэнергии приведен в таблице 5:

Таблица 5. Расчет НВВ на оплату потерь

№ п/п	Наименование	Факт 2017 г.						
		ВН	СН 2	НН	ИТОГО	1 п/г	2 п/г	Год
1.	Пост.в сеть, млн.кВт.ч	5,575	7,928	0,847	11,270			
2.	Потери, млн.кВт.ч	0,186	0,075	0,002	0,263	0,132	0,132	
3.	Установленные потери, %		2,26	2,54	4,55			
4.	Факт.средневзв.тариф на покупку потерь, руб/МВт.ч					2 135,208	2 451,332	
5.	НВВ на оплату потерь, тыс.руб. (= п.2. * п.4.)					603,130	280,780	322,350

Согласно информации, полученной от АО «Татэнергосбыт», ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» не заключен договор на покупку электрической энергии для компенсации потерь.

Руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключает вышеуказанную сумму как расходы, фактически не понесенные. Госкомитетом принято решение учитывать полученный экономически необоснованный доход в необходимой валовой выручке на оплату потерь на 2019 г. в размере 603,130 тыс.руб.

**4.6. Оплата потерь.**

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2018 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2019 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2018 год для ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» составит 646,20 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие = 312,32 тыс.руб (0,13 млн.кВт/ч \* 2 375,08 тыс.руб);
- на 2 полугодие = 333,87 тыс.руб (0,13 млн.кВт/ч \* 2 538,96 тыс.руб).

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» на 2019 год составила **803,58 тыс.руб.**, в том числе:

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии: 760,51 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь: 646,20 тыс. руб.;
- учтенные, но фактически не понесенные расходы в 2017 году: 603,13 тыс.руб.

НВВ на оплату потерь на 2019 год с учетом экономически необоснованного дохода в размере 603,13 тыс.руб. принята Госкомитетом в размере 43,07 тыс.руб. (= 646,20 – 603,13).

**5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям), организацией не заявлена.

**6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования (таблица 6).**

Таблица 6.

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРПТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Предложение ГКРПТ на 2019 год			Рост предложения ГКРПТ на 2019 г к установл. 2018 г.
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие	
<b>1.</b>	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>821,05</b>	<b>3 582,86</b>	<b>850,23</b>	<b>425,11</b>	<b>425,11</b>	<b>1,04</b>
1.1.	Вспомогательные материалы	2,59	30,40	2,68	1,34	1,34	1,04
1.2.	Работы и услуги производственного характера						
1.3.	Затраты на оплату труда	760,52	2 473,30	787,55	393,77	393,77	1,04
1.4.	Прочие затраты	57,93	1 079,16	59,99	30,00	30,00	1,04
<b>2.</b>	<b>Объем условных единиц</b>	<b>1 420,20</b>	<b>1 438,20</b>	<b>1 420,20</b>			<b>1,00</b>
	<i>Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического развития, 7 %</i>	0,04		0,046			
	<i>Индекс эффективности подконтрольных</i>	0,01		0,01			
	<i>Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов</i>	0,75		0,75			
	<i>Индекс изменения количества активов, %</i>	-0,01		0,00			
	<i>Итого коэффициент индексации, %</i>	1,02		1,036			
<b>3.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>241,69</b>	<b>1 034,24</b>	<b>249,92</b>	<b>124,96</b>	<b>124,96</b>	<b>1,03</b>
3.1.	Отчисления на социальные нужды	229,68	997,12	237,92	118,96	118,96	1,04
3.2.	Амортизация основных средств	10,73	33,86	10,73	5,37	5,37	1,00
3.3.	Арендная плата за землю	0,12	0,16	0,11	0,05	0,05	0,87
3.4.	Налог на имущество	1,158	3,10	1,16	0,58	0,58	1,00
<b>4.</b>	<b>Итоговая корректировка НВВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)</b>	<b>-4,24</b>		<b>-332,31</b>			
4.1.	Корректировка ΔПР	-2,17		-3,63			
4.2.	Корректировка ΔНР	-2,06		4,34			
4.3.	Корректировка ПО	0,00		0,00			
4.4.	Корректировка ИП	0,00		0,00			
4.5.	Корректировка НВВ			-333,01			
<b>5.</b>	<b>Корректировка по НК</b>	<b>-6,96</b>		<b>-7,32</b>			
<b>6.</b>	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии (= (стр. 1 + стр. 3 + стр.4) + стр.5)</b>	<b>1 051,54</b>	<b>4 617,10</b>	<b>760,51</b>	<b>380,26</b>	<b>380,26</b>	<b>0,72</b>
7.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	9,64	11,01	11,01	5,50	5,50	1,14
8.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	9,52	10,75	10,75	10,75	10,75	1,13
9.	Заявленная мощность, МВт.	1,64	1,86	1,86	1,86	1,86	1,14
10.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	53 562,31	207 281,22	34 073,14	34 073,14	34 073,14	0,64
11.	НВВ на оплату потерь, расчетная	522,77	635,51	646,20	312,32	333,87	1,24
12.	Расходы учетные, но фактически не понесенные (потери не покупают)	456,07		603,13	280,78	322,35	1,32
<b>13.</b>	<b>НВВ на оплату потерь конечная</b>	<b>66,70</b>		<b>43,07</b>	<b>31,54</b>	<b>11,52</b>	<b>0,65</b>
14.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	2 416,37	2 457,02	2 375,08	2 538,96	1,06
15.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,23	0,26	0,26	0,13	0,13	1,17
16.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	6,92	5,77	3,91	5,73	2,09	0,57
17.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,11601	0,47721	0,12780	0,12584	0,12976	1,10
<b>18.</b>	<b>Итого НВВ</b>	<b>1 118,24</b>	<b>5 252,61</b>	<b>803,58</b>	<b>411,80</b>	<b>391,78</b>	<b>0,72</b>
19.	на 1 у.е.	0,74		0,54			0,72

**7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» владеет на праве собственности трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, сумма номинальных мощностей которых составляет 176,934 МВА.

8.2. ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» владеет ЛЭП, участвующими в передаче по 2 уровням напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1:  
среднее второе напряжение (СН2) – 31,91 км.  
низкое напряжение (НН) – 0,25 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (8552)55-05-05, (8552)53-44-90.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.chelnyvodokanal.ru](http://www.chelnyvodokanal.ru).

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям отнесения к ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 1,86 МВт;
- полезный отпуск в размере 11,01 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 0,26 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ»	34 073,14	5,73	0,12584

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ООО «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ»	34 073,14	2,09	0,12976

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями ООО «ТранзитЭнергоМонтаж» и ОАО «Сетевая компания» на 2019г.

В Государственный комитет Республики Татарстан (далее - Госкомитет) поступило заявления от ООО «ТранзитЭнергоМонтаж» (далее - ООО «ТЭМ») об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 27.04.2018 №61, вх. № 2510 от 28.04.2018.).

ООО «ТЭМ» расположен по адресу: 420126, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Мусина, д.9, оф. 7., ИНН 1657082097, КПП 165701001.

Руководитель организации – директор Киряшин Константин Михайлович.

Организация применяет **упрощенную систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 10.12.2015 № 3-10/э (в ред. Постановления Госкомитета от 10.12.2015 №3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 №3-11/э) для ООО «ТЭМ», установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,43535	166 175,68	17,34

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,43605	166 175,68	18,03

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 27.04.2018 №61) составил (бес НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,40173	210 921,79	18,48

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,40173	210 921,79	18,48

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом третьего долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для ООО «ТЭМ» установлены следующие долгосрочные параметры:

ГОД	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности и реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	III			
2015	2,60745	1	75			0,76		0	0	0
2016						0,76				
2017						0,76				
2018						0,76				
2019						0,76				

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение, которого они не пересматриваются.

#### **Объекты электросетевого хозяйства организации.**

ООО «ТЭМ» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Двухтрансформаторная ТП, КТП-41шт;
- Кабельные линии 3-10кВ-34,839 км;
- Кабельные линии до 1кВ-78,29 км;

Электрооборудование ООО «ТЭМ» на 2019 год в условных единицах составляет 1 682,62. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная ООО «ТЭМ» (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания»

При расчете тарифов Госкомитет также руководствуется следующими технико-экономическими показателями:

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Организация ведет отдельный учет по видам деятельности в соответствии с законодательством.

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

**2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для ООО «ТЭМ» является основным видом деятельности. Согласно п.5 Основ ценообразования и Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585 данная организация ведет отдельный учет по видам деятельности. Данные раздельного учета были представлены по утвержденным формам 1.3 (показатели раздельного учета доходов и расходов) и 1.6 (расшифровка расходов субъектов естественных монополий).

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) убыток ООО «ТЭМ» составил 4 636 тыс.руб., в том числе от оказания услуг по передаче электрической энергии 3 559 тыс.руб.

Убыток сложился по статьям затрат: оплата потерь (вследствие превышения оплаты фактических потерь над тарифным источником), аренда офиса (ГК РТ сумма принята к расчету не полностью, исходя из нормы на 1 чел., кв.м.), а также фактически оплаченных расходов по единому налогу, в связи с увеличением суммы налога согласно НК РФ.

**3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

ООО «ТЭМ» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам

потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 г. составляет 67,41 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 66,90 млн.кВт.ч, потери – 0,512млн.кВт.ч. (0,76%).

Полезный отпуск электроэнергии потребителям на 2019г., согласно предоставленной организацией информации (форма П1.6), составляет 66,90 млн.кВтч, с ростом на 35,7 % к факту 2017г. и на 6,97 % к принятому Госкомитетом величине на 2018г. Причиной роста поступления электроэнергии в сеть является дополнительно принятые в аренду объекты электросетевого хозяйства.

Потери по уровням напряжения (%) указанные в представленных формах соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии и предоставленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям ООО «ТЭМ» составляет 0,512 млн.кВтч.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице:

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 прогноз	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	44,09	49,29	62,540	66,90
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	9,22	7,46	13,11	10,13
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0,37	0,58	0,48	0,51

#### Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п.п	Наименование	Установлено на 2017г тыс.руб	Факт 2017года, тыс. руб.	Факт 2017года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным. тыс.руб
1.	Подконтрольные расходы	5 902,56	5 586,24	5 586,24
1.1	Вспомогательные материалы	836,21	601,56	601,56
1.2.	Работа и услуги производственного характера	0	262,02	262,02
1.3.	Затраты на оплату труда	4 373,51	4 403,77	4 403,77
1.4.	Прочие затраты	692,83	580,91	580,91
2.	Неподконтрольные расходы	8 460,61	Анализ приведен в п.п. 4.3.2.	

В подтверждение подконтрольных расходов организацией предоставлены следующие подтверждающие документы:

- по статье "вспомогательные материалы" - требования-накладные на списание материалов в производство, договоры и акты выполненных работ на сумму 601,56 тыс.руб;

- по статье "работа и услуги производственного характера" - договоры и акты выполненных работ на услуги сторонних организаций по аренде транспорта, ремонту и испытаниям производственного оборудования на сумму 262,02 тыс.руб.

- по статье "затраты на оплату труда" - копия штатного расписания с приказом об его утверждении на 2017 г., реестр сведений о доходах с приложением справок о фактически выплаченной заработной плате в размере 4403,77тыс.руб.

- по статье "прочие затраты" - договоры, акты выполненных работ на услуги сторонних организаций по подготовке кадров, услуги банки, ком. услуги, консультационные услуги, транспортные услуги на сумму 580,91 тыс.руб..

Таким образом, Госкомитет принимает экономически обоснованную фактическую сумму расходов ООО «ТЭМ», понесенную организацией в 2017 году, в размере 5 586,24 тыс.руб.

#### **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям ООО «ТЭМ» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением №1178 и Методическими указаниями.

Согласно п.17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Согласно предложению ООО «ТЭМ» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии составил 29 187,77 тыс.руб., с учетом дополнительно предоставленной информации (от 01.11.2018 №149) НВВ составила 29 845,12 тыс.руб в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 10 004,81тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 18 426,93тыс.руб.

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат:

#### 4.1. Подконтрольные расходы

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год -104,6%;
- индекс изменения количества активов 19,35 исходя из изменения количества у.е.;
- 1 337,54 у.е. – в 2018г;
- 1 682,62 у.е. – в 2019г (дополнительно принятое в аренду объекты электросетевого хозяйства – заключено 8 новых договоров).
- индекса эффективности подконтрольных расходов - 1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов - 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п. 11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,24.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **8 120,81 тыс.руб.**, в том числе:

- вспомогательные материалы - 1 150,47тыс.руб.
- затраты на оплату труда - 6 017,13тыс. руб.;
- прочие расходы - 953,21тыс. руб.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2018 год приняты в размере **10 036,60 тыс. руб.** ( $= 8\,120,81 \cdot 1,24$ ), в том числе:

- вспомогательные материалы - 1421,88тыс.руб
- затраты на оплату труда -7 436,64тыс. руб.;
- прочие расходы - 1178,08тыс. руб.

#### 4.2. Неподконтрольные расходы:

Согласно предложению организации с учетом дополнительно предоставленных материалов неподконтрольные расходы составляют 18 426,93 тыс. руб., в том числе:

- 1).отчисления на социальные нужды – 2 381,26тыс. руб;
- 2).амортизация основных средств – 1 865,72тыс. руб.;
- 3).арендная плата офиса – 923,04 тыс.руб.;
- 4).арендная плата оборудования – 12 576,11тыс.руб.;
- 5). единый налог– 680,80 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 2 372.29 тыс. руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 31,9% от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию -22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование -5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности -2,9%.

- страховые взносы от несчастных случаев на производстве -1,9% принято с 1 января 2017г. согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по Республики Татарстан (рег.№ 1603570335).

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 1 865,72 тыс. руб. Госкомитетом проведен анализ расчета остаточной стоимости оборудования, участвующего в передаче электрической энергии и способа начисления амортизационного износа, на основании которого размер амортизационных отчислений принят в размере 1863,22 тыс.руб.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств, приняты организацией на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

4.2.3. Арендная плата оборудования согласно предложению организации заявлена в размере 11 918,76 тыс.руб. С учетом дополнительно предоставленной информации письмом от 01.11.2018 № 149 арендная плата оборудования составила 12 576,11 тыс.руб. Договоры аренды заключены с:

1. ООО «Экотехсервис» на электрооборудование и нежилые помещения подвала, договор от 17.08.2016 №1, срок действия до 17 августа 2021г. зарегистрирован в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16-16/041-16/097/009/2016-4251/1 от 01.09.2016. Арендная плата принята согласно договору в размере 10,169 тыс.руб. без НДС, на уровне установленной на 2018 год.

2. ООО «ТрансСетеваяКомпания»:

- на электрооборудование (БКТП- 2549, БКТП- 5843, БКТП-5842, БКТП-5890, БКТП-5152, БКТП-5824, ТП-2359; ТП-2349), договор от 03.10.2016 № 11, (срок действия договора до 2021г.), с отметкой о государственной регистрации в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16:50:070115:2263-16/001/2017-1 от 16.03.2017, арендная плата согласно договору принято 2 222,55 тыс.руб.

- на электрооборудование БКТП -6806, договор от 23.03.2017 № 12, (срок действия договора до 23.03.2022), с отметкой о государственной регистрации в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16:50:160701:2986-16/001/2017-1 от 08.04.2017, арендная плата согласно договору принято 232,656 тыс.руб.

- на электрооборудование ТП-2618, договор от 29.07.2016 № 3, (срок действия договора до 29.07.2021), с отметкой о государственной регистрации в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16:16:841-16/047/009/2016 от 01.09.2016, арендная плата согласно договору принято 319,728 тыс.руб.;

- на электрооборудование БКТП-8545, БКТП-8540, БКТП-8539, БКТП-8527, БКТП-8537 договор от 26.10.2017 № 2017/17, (срок действия до 26.10.2022), с отметкой о государственной регистрации в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по

Республике Татарстан за №16:33:080402:16/035/2017-4 от 01.11.2017, арендная плата согласно договору принята 1 670,626 тыс.руб.;

3. ООО Торгово-сервисной компанией «Регинпром»:

- договор от 25.01.2016 № 8, на электрооборудование (ТП-4761, ТП-4762), до 25.01.2021 и с отметкой о государственной регистрации в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16-16/001-16/097/001/2016-1116/1 от 09.02.2016, арендная плата согласно дополнительному соглашению №1 от 01.01.2017 к договору принята в размере 723,576 тыс.руб.;

- договор от 21.09.2016 № 44 на электрооборудование (БКТП-755), до 21.09.2021, отметкой о государственной регистрации в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16-16/001-16/097/010/2016-1925/2 от 07.10.2016, арендная плата согласно договору принята в размере 475,968 тыс.руб.;

- договор от 14.09.2015 №5 на электрооборудование (ТП-3773, ТП-554, ТП-2799), сроком действия до 14.09.2020, с отметкой о государственной регистрации в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16-16/001-16/047/005/2015-1460/3 от 07.10.2015, арендная плата согласно дополнительному соглашению №1 от 01.01.2017 к договору принята в размере 1 296,948 тыс.руб.;

- договоры от 10.10.2018 №2019/1-1 и №2019/1-2 на электрооборудование (БКТП-4742), сроком до 31.12.2019, арендная плата согласно договору принята в размере 447,456 тыс.руб.;

- договоры от 10.10.2018 №2019/2-1 и №2019/2-2, сроком до 31.12.2019 на электрооборудование (БКТП-5167), арендная плата согласно договору принята в размере 331,956 тыс.руб.;

- договоры от 10.10.2018 №2019/3-1 и №2019/3-2 на электрооборудование (БКТП-4738), сроком до 31.12.2019, арендная плата согласно договору принята в размере 295,968 тыс.руб.;

- договоры от 10.10.2018 №2019/4-1 и №2019/4-2, сроком до 31.12.2019 на электрооборудование (РП-244, кадастровый номер 16:16:120602:1125), арендная плата согласно договору принята в размере 562,080 тыс.руб.;

- договоры от 10.10.2018 №2019/5-1 и №2019/5-2, сроком до 31.12.2019 на электрооборудование (ТП-6963 – кадастровый № 16: 16:120602:1242; ТП6964 - кадастровый № 16:16:120602:1244; ТП-6967 - кадастровый № 16: 16:120602:1258 ), арендная плата согласно договору принята в размере 1 173,456 тыс.руб.;

- договоры от 10.10.2018 №2019/6-1 и №2019/6-2 на электрооборудование (ТП-4791 и ТП-4792 ), сроком до 31.12.2019, арендная плата согласно договору принята в размере 765,708 тыс.руб.;

- договоры от 10.10.2018 №2019/7-1 и №2019/7-2 на электрооборудование (ТП-546 ), сроком до 31.12.2019 арендная плата согласно договору принята в размере 384,144 тыс.руб.;

договоры от 10.10.2018 №2019/9-1 и №2019/9-2 на электрооборудование (КЛ-10кВ и КЛ-04кВ ТП2707), сроком до 31.12.2019, арендная плата согласно договору принята в размере 81,876 тыс.руб.;

- договор от 23.11.2017 №15 на электрооборудование (ТП-2707 – кадастровый номер 16:50:300152:2457), сроком до 31.12.2022, арендная плата согласно договору принята в размере 436,308 тыс.руб.;

- договор от 01.07.2018 №2018/2 сроком до 01.02.2019 и договор от 01.07.2018 №2018/2-1 на электрооборудование (РП-245 кадастровый номер 16:50:060101:6877) сроком действия с момента подписания акта приема-передачи электрооборудования до 31.12.2019 г., арендная плата согласно договору принята в размере 629,100 тыс.руб.;

- договор от 10.10.2018 №2018/10 сроком до 01.03.2019 и договор от 10.10.2018 № 2018/10-1 на электрооборудование (ТП-4793 кадастровый номер 16:50:100404:395), сроком действия с момента подписания акта приема-передачи оборудования до 31.12.2019, арендная плата согласно договору принята в размере 515,834 тыс.руб.;

Расчет арендной платы по указанным договорам произведен в соответствии с Основами ценообразования с учетом амортизации и налога на имущество. Расчет амортизации и налога произведен на основании первичных документов, представленных арендодателем.

Арендная плата всего по электрооборудованию принята Госкомитетом в размере 12 576,11 тыс.руб

4.2.4. Аренда офиса договор от 01.07.2015 №10/15-0715-06/20, срок действия до 30.06.2020г. Договор зарегистрирован в Управление Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16-16/001-16/097/010/2015-8669/2 от 10.12.2015.

Аренда офиса организацией заявлена в размере 923,04 тыс.руб.

Госкомитетом арендная плата принята по предложению организации в размере 923, 04 тыс.руб на уровне установленной на 2018 год, расчет которой был выполнен из численности персонала по штатному расписанию, с учетом санитарной нормы на одного работающего на основании санитарно – эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03 и стоимости 1м<sup>2</sup>. согласно данному договору.

4.2.5. Единый налог заявлен организацией в размере 680,80 тыс.руб.

Госкомитетом единый налог принят в размере 680,80 тыс.руб., согласно бухгалтерскому отчету за 2017год.

4.2.6. Транспортный налог принят по предложению организации в размере 2,495 тыс.руб, на основании налоговой декларации за 2017год.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.**

**4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов (ΔПР2018).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}2019 = \text{ПРуст}2016 * (1 - X2019) * (1 + \text{ИПЦф}2017) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКАф}2017) - \text{ПРуст}2017 = 2607,46 * (1-1\%) * (1 + 3,7 \%) * (1+ 0,75 * 1,405) - 2772,42 = -56,38 \text{ тыс.руб.},$$

где ПРуст2016 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2015 году (тыс.руб.)= 2 772,42 тыс.руб;

ПРуст2017 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (тыс.руб.) = 5902,56 тыс.руб;

X2019 – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1%);

ИПЦф2017 – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году (3,7%);

Kэл – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

ИКАф2017 – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКАф}2017 = (\text{УЕф}2017 - \text{УЕф}2016) / \text{УЕф}2016 = (920,22 - 382,58) / 382,58 = 1,405.$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: -56,38 тыс.руб.

#### 4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{НР}2018$ ).

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta \text{НР}2019 = \text{НРрасх.факт.}2017 - \text{НРрасх.план}2017 = 9442,38 - 8460,61 = 981,77 \text{ тыс.руб.},$$

где НРрасх.факт.2017, НРрасх.план2017 – экономически обоснованная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб), приведены в таблице:

Таблица: Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год тыс.руб.

№ и/и	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>8 460,61</b>	<b>9 442,38</b>	<b>9 442,38</b>
<b>1.1.</b>	Отчисления на социальные нужды	1 412,64	1 404,80	1 404,80
<b>1.2.</b>	Амортизация основных средств	1 861,62	1 865,72	1 865,72
<b>1.3.</b>	Налоги	84,0	680,80	680,80
<b>1.4.</b>	Арендная плата	5 102,35	5 491,06	5 491,06
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено)		981,77		

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: 981,77 тыс.руб.

#### 4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО2019).

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$\text{ПО2019} = (\text{Эотп.ф2017} - \text{Эотп2017}) * \text{ЦПф2017} * \alpha_{2017} + \text{Эотп2017} * (\text{ЦПф2017} - \text{ЦП2017}) * \alpha_{2017} = (49,87 - 42,10) * 2301,193 * 0,76\% + 42,10 * (2301,193 - 1\,997,24) * 0,76\% = 233,14 \text{ тыс.руб};$$

где Эотп.ф2017 – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (49,87 млн.кВт\*ч);

Эотп2017 - прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2017 год (42,10 млн.кВт\*ч);

ЦПф2017 - фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году равна 2 301,193 руб/МВтч;

ЦП2017 - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, равна 1 997,24 руб/МВтч;

$\alpha_{2017}$  - величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (0,76%).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: 233,14 тыс.руб.

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В2019коррИП).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ООО «ТЭМ» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 14\,363,17 - 14\,363,17 = 0 \text{ тыс.руб}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (14 363,17 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\text{ф}2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (14 363,17 тыс.руб).

Таблица. Расчет фактической выручки на содержание электрических сетей за 2017 г.

№пп	Наименование	тыс.руб.
1.	Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии за 2017г.	15 117,14
2.	Фактическая выручка на оплату технологического расчета (потерь) электроэнергии за 2017г.	753,14
3.	Фактическая выручка на содержание электрических сетей	14 363,17

	(НВВф2017= п.1-п.2)	
--	---------------------	--

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: 1 158,53 тыс.руб. (= -56,38 + 981,77 + 233,14+0+0).

#### **4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2018).**

КНК2019 – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК2018} = \text{Коб} * \text{Пкор} = 0 * 2 \%;$$

где Коб – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

$\text{П}_{\text{кор}}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$\text{Коб} = \alpha * \text{Кнад} + \beta_1 * \text{Ккач1} + \beta_2 * \text{Ккач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * 0 + 0,1 * 0 = 0$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$ ;

Кнад – коэффициент достижения (не достижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

Ккач1 и Ккач2 – коэффициенты достижения (не достижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

Таблица. Расчет коэффициентов достижения (не достижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2016 год	Факт по предложению организации за 2016 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
К <sub>над</sub>	0	0	0 (достигнуто)
К <sub>кач1</sub>	0	0	0 (достигнуто)
К <sub>кач2</sub>	0	0	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент, корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание ООО «ТЭМ» на 2017 год, который составил: 0.

Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2019) составила: 0 тыс.руб. ( $= 0 \cdot \text{НВВ 2017 сод} = 0 \cdot 14\,36,17 \text{ тыс.руб.}$ ).

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для ООО «ТЭМ» на 2019 год составила 28 859,640 тыс. рублей, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 10 036,60 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 18 417,95тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: 405,08тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 0 тыс.руб..

#### 4.3. Оплата потерь.

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год составит 1257,93 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 608,02тыс.руб. ( $= 0,256 \text{ млн.кВт ч} \cdot 2\,375,08 \text{ тыс.руб.}$ );
- на 2 полугодие – 649,97тыс.руб. ( $= 0,256 \text{ млн.кВт ч} \cdot 2\,538,96 \text{ тыс.руб.}$ ).

ООО «ТЭМ» заключен договор с АО «Татэнергосбыт» на покупку потерь.

**5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям) организацией не заявлена.

**6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.**

№ пп	Наименование показателей	Утверждено ГКРПТ на 2018г. (тыс.руб)	Утверждено ГКРПТ на 2019 г. (тыс.руб)	1 полугодие	2 полугодие	Рост предложения ГКРПТ на 2019г. к установл. На 2018г.
1.	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	8 120,81	10036,60			1,24
2.	Вспомогательные материалы	1 150,47	1421,88			1,24
3.	Работы и услуги производственного характера	0	0			
4.	Затраты на оплату труда	6 017,13	7 436,64			1,24
5.	Прочие затраты	953,21	1 178,08			1,24
6.	Объем условных единиц	1 337,54	1 682,62			
7.	<b>Неподконтрольные расходы</b>	13 227,89	18 417,95			1,39
8.	Отчисления на социальные нужды	1 943,53	2 372,29			1,22
9.	Амортизация основных средств	1 861,62	1 863,22			1,00
10.	Арендная плата офиса	923,04	923,04			1,00
11.	Арендная плата оборудования	8 370,70	12576,11			1,50
12.	Единый налог (налог на прибыль), в т.ч.	129	680,80			5,28
13	Итоговая корректировка НВВ , в т.ч	4 794,06	1 158,53			0,24
13.1	Корректировка ДПР	2 906,17	-56,38			
13.2	Корректировка ДНР	1 661,51	981,77			
13.4	Корректировка ПО	226,38	233,14			
13.4	Корректировка ИП	0,00	0,00			
13.5	Корректировка НВВ		0			
14	Корректировка по Ник	0,00	0,00			
15.	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрическую энергию.</b>	26 142,76	29 613,09	14 806,54	14 806,54	1,13
16	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	62,54	66,90	31,27	31,27	1,07
17	Доля полезного отпуска на	100,00	100,00	100,00	100,00	1,00

	субабонентов, %					
18	Заявленная мощность, МВт.	13,11	10,13	13,11	13,11	0,77
19	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	166 175,68	243 608,80	243 608,80	243 608,80	1,47
20	НВВ на оплату потерь	1105,96	1257,99	608,02	649,97	1,14
21	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2323,31	2457,02	2375,08	2538,96	
22	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,476	0,512	0,256	0,256	1,08
23	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	17,68	18,80	18,18	19,43	
24	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,43570	0,46145	0,46082	0,46208	
25	Итого НВВ	27 248,71	30 871,08			1,13

## **7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

## **8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. ООО «ТЭМ» владеет силовыми трансформаторами, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии, суммарной мощностью 48,86 МВА.

8.2. ООО «ТЭМ» владеет кабельными линиями электропередачи, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1., используемых для осуществления регулируемой деятельности 2-х уровней напряжения:

- среднее второе напряжение (СН2) – 34,839кВ;
- низкое напряжение (НН) – 78,29 кВ.

8.3. За 3 предшествующих расчетному периоду регулирования Госкомитетом в отношении ООО «ТЭМ» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8(843) 523-30-08.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.sso-tem.ru](http://www.sso-tem.ru).

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который

расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует установленным критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ**:

1.Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «ТЭМ» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 10,13 МВт;
- полезный отпуск в размере 66,90 млн.кВтч;
- потери электрической энергии в размере 0,512 млн.кВтч

2.Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ООО «ТЭМ» на 2019 год в следующих размерах (без НДС)

Наименование сетевой организации	с 1 января по 30 июня 2019г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	
ООО «ТЭМ»	243 608,80	18,18	0,46082

Наименование сетевой организации	с 1 июля по 31 декабря 2019г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	
ООО «ТЭМ»	243 608,80	19,43	0,46208

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями

Филиалом «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»

и ОАО «Сетевая компания» на 2019 год.

Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» (далее – АО «Оборонэнерго») направил на рассмотрение в Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) заявление об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 28.04.2018 исх. № ВЛГ/030/1377, вх. №2521 от 28.04.2018).

АО «Оборонэнерго» расположен по адресу: 603003, г. Нижний Новгород, ул.Свободы, д. 15. (ИНН 7704726225)

Руководитель организации – Варгузин Юрий Петрович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановлений Госкомитета от 08.06.2015 №3-6/э, от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 №3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для АО «Оборонэнерго» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,59805	600 973,69	201,21

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,60610	600 973,69	209,25

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 28.04.2018 исх. № ВЛГ/030/1377) составил (без НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
2,25614	878 373,33	213,41

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
2,25614	878 373,33	213,41

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для АО «Оборонэнерго» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы.

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	14,680	1	75			7,84	0,52	0,2479	0,8975	1,0000
2016	х	1	75			7,84	0,52	0,2479	0,8975	1,0000
2017	х	1	75			7,84	0,52	0,2479	0,8975	1,0000
2018	х	1	75			7,84	0,52	0,2479	0,8975	1,0000
2019	х	1	75			7,84	0,52	0,2479	0,8975	1,0000

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

### **Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.**

АО «Оборонэнерго» оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хоз-ва:

- Мачтовая (столбовая) ТП – 2 шт;
- Однотрансформаторные ТП – 28 шт;
- Двухтрансформаторные ТП – 16 шт;
- ВЛ 1-20 кВ – 11,44 км;
- ВЛ 0,4 кВ – 41,85 км;
- КЛ 3-10 кВ – 45,38 км;
- КЛ до 1 кВ – 133,07 км.

Электрооборудование АО «Оборонэнерго» на 2019 год в условных единицах составляет 1 249,42.

Информация по перечню электрооборудования и расчету условных единиц, представленная организацией (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), не согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

#### **1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

АО «Оборонэнерго» были представлены дополнительные материалы в адрес Госкомитета письмами от 13.08.2018 № ВЛГ/050/2537, от 31.10.2018 № ВЛГ/030/3297.

#### **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для АО «Оборонэнерго» является основным видом деятельности. Раздельный учет ведется.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года, согласно представленной бухгалтерской отчетности, в целом по АО «Оборонэнерго» чистая прибыль составила 105 601 тыс.руб. (с ростом к факту 2016 года на 24,66%), бухгалтерская отчетность в разрезе филиалов не ведется. Согласно учетной политике организации, распределение доходов и расходов ведется по специальным субсчетам, приходящимся на Республику Татарстан (анализ деятельности предприятия за отчетный период рассмотрен в пп. 3.1 и 4.6.2 Заключения).

### 3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:

АО «Оборонэнерго» представлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П.1.4), не согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П.1.6), не согласованная с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергообит».

По предложению организации согласно балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям, представленному в тарифном деле, поступление в сеть на 2019 г. составляет 17,683 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 16,248 млн.кВт.ч, потери – 1,435 млн.кВт.ч. (8,12 %). Доля на субабонентов от величины полезного отпуска всего составит 100%.

АО «Оборонэнерго» письмом от 13.08.2018 № ВЛГ/050/2537 представили скорректированный баланс электрической энергии (мощности) по электрическим сетям, согласно которому прогнозный объем полезного отпуска из сетей АО «Оборонэнерго» в 2019 году составит 15,103 млн.кВт.ч.

Госкомитетом был проведен анализ фактических данных по объему передачи электрической энергии за 2014-2017 гг., а также за 10 месяцев 2018 года. С учетом сложившегося факта Госкомитет учитывает прогнозный объем передачи электрической энергии на 2019 год - 16,00 млн.кВт.ч. Данная прогнозная величина согласована с ОАО «Сетевая компания».

В связи с корректировкой объемов полезного отпуска электрической энергии Госкомитетом произведена корректировка объемов электрической мощности, и принята в размере 2,41 МВт.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Госкомитетом выполнен перерасчет потерь в соответствии с установленными технологическими потерями на долгосрочный период регулирования, в результате которого внесены изменения в величину поступления электрической энергии в сеть АО «Оборонэнерго», а полезный отпуск остался без изменений. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии.

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	17,43	9,93		9,93	12,16
Потери, млн.кВт ч	1,43	0		1,37	0,06
Потери установленные, %	8,36	0		7,84	0,52
Полезный отпуск, млн.кВт ч	16,00	0		3,88	12,12
Трансформировано		9,93		12,16	

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, прогнозная величина потерь по электрическим сетям АО «Оборонэнерго» на 2019 год составит 1,429 млн.кВтч.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	17,30	17,38	17,32	16,00
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	3,35	3,36	3,36	2,41
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	1,15	1,07	1,55	1,43

### 3.1. Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРПТ на 2017 год	Факт организации за 2017 год	Экономически обоснованная величина (согласно представленным документам)
1	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>16 179,58</b>	<b>22 963,35</b>	<b>11 612,39</b>
1.1	вспомогательные материалы	828,99	246,55	246,55
1.2.	работы и услуги производственного характера	4 848,22	2 125,53	1 258,47
1.3.	Затраты на оплату труда	9 296,31	12 209,22	9 296,31
1.4.	Прочие затраты	1 206,06	8 666,71	811,06
2.	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>6 027,91</b>	<b>8 650,04</b>	<b>7 386,46</b>
2.1.	Отчисления на социальные нужды	2 826,08	3 696,62	2 826,08
2.2.	Амортизация основных средств	1 850,28	1 539,21	1 539,21
2.3.	Арендная плата	226,27	393,04	0,00
2.4.	Энергия на хоз нужды	238,16	160,30	160,30
2.5.	Налог на прибыль	791,74	2 551,47	2 551,47
2.6.	Транспортный налог	31,13	19,32	19,32
2.7.	Налог на имущество	64,26	290,08	290,08

#### 1). Подконтрольные расходы.

1.1). Расходы на **приобретение вспомогательных материалов** на 2017 год Госкомитетом приняты в размере 828,99 тыс.руб. Фактические расходы филиала на

территории Республики Татарстан, согласно Структуре затрат и Смете расходов равны 246,55 тыс.руб., что подтверждается выписками субсчетов 20.03, 20.01. (по Республике Татарстан), актами о списании материальных запасов.

1.2). Госкомитетом **расходы на работы и услуги производственного характера** на 2017 год приняты в размере 4 848,22 тыс.руб. Фактические расходы филиала на территории Республики Татарстан, согласно Структуре затрат и Смете расходов равны 2 125,17 тыс.руб. В статью включены расходы на ремонт основных фондов (2 058,53 тыс.руб.), поверка средств измерения (35,56 тыс.руб.) и расходы на прочие услуги производственного характера (31,08 тыс. руб.). В качестве документов, подтверждающих данные статьи затрат в 2017 году, представлены: выписки субсчетов 20.03, 20.01. (по Республике Татарстан), счета-фактуры, накладные, акты о приемке выполненных работ, акты о списании материальных запасов, справки о стоимости выполненных работ, унифицированными формами КС-2, КС-3 и ОС-3.

В рамках ремонта основных фондов (2 058,53 тыс.руб.) необходимо выделить следующие затраты:

- Материально-производственные запасы для текущего ремонта автотранспорта по договорам безвозмездного пользования (25,4 тыс.руб.). В связи с отсутствием документов, подтверждающих, что указанная автотехника относится к деятельности по передаче электрической энергии, Госкомитет считает данные расходы экономически необоснованными.

- Текущий ремонт собственных объектов электросетевого хозяйства (841,3 тыс.руб.). Указанные работы были проведены подрядным способом (сторонними организациями).

Выполнение работ по ремонту подрядным способом, по мнению Госкомитета, допустимо в случае, если он экономически целесообразнее, чем содержание рабочего персонала.

В связи с тем, что Госкомитетом при расчете численности персонала на 2015 год была учтена численность рабочих и мастеров по ремонту подстанций, трансформаторов, линий электропередач, то дополнительный учет затрат на выполнение работ подрядным способом считаем экономически необоснованным.

На основании вышеизложенного, из фактически понесенных расходов на работы и услуги производственного характера за 2017 год (2 125,53 тыс.руб.), экономически обоснованы в размере 1 258,47 тыс.руб.

1.3). Госкомитетом был произведен расчет численности персонала и фонда оплаты труда, необходимого для оказания услуг по передаче электрической энергии на 1-й год долгосрочного периода регулирования, который ежегодно индексируется. Поэтому увеличение **расходов на оплату труда**, связанное с выплатами работникам вознаграждения по итогам работы за год, Госкомитет считает экономически необоснованным. На основании этого, ФОТ принят в размере 9 296,31 тыс.руб.

1.4) В основном в состав **прочих расходов** входят денежные выплаты социального характера, прочие расходы из прибыли, а также расходы на содержание центрального аппарата управления и управления филиала.

Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» на территории Республики Татарстан заявляет фактические расходы по данным статьям затрат в размере 1 703,43 тыс.руб., из которых денежные выплаты социального характера 1 289,21 тыс.руб., прочие расходы из прибыли 414,22 тыс.руб., что подтверждается выпиской 91 бухгалтерского счета (по Республике Татарстан), платежными поручениями.

В материалах, представленных в рамках тарифного дела на 2019 год нет подтверждающих документов, что расходы по статье «Денежные выплаты социального характера» (1 289,21 тыс.руб.) распределены на сотрудников РЭС «Казанский» и, следовательно, являются экономически необоснованными.

Расходы по статье «Прочие расходы из прибыли» (414,22 тыс.руб.), которые, согласно представленным АО «Оборонэнерго» документам, включают в себя убытки прошлых лет, уплату судебных госпошлин, расходы на спортивные мероприятия и др. Госкомитет считает, что указанные расходы не относятся к деятельности по передаче электрической энергии, и, следовательно, являются экономически необоснованными.

Отмечаем, что расходы по статьям «Денежные выплаты социального характера» и «Прочие расходы из прибыли» не были учтены Госкомитетом на первый год долгосрочного периода (2015 год), в связи с экономической необоснованностью.

Госкомитетом, на основании анализа представленных документов, выявлено, что филиал расходует денежные средства на содержание центрального аппарата управления (сч. 26, г.Москва) в размере 1 109,39 тыс.руб, а также содержание управления филиала (сч. 25, г.Нижний Новгород) в размере 5 042,83 тыс.руб. Данные расходы подтверждаются выписками из бухгалтерских счетов и отчетами по проводкам на общую сумму 6 152,22 тыс.руб., которые организация несет ежегодно.

Затраты по данной статье не были учтены Госкомитетом при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на долгосрочный период регулирования 2015-2019 гг., т.к. признаны экономически необоснованными.

В связи с тем, что Госкомитетом учтены все необходимые расходы филиала для оказания услуг по передаче электрической энергии на территории Республики Татарстан, считаем данные расходы экономически необоснованными.

Следовательно, прочие расходы в сумме 7 855,65 тыс.руб. Госкомитет считает экономически необоснованными.

#### 2). Неподконтрольные расходы.

Анализ неподконтрольных расходов представлен в п. 4.6.2. «Корректировка неподконтрольных расходов» экспертного заключения.

#### **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям АО «Оборонэнерго» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Отмечаем, что согласно Постановлению №1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление) об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющие регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Рассмотрев представленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат:

#### **4.1. Подконтрольные расходы**

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6%;
- индекс изменения количества активов на 2019 год, который составил: – 0,01. Рассчитан исходя из изменения количества у.е.:
  - 1 233,22 у.е. в 2018 году;
  - 1 249,42 у.е. в 2019 году;

Рост условных единиц в сравнении с 2018 годом (1 233,22) связан с продлением Госконтракта № 7-ЭХ от 27.05.2015 на обслуживание объектов электросетевого хозяйства, находящихся в безвозмездном пользовании (доп. соглашение № 17 от 31.10.2018).

- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1 %.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,046.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **16 448,91 тыс.руб.** в том числе:

- 1) работы и услуги производственного характера – 4 928,92 тыс.руб.;
- 2) вспомогательные материалы – 842,79 тыс.руб.;
- 3) затраты на оплату труда – 9 451,06 тыс.руб.;
- 4) прочие расходы – 1 226,14 тыс.руб.

Таким образом подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **17 201,33 тыс.руб.** (=16 448,91 \*1,046), в том числе:

- 1) работы и услуги производственного характера – 5 154,39 тыс.руб.;
- 2) вспомогательные материалы – 881,34 тыс.руб.;

- 3) затраты на оплату труда – 9 883,37 тыс.руб.;
- 4) прочие расходы – 1 282,23 тыс.руб..

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы составляют 12 252,34 тыс.руб., в том числе:

- 1). отчисления на социальные нужды – 2 986,93 тыс.руб.;
- 2). амортизация основных средств – 1 577,29 тыс.руб.;
- 3). арендная плата – 519,77 тыс.руб.;
- 4). энергия на хозяйственные нужды – 305,17 тыс.руб.;
- 5). коммунальные платежи – 12,40 тыс.руб.;
- 5). налог на имущество – 318,65 тыс.руб.;
- 6). налог на транспорт – 47,44 тыс.руб.;
- 7). налог на прибыль – 2 551,47 тыс.руб.;
- 8). прочие неподконтрольные расходы – 1 640,63 тыс.руб.:
- 8.1). расходы по организации Центра обслуживания клиентов – 1 472,24 тыс.руб.;
- 8.2). расходы по формированию охранных зон, на разработку экологической документации – 49,15 тыс.руб.;
- 8.3). Расходы на приобретение приборов учета - 119,23 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 3 004,55 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,4%, от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,4 %. Согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по РТ (рег.№ 7711048956/5208010472).

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 1 577,29 тыс.руб.

Проанализировав представленную в тарифном деле амортизационную ведомость по факту 2017 года (по Республике Татарстан), а также ведомость амортизации по плану на 2018-2019 годы, Госкомитет принимает амортизацию по предложению организации в размере 1 577,29 тыс.руб. (с учетом ввода нового оборудования и реконструкции в рамках инвестиционной программы) с увеличением на 49,03% к факту 2017 года, в связи с тем, что часть оборудования самортизируется в 2018-2019 гг.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств, приняты организацией на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

4.2.3. Арендная плата заявлена организацией в размере 519,77 тыс.руб., в том числе:

- аренда автотранспорта и специальной техники – 92,59 тыс.руб.;
- лизинг (финансовая аренда) автотранспорта – 50,85 тыс.руб;
- прочая аренда – 376,33 тыс.руб.

Затраты по лизингу автотранспорта в размере 50,85 тыс.руб. не приняты Госкомитетом, поскольку у организации отсутствует действующий договор лизинга.

Согласно договору №231-ВЛГ-2016 от 29.07.2016 АО «Оборонэнерго» арендует специальную технику: седельный тягач с полуприцепом и фронтальный погрузчик. Стоимость услуг определяется исходя из стоимости машино-часа спецтехники. Оплата производится за фактически отработанное время. Организацией не представлены подтверждения отнесения данных затрат на регулируемый вид деятельности (передачу электроэнергии).

Кроме того, согласно договору возмездного оказания услуг от 01.09.2017 №229-ВЛГ-2017, АО «Оборонэнерго» арендует специальную технику: экскаватор-погрузчик, автогидро-подъемник и седельный тягач с полуприцепом.

Согласно выписке по счету 20.01. в материалах тарифного дела по факту 2017 года расходы по данным договорам составили 54,310 тыс.руб. Организацией не представлено обоснование необходимости и экономической целесообразности аренды указанной спецтехники. Кроме того, в материалах тарифного дела отсутствуют документы, подтверждающие отнесение данных затрат на оказание услуг по передаче электроэнергии.

Таким образом, Госкомитет не учитывает заявленные организацией затраты по аренде автотранспорта и специальной техники в размере 92,59 тыс.руб.

К прочей аренде отнесены договора субаренды нежилых помещений. В материалах тарифного дела отсутствуют документы о необходимости аренды указанных помещений. Госкомитет не принимает расходы на субаренду нежилых помещений в размере 376,33 тыс.руб.

Исходя из изложенного, Госкомитет не принимает затраты по статье «Арендная плата».

4.2.4. В состав расходов по статье «Энергия на хозяйственные нужды» включены затраты на электро-, тепло- и водоснабжение помещений, эксплуатируемых организацией.

Расходы заявлены организацией: на электроснабжение – 85,04 тыс.руб., теплоснабжение – 199,40 тыс.руб и водоснабжение – 8,33 тыс.руб.

- затраты на электроснабжение приняты по установленным Госкомитетом затратам на 2018 год с учетом коэффициента индексации на 2019 год, примененного к установленному размеру на 2018 год, и составили 62,64 тыс.руб. ( $= 59,90 \cdot 1,05$ ).

Затраты на тепло- и водоснабжение приняты по факту 2017 года с учетом роста цен на тепловую энергию и водоснабжение в соответствии с Прогнозными параметрами Минэкономразвития России и составили: на тепловую энергию –

130,92 тыс.руб., на водоснабжение – 6,95 тыс.руб. (таблица 4). Фактические затраты по теплоснабжению и водоснабжению подтверждаются соответствующими договорами, конкурсной документацией, выписками из субсчетов 20.01.1 (по Республике Татарстан), счетами-фактурами за 2017 год.

Таблица 4. Расчет расходов на тепловую энергию и водоснабжение

	<b>Факт 2017 года</b>	<b>Рост тарифов на 2018 год (прогноз СЭР)</b>	<b>Рост тарифов на 2019 год (прогноз СЭР)</b>	<b>На 2019 год, тыс.руб.</b>
<b>Теплоснабжение</b>	121,04	1,04	1,04	130,92
<b>Водоснабжение</b>	6,43	1,04	1,04	6,95

Таким образом, затраты по статье «Энергия на хозяйственные нужды» составили 200,51 тыс.руб.

4.2.5. Коммунальные платежи принимаются Госкомитетом по предложению организации в размере 12,40 тыс.руб. согласно представленным договорам и актам выполненных работ.

4.2.6. Налог на имущество принят по предложению организации в сумме 318,65 тыс.руб. исходя из среднегодовой стоимости основных средств (с учетом нового оборудования, см.п.4.2.2. Заключения) и ставки налога в 2018 году в Республике Татарстан (2,2 %).

4.2.7. Налог на транспорт принят в сумме 47,44 тыс.руб. исходя из факта 2017 года согласно налоговой декларации (расчета) по транспортному налогу (по Республике Татарстан).

4.2.8. Налог на прибыль принимается Госкомитетом в размере 2 551,47 тыс.руб. согласно налоговой декларации (расчету) за 2017 год (по Республике Татарстан), платежным поручениям (по Республике Татарстан), а также в соответствии с выпиской из субсчета 68.04.1 (по Республике Татарстан).

4.2.9. Прочие неподконтрольные расходы заявлены организацией в размере 1 640,63 тыс.руб. По данной статье организация включила расходы:

- по организации Центра обслуживания клиентов – 1 472,24 тыс.руб.
- по формированию охранных зон – 49,15 тыс.руб.
- на приобретение приборов учета - 119,23 тыс.руб.

Затраты по организации Центра обслуживания клиентов и по формированию охранных зон относятся к неподконтрольным расходам, которые индексируются ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования.

Также в тарифном деле отсутствуют подтверждающие материалы о необходимости приобретения новых приборов учета.

Исходя из изложенного, Госкомитет не принимает затраты по данной статье.

Таким образом, неподконтрольные расходы на 2019 год принимаются Госкомитетом в размере **7 712,30 тыс.руб.**

**4.3. Капитальные вложения из прибыли,** заявленные организацией, приняты согласно утвержденной инвестиционной программе на 2016-2019 годы в размере 2 305,00 тыс.руб. (без НДС).

**4.5. Выпадающие доходы от технологического присоединения** за 2017 год заявлены организацией в размере 192,79 тыс.руб.

АО «Оборонэнерго» филиал «Волго-Вятский» представило договор об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью 670 кВт и выше на общую стоимость 191,339 тыс.руб.

В соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования, регулирующим органом при установлении регулируемых цен (тарифов) в тариф на оказание услуг по передаче электроэнергии включаются выпадающие доходы сетевой организации, связанные с выполнением организационно-технических мероприятий, расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств, плата за которые устанавливается в соответствии с Основами ценообразования в размере не более 550 рублей, а также расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт (стоимость мероприятий «последней мили» по которым равна нулю).

Также АО «Оборонэнерго» филиал «Волго-Вятский» представило расчет выпадающих доходов на 2019 год исходя из исполненных заявок 2015-2017 года в размере 1,45 тыс.руб.

Организацией заявлены расходы на технологическое присоединение 1 заявителя с заявленной мощностью энергопринимающих устройств 5 кВт («льготное» присоединение). Согласно договору на осуществление технологического присоединения размер платы составляет 550 руб. (с НДС). По Акту Сдачи-приемки №7 от 17.11.2017 (списание по счету 20.01) затраты по данному технологическому присоединению составили 3 957 руб.

Представленный организацией расчет выпадающих доходов выполнен не корректно и не соответствует п. 7 Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденных Приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 (далее – Методические указания). Форма «Отчет о прибылях и убытках», утвержденная приказом Минэнерго РФ от 13.12.2011 № 585, представлена в целом по предприятию (без деления по субъектам РФ), в связи с чем, определить фактические расходы организации по виду деятельности «Технологическое присоединение» за 2017 по субъекту «Республика Татарстан» не предоставляется возможным.

Госкомитетом размер выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, принят равным нулю.

**4.6. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э. Корректировка НВВ заявлена АО «Оборонэнерго» в размере 2 934,52 тыс.руб., согласно произведенной организацией корректировке неподконтрольных расходов (2 934,52 тыс.руб.).

**4.6.1. Корректировка подконтрольных расходов.**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}_{\text{уст}}^{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}_{2017}^{\Phi}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}_{2017}^{\Phi}) - \text{ПР}_{\text{уст}}^{2017} = 15\,609,37 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0,00) - 16\,179,58 = -154,53 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}_{\text{уст}}^{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2015 году (15 609,37 тыс.руб.);

$\text{ПР}_{\text{уст}}^{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (16 179,58 тыс.руб.);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}_{2017}^{\Phi}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2016 году (3,7 %);

$K_{\text{эл}}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$\text{ИКА}_{2017}^{\Phi}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$\text{ИКА}_{2017}^{\Phi} = (\text{УЕ}_{2017}^{\Phi} - \text{УЕ}_{2016}^{\Phi}) / \text{УЕ}_{2016}^{\Phi} = (1\,249,42 - 1\,249,42) / 1\,249,42 = 0,00$  (согласно Структуре и объему фактических затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2016 и 2017 годы, представленные организацией в рамках Стандартов раскрытия информации).

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: **- 154,53 тыс.руб.**

**4.6.2. Корректировка неподконтрольных расходов.**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}_{\text{расх.факт.}}^{2017} - \text{НР}_{\text{расх.план}}^{2017} = 7\,386,46 - 6\,027,91 = 1\,358,54 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{НР}_{\text{расх.факт.}}^{2017}$ ,  $\text{НР}_{\text{расх.план}}^{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) (таблица 5).

**Таблица 5. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов  
на 2017 год**

тыс.руб.

<b>№ п/п</b>	<b>Показатель</b>	<b>Утверждено ГКРТТ на 2017 год</b>	<b>Факт 2017 года по предложению организации</b>	<b>Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным</b>
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>6 027,91</b>	<b>8 650,04</b>	<b>7 386,46</b>
<b>1.1.</b>	Отчисления на социальные нужды	2 826,08	3 696,62	2 826,08
<b>1.2.</b>	Амортизация основных средств	1 850,28	1 539,21	1 539,21
<b>1.3.</b>	Аренда	226,27	393,04	0
<b>1.4.</b>	Энергия на хоз. нужды	238,16	160,30	160,30
<b>1.5.</b>	Налог на прибыль	791,74	2 551,47	2 551,47
<b>1.6.</b>	Налог на имущество	64,26	290,08	290,08
<b>1.7.</b>	Налог на транспорт	31,13	19,32	19,32
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт ГКРТТ – утверждено)		1 358,54		

По п.1.1. таблицы. В связи с неизменением количества условных единиц отчисления на социальные нужды приняты на уровне утвержденного размера на 2017 год 2 826,08 тыс.руб. Рассчитаны от утвержденного Госкомитетом ФОТ на 2017 год (9 296,31 тыс.руб) и фактического страхового взноса организации, который составил 30,4%.

По п.1.2. таблицы амортизация принимается по предложению организации в размере 1 539,21 тыс.руб. согласно представленной амортизационной ведомости за 2017 год (по Республике Татарстан) и первичной документации по амортизируемому оборудованию (формы ОС-1, ОС-6).

По п.1.3. таблицы фактическая арендная плата заявлена организацией в размере 393,04 тыс.руб. (прочая аренда). Госкомитет не принимает указанные расходы (см. п.4.2.3. Заключение).

Необходимо отметить, что по факту 2017 года затраты на приобретение автомобиля в лизинг, учтенные Госкомитетом при установлении тарифов на 2017 год в размере 226,27 тыс.руб., организацией не понесены.

По п.1.4. таблицы затраты принимаются по фактическим данным организации в размере 160,3 тыс.руб., в том числе: электроэнергия – 32,83 тыс.руб., теплоснабжение – 121,04 тыс.руб., водоснабжение – 6,43 тыс.руб. В тарифном деле представлены следующие подтверждающие документы: договоры с организациями по оказанию коммунальных услуг, конкурсная документация, счета-фактуры, выписки из субсчета 20.01.1 (по Республике Татарстан).

По п.1.5. таблицы Госкомитет принимает расходы по предложению организации (см.п.4.2.8. Заключение).

По п.1.6. таблицы фактический налог на имущество за 2017 год принимается по предложению организации согласно представленным подтверждающим документам.

Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» уплачивает налог на имущество по двум декларациям:

- в соответствии со статьёй № 385 Налогового Кодекса РФ по объектам недвижимого имущества, по месту нахождения района электрических сетей «Казанский»;

- в соответствии со статьёй № 384 Налогового Кодекса РФ по объектам движимого имущества филиал «Волго-Вятский» уплачивает налог в ИФНС России по Сормовскому району города Нижнего Новгорода по всем субъектам Российской Федерации, входящих в зону деятельности филиала.

Распределение налога на имущество филиала «Волго-Вятский» по субъектам Российской Федерации ведётся согласно учетной политике.

В границах Республики Татарстан затраты по налогу на недвижимое и движимое имущество за 2017 год по виду деятельности передача электрической энергии составила 290,08 тыс. руб. (выписка из субсчета 20.01. за 2017 год (РЭС «Казанский»)).

п.1.7. таблицы Госкомитет принимает затраты по предложению организации (см. п.4.2.7. Заключения).

Таким образом, фактические неподконтрольные расходы за 2017 год, признанные Госкомитетом экономически обоснованными, составили 7 386,46 тыс.руб. против предложения организации в размере 8 650,04 тыс.руб.

Исходя из изложенного, корректировка неподконтрольных расходов составила: **1 358,54 тыс.руб.**

#### **4.6.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{2019} &= (\text{Э}^{\text{отп.ф}}_{2017} - \text{Э}^{\text{отп}}_{2017}) * \text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} * \alpha_{2017} + \text{Э}^{\text{отп}}_{2017} * (\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} - \text{ЦП}_{2017}) * \alpha_{2017} = \\ &= (18,45 - 18,87) * 2\,301,19 * 8,20\% + 18,87 * (2\,301,19 - 1\,997,24) * 8,20\% = \\ &= 391,78 \text{ тыс.руб}; \end{aligned}$$

где  $\text{Э}^{\text{отп.ф}}_{2017}$  – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (18,45 млн.кВтч).

$\text{Э}^{\text{отп}}_{2017}$  - прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2017 год (18,87 млн.кВтч);

$\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017}$  - фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году (2 301,19 руб./кВтч). Необходимо отметить, что в 2017 году АО «Оборонэнерго» осуществляло покупку потерь у АО «Татэнергосбыт». Фактическая цена покупки потерь за 2017 год сложилась исходя из средневзвешенной цены покупки потерь у АО «Татэнергосбыт»;

ЦП<sub>2017</sub> - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 997,24 руб./кВтч);

$\alpha_{2017}$  - величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (8,20 %).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: **391,78 тыс.руб.**

#### **4.6.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год ( $V_{2019}^{\text{коррИП}}$ ).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

$$V_{2019}^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 NP_{2017}^{\text{ИП}} * (IP_{2017}^{\text{факт}} / IP_{2017}^{\text{заяв}} - 1) - V_{2017 \text{ 9 мес}}^{\text{коррИП}} =$$

**4 151,00 \* (0,00 / 4 151,00 - 1) - 0,00 = - 4 151,00 тыс.руб., где**

$NP_{2017}^{\text{ИП}}$  – расчетная величина собственных средств регулируемой организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов в 2017 расчетном периоде регулирования (4 151,00 тыс.руб.) (исключены: возврат НДС и лизинг);

$IP_{2017}^{\text{факт}}$  - объем фактического исполнения инвестиционной программы в 2017 году (0,00 тыс.руб. (без НДС));

$IP_{2017}^{\text{заяв}}$  – инвестиционная программа, утвержденная на 2017 год (4 151,00 тыс.руб. (без НДС));

$V_{2017 \text{ 9 мес}}^{\text{коррИП}}$  – учтенная при расчете тарифов на 2018 год корректировка НВВ на 2017 год, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за истекший период 2017 года по результатам 9 месяцев (0,00 тыс.руб.).

Таким образом, корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год ( $V_{2019}^{\text{коррИП}}$ ), составила – **4 151,00 тыс.руб.**

#### **4.6.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 24\,172,45 - 23\,868,27 = 304,18 \text{ тыс.руб}$

НВВуст2017 - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (24 172,45 тыс.руб);

НВВф2017 - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (23 867,90 тыс.руб).

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: - 2 251,03 тыс.руб.  $(= (-154,53) + 1\,358,54 + 391,78 + (-4\,151,00) + 304,18)$ .

#### **4.6.6. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>).**

КНК<sub>2019</sub> – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1:

$$\text{КНК}_{2019} = K_{об} * P_{кор};$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 1 + 0,25 * 0 + 0,1 * 0 = 0,65;$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{\text{над}}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{\text{кач1}}$  и  $K_{\text{кач2}}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256) (таблица 6).

Таблица 6. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт по предложению организации за 2017 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$K_{\text{над}}$	0,2479	0,0346	1 (достигнуто со значительным улучшением)
$K_{\text{кач1}}$	1,00	1,00	0 (достигнуто)
$K_{\text{кач2}}$	0,8975	0,8547	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2018}$ ), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание электрических сетей АО «Оборонэнерго» на 2017 год (24 172,45 тыс.руб).  $КНК_{2019}$  составил: **-0,015**:

$$КНК_{2019} = K_{об} * P_{кор} = 0.65 * 2 \% = 0,013;$$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2019}$ ) составила: **314,24 тыс.руб. (= 0,013 \* 24 172,45 тыс.руб).**

#### 4.7. Недополученный по независящим причинам доход.

АО «Оборонэнерго» заявлен недополученный при осуществлении регулируемой деятельности в предшествующий период регулирования по независящим от организации причинам доход в размере 3 644,64 тыс.руб.

Госкомитет не принимает недополученный доход в размере 3 644,64 тыс.руб., т.к. при расчете НВВ на 2019 год Госкомитетом были проведены все необходимые корректировки, предусмотренные методическими рекомендациями.

Исходя из изложенного, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для АО «Оборонэнерго» на 2019 год составила **25 281,84 тыс. рублей**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 17 201,33 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 7 712,30 тыс.руб.;
- капитальные вложения: 2 305,00 тыс.руб.;
- выпадающие доходы от технологического присоединения: 0,00 тыс.руб.;
- недополученный доход: 0,00 тыс.руб.;
- корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год:  
- 2 251,03 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 314,24 тыс.руб.

#### **4.8. Оплата потерь.**

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2018 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2019 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год для АО «Оборонэнерго» составит 3 567,59 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие =1 696,99 тыс руб (0,71 млн.кВт ч \* 2 375,08 тыс. руб.);
- на 2 полугодие =1 814,09 тыс.руб (0,71 млн.кВт ч \* 2 538,96 тыс.руб.).

АО «Оборонэнерго» заключен договор с АО «Татэнергобыт» на покупку потерь.

#### **5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям), заявлена на капитальные вложения в размере 2 305,00 тыс.руб., согласно утвержденной инвестиционной программе на 2016-2019 годы.

## 6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования (таблица 6).

Таблица 6

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Предложение ГКРТТ на 2019 год			Рост предложения ГКРТТ на 2019 г. к установл. 2018 г.
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие	
1	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	16 448,91	17 100,48	17 201,33	8 600,66	8 600,66	1,05
1.1.	Материальные затраты, всего						
1.1.1	вспомогательные материалы	842,79	876,17	881,34	440,67	440,67	1,05
1.1.2	работы и услуги производственного характера	4 928,92	727,87	5 154,39	2 577,19	2 577,19	1,05
1.2.	Затраты на оплату труда	9 451,06	9 825,43	9 883,37	4 941,69	4 941,69	1,05
1.3.	Прочие затраты, Всего	1 226,14	5 671,01	1 282,23	641,11	641,11	1,05
2.	<b>Объем условных единиц</b>	1 233,22	1 249,42	1 249,42	1 249,42	1 249,42	1,01
	<i>Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического развития</i>	0,04		0,046			
	<i>Индекс эффективности подконтрольных расходов</i>	0,01		0,01			
	<i>Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов</i>	0,75		0,75			
	<i>Индекс изменения количества активов, %</i>	-0,01		0,01			
	<i>Итого коэффициент индексации, %</i>	1,02		1,046			
3.	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	6 272,62	12 252,34	7 712,30	3 856,15	3 856,15	1,23
3.1.	Отчисления на социальные нужды	2 873,12	2 986,93	3 004,55	1 502,27	1 502,27	1,05
3.2.	Амортизация основных средств	1 575,00	1 577,29	1 577,29	788,65	788,65	1,00
3.3.	Арендная плата	168,64	519,77	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3.1.	лизинг	168,64	50,85	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3.2.	прочая аренда	0,00	468,93	0,00	0,00	0,00	0,00
3.4.	Энергия на хол. нужды	254,82	292,77	200,51	100,25	100,25	0,79
3.4.1.	Электроэнергия	59,90	85,04	62,64	31,32	31,32	1,05
3.4.2.	Тепловая энергия на хол. нужды	187,10	199,40	130,92	65,46	65,46	0,70
3.4.3.	Водоснабжение	7,82	8,33	6,95	3,48	3,48	0,89
3.4.4.	Коммунальные платежи		12,40	12,40	6,20	6,20	
3.5.	Налог на прибыль	1 057,08	2 551,47	2 551,47	1 275,74	1 275,74	2,41
3.6.	Налоги	343,97	366,08	366,09	183,04	183,04	1,06
3.6.1.	транспортный налог	47,44	47,44	47,44	23,72	23,72	1,00
3.6.2.	налог на имущество	296,53	318,65	318,65	159,33	159,33	1,07
3.7.	Прочие неподконтрольные расходы (ЦОК, ФОЗ, общепроизв. и общехоз. затраты)	0,00	1 640,63	0,00	0,00	0,00	
4.	Капитальные вложения	2 305,00	2 305,00	2 305,00	1 152,50	1 152,50	1,00
5.	Выпадающие доходы от технологического присоединения	0,00	192,79	0,00	0,00	0,00	
6.	Доход, недополученный по независящим от регулируемой организации причинам в предшествующий период (экономически необоснованный доход)	1 039,52	3 644,64	0,00	0,00	0,00	0,00
7.	<b>Итоговая корректировка НВВ (стр.7.1+стр.7.2+стр.7.3+стр.7.4)</b>	-3 076,07	1 706,63	-2 251,03			
7.1.	Корректировка ДПР	-43,60	0,00	-154,53			
7.2.	Корректировка ДНР	686,49	1 706,63	1 358,54			
7.3.	Корректировка ПО	49,37	0,00	391,78			
7.4.	Корректировка ИП	-4 151,00	0,00	-4 151,00			
7.5.	Корректировка НВВ			304,18			
8.	<b>Корректировка по НК</b>	303,75	303,75	314,24			
9.	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии</b>	23 293,74	33 190,25	25 281,84	12 640,92	12 640,92	1,09
10.	Полезный отпуск на субабонентов, млн кВт.ч.	16,68	16,25	16,00	8,00	8,00	0,96
11.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	1,00
12.	Заявленная мощность, МВт.	3,23	3,15	2,41	2,41	2,41	0,74
13.	Ставка на содержание, руб./кВт и месяц	680 973,62	878 373,33	876 016,65	876 016,65	876 016,65	1,46
14.	<b>НВВ на оплату потерь</b>	3 422,42	3 467,50	3 511,08	1 696,99	1 814,09	1,03
15.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./кВт.ч.	2 323,44	2 416,37	2 457,02	2 375,08	2 538,96	1,06
16.	Потери на субабонентов, млн кВт.ч.	1,47	1,44	1,43	0,71	0,71	0,97
17.	Ставка на оплату технологического расхода (потери) электроэнергии, руб./кВт.ч.	205,23	213,41	219,44	212,12	226,76	1,07
18.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	1,60207	2,25614	1,79956	1,79224	1,80688	1,12
19.	<b>Итого НВВ</b>	26 716,16	36 657,75	28 792,92	14 337,91	14 455,01	1,08
20.	<b>НВВ на передачу на 1 у.е.</b>	18,89		20,23			1,07

**7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. АО «Оборонэнерго» владеет на праве собственности трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, сумма номинальных мощностей которых составляет 17,37 МВА.

8.2. АО «Оборонэнерго» владеет 2 уровнями напряжения, для передачи электрической энергии, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1:

- среднее второе напряжение (СН2) – 56,82 км;
- низкое напряжение (НН) – 174,92 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении АО «Оборонэнерго» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8-800-222-32-20.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.oboronenergo.su](http://www.oboronenergo.su).

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям отнесения к ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «Оборонэнерго» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 2,41 МВт;
- полезный отпуск в размере 16,00 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 1,43 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «Оборонэнерго» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
АО «Оборонэнерго»	876 016,65	212,12	1,79224

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
АО «Оборонэнерго»	876 016,65	226,76	1,80688

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке долгосрочных индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями АО «Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Алабуга» и ОАО «Сетевая компания»  
на 2019 год

В Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) письмом от 23.04.2018 № 53-04/1983 (Вх. № 2196 от 25.04.2018) поступило заявления АО «Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Алабуга» (далее – АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга») об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год.

АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» расположено по адресу: 423600, РТ, Елабужский район, г.Елабуга, территория ОЭЗ «Алабуга», ул. Ш-2, корпус 4/1 (ИНН 1646019914).

Почтовый адрес: 423600, РФ, Республика Татарстан, г.Елабуга, а/я 125.

Руководитель организации – генеральный директор Шагивалеев Тимур Наилевич.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 08.06.2015 №3-6/э, от 10.12.2015 №3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 годы. Размер тарифов, установленный Госкомитетом на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,98525	451 566,76	21,67

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Однотарифный тариф	Двухтарифный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,98612	451 566,76	22,54

АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» письмом от 23.04.2018 № 53-04/1983 (Вх. № 2196 от 25.04.2018) обратилось в Госкомитет с заявлением об установлении тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2019 год со следующим предложением:

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Однотарифный тариф	Двухтарифный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
2,20	1 015 420,78	35,07

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Однотарифный тариф	Двухтарифный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
2,21	1 056 866,53	35,08

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются на основе долгосрочных параметров регулирования на **2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	38,97922	1	75	0,94		0,04		0	0,979	0
2016	х	1	75	0,94		0,04		0	0,964	0
2017	х	1	75	0,94		0,04		0	0,949	0
2018	х	1	75	0,94		0,04		0	0,935	0
2019	х	1	75	0,94		0,04		0	0,921	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э, долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

**Объекты электросетевого хозяйства организации.**

АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Главная понизительная подстанция ГПП-110/10 кВ – 5 шт;
- Однотрансформаторные подстанции 1-20 кВ – 3 шт.;
- Двухтрансформаторные подстанции 1-20 кВ – 5 шт.
- Кабельные линии 110 кВ-37,048 км;
- Кабельные линии 10 кВ-24,571 км;
- Кабельные линии до 1 кВ – 48,39 км.

Информация по перечню электрооборудования и расчету условных единиц представлена организацией (таблица № П2.1 и таблица № П2.2) в соответствии с Методическими указаниями № 20-э/2.

Количество электрооборудования в условных единицах (далее – у.е.) на 2019 составит 2 812,26. Снижение у.е. на 2018 от установленных Госкомитетом на 2018 год связано с корректировкой электроэнергетического оборудования, участвующего в передаче электрической энергии.

В качестве подтверждающих документов на величину у.е., участвующих в оказании услуг по передаче электрической энергии организацией представлены: однолинейная схема электроснабжения АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» с перечнем потребителей; расчет амортизационных отчисления, непосредственно участвующего в передаче электрической энергии; свидетельства о государственной регистрации права на недвижимые электроэнергетические объекты, а также выписки из реестра недвижимости по зарегистрированным объектам; акты о приеме-передаче сооружений (формы № ОС-1 и № ос-6).

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Организация ведет отдельный учет по видам деятельности согласно п. 5 Основ ценообразования и Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585 с приложением соответствующей бухгалтерской документации (Таблицы 1.3 и 1.6). Данные отдельного учета, представленные в тарифном деле (Том 2, стр.324-326), подтверждаются опубликованной на официальном сайте организации отчетностью в части структуры и объема затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, которая также приложена в тарифном деле (Том 2, стр.327-329).

Данные, приведенные в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

## **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулирующую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» является не основным видом деятельности. АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» осуществляет ведение раздельного учета по видам деятельности согласно п. 5 Основ ценообразования и Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

Согласно представленной бухгалтерской отчетности за 2017 (отчет о финансовых результатах за январь-декабрь 2017 года АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга», Том 1, стр.63), организация несет значительный убыток по предприятию в целом в размере 922 971,00 тыс.руб. (справочно: убыток по 2016 году составил 283 058,00 тыс.руб.) По регулируемому виду деятельности (передача электрической энергии по распределительным сетям), согласно данным раздельного учета, прибыль (убыток) организацией не получены.

## **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

### **3.1. Технические показатели.**

АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 год по субабонентам составит 306,899 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 302,464 млн.кВт.ч, потери на субабонентов – 4,435 млн.кВт.ч. (1,44 %).

Доля на субабонентов от величины полезного отпуска всего по предприятию на 2019 год составит 98,12 %.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п. 38 Основ ценообразования для территориальных сетевых организаций, используется величина потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенная органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на каждый год долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации исходя из уровня потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенного органа исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, и величины планового отпуска электрической энергии в сеть. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии

Показатели	Ед.изм.	Всего	В том числе			
			ВН	СН 1	СН 2	НН
Поступление в сеть	млн.кВт.ч	305,32	305,32		0,53	
Потери	млн.кВт.ч	2,86	2,86		0,0002	
Потери установленные	%	0,94	0,94		0,04	
Полезный отпуск	млн.кВт.ч	302,46	301,94		0,53	
Трансформация	млн.кВт.ч		0,53			

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии и представленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» на 2019 год составит 2,86 млн.кВт.ч.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВт.ч.	292,26	334,14	295,38	302,46
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	54,46	54,46	52,53	53,78
Технологические потери электрической энергии	млн.кВт.ч.	3,87	3,70	2,81	2,86

Полезный отпуск потребителям по предложению организации на 2019 год составит 302,46 млн.кВт.ч.

Причиной увеличения полезного отпуска потребителям на 2019 год (302,46 млн.кВт.ч) по сравнению с 2018 годом (295,38 млн.кВт.ч.) на 2,4 % является приход новых потребителей, приведенных выше в разделе «Объекты электросетевого хозяйства организации»

Снижение полезного отпуска от факта 2017 года на 9,5% вызвано уходом трех потребителей, таких как: ООО «Евразия – Алабуга», ООО «МонолитСтрой», ООО «Амитек», а также значительное снижение электропотребления таких потребителей, как: ООО «П-Д Татнефть Алабуга Стекловолокно» и ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри».

## 3.2. Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п/п	Наименование	Установлено на 2017 год, тыс.руб.	Факт 2017 года, тыс.руб.	Экономически обоснованная величина
<b>1.</b>	<b>Подконтрольные расходы:</b>	<b>46 198,65</b>	<b>120 399,97</b>	<b>26 084,71</b>
1.1.	- Затраты на оплату труда	4 954,32	17 008,24	4 954,32
1.2.	- Прочие затраты, в том числе	41 244,33	103 391,73	21 130,39
1.2.1.	материальные расходы		8 979,12	8 979,12
1.2.2.	автотранспортные затраты		6 516,24	6 516,24
1.2.3.	спецодежда		399,76	399,76
1.2.4.	добровольное медицинское страхование сотрудников		287,20	0
1.2.5.	обучение		155,22	155,22
1.2.6.	инвентарь и инструмент		81,30	81,30
1.2.7.	мобильная связь		12,41	12,41
1.2.9.	медосмотр		6,81	6,81
1.2.10.	работы и услуги производственного характера		4 949,44	4 949,44
1.2.11.	пожарная безопасность		17,27	17,27
1.2.12.	прочие услуги сторонних организаций		1 071,00	0
1.2.13.	семинары, тренинги и прочее		4,24	0
1.2.14.	командировочные расходы		342,97	0
1.2.15.	ГСМ на оборудование		0,60	0,60
1.2.16.	мебель, стоимостью менее 40 тыс.руб.		11,97	11,97
1.2.17.	почтовые и курьерские расходы		0,25	0,25
1.2.20.	прочие подконтрольные (общепроизводственные и общехозяйственные расходы)		80 555,93	0
<b>2.</b>	<b>Неподконтрольные расходы:</b>	<b>241 913,19</b>	<b>483 934,30</b>	<b>241 913,19</b>
2.1.	- Отчисления на социальные нужды	1 509,09	5 228,45	1 509,09
2.2.	- Амортизация	240 404,10	478 705,85	240 404,10
<b>Итого</b>		<b>288 111,83</b>	<b>604 334,27</b>	<b>267 997,90</b>

## 1). Подконтрольные расходы.

1.1). Фонд оплаты труда рассчитан исходя из нормативной численности персонала, необходимой для функционирования предприятия, и средней заработной платы (по предложению организации).

2.2). Госкомитет изучил статью «Прочие затраты», понесенные АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» в 2017 году.

Затраты по статьям: материальные расходы (материалы по ремонтным работам), автотранспортные затраты, спецодежда, обучение, инвентарь и инструменты, мобильная связь, медосмотр, работы и услуги производственного характера (ремонтные работы за счет подрядных организаций), пожарная безопасность, ГСМ на оборудование, мебель, почтовые и курьерские расходы подтверждаются выписками с бухгалтерских счетов 25 и 26, а также документами ведения раздельного учета доходов и расходов по регулируемому виду деятельности и фактической отчетностью согласно Приказу ФСТ от 24.10.2014 № 1831-э. Данные расходы признаны Госкомитетом как экономически обоснованные.

Расходы на добровольное медицинское страхование, семинары и тренинги, командировочные расходы не приняты, как не относящиеся к деятельности по передаче электрической энергии.

Затраты по статьям: прочие услуги сторонних организаций, а также общехозяйственные и общепроизводственные расходы не приняты Госкомитетом в виду отсутствия подтверждающих документов.

## 2). Неподконтрольные расходы.

2.1). В качестве экономически обоснованной величины по отчислениям на социальные нужды Госкомитет принимает установленную на 2017 год величину 1 509,09 тыс.руб., рассчитанную от учтенного в тарифе фонда заработной платы рабочих с учетом величины страхового взноса на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

2.2). Госкомитет изучил и проанализировал амортизационную ведомость энергообъектов, непосредственно участвующих в передаче электрической энергии в 2017 году. Отмечаем, что расходы по технологическому присоединению, учтенные АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» в амортизации, не приняты. Таким образом, исходя из первоначальной и остаточной стоимости объектов, максимальных сроков их полезного использования и с учетом доли на субабонентов 2017 года (98,27 %) экономически обоснованная величина амортизационных отчислений составила 240 404,10 тыс.руб.

## 4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно предложению АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии, составит 668 685,68 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 196 475,66 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 472 210,02 тыс.руб.;

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год Госкомитетом приняты следующие значения по статьям затрат в нижеуказанных размерах.

### 4.1.Подконтрольные расходы:

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6 %;
- индекс изменения количества активов на 2019 год равен -0,080, который рассчитан исходя из изменения количества у.е. (3 058,34 у.е. утверждено в 2018 году и 2 812,26 у.е. на 2019 год);

- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%;
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 0,973.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **48 316,45 тыс.руб.**, в том числе:

- 1). затраты на оплату труда – 5 041,78 тыс.руб.;
- 2). прочие расходы – 41 972,48 тыс.руб.

Таким образом подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **47 014,27 тыс.руб.**(= 48 316,45\*0,973), в том числе:

- 1). затраты на оплату труда – 5 988,38 тыс.руб.;
- 2). прочие расходы – 49 852,79 тыс.руб.

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы на 2019 год составляют **472 210,02 тыс.руб.**, в том числе:

- 1). отчисления на социальные нужды – 5 122,18 тыс.руб.
- 2). амортизация основных средств – 467 087,84 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты Госкомитетом на 2019 год в размере 1 524,64 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,24 % от принятого ФОТ (5 041,78 тыс.руб.).

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,24 %.

Размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев с января 2018 года составляет 0,24 %, который определен Филиалом №13 ГУ-РО ФСС РФ по РТ, согласно уведомлению о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 467 087,84 тыс.руб.

Госкомитетом проведен анализ представленного расчета амортизационных отчислений по электроэнергетическому оборудованию, непосредственно участвующего в передаче электрической энергии на 2019 год: перечень оборудования, дата ввода в эксплуатацию, первоначальная стоимость, сумма начисленной амортизации (износа).

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств организации приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

Исходя из проведенного анализа, исключены затраты на технологическое присоединение РП-1 110 кВ и РП-2 110 кВ в размере 231 484,93 тыс.руб., включенные организацией в расчет амортизационных отчислений.

При исключении данных затрат, Госкомитет руководствовался разъяснениями Минфина России (например от 19.02.2014 N 03-03-06/1/7019 и от 8.06.2011 № 03-03-06/1/335), в которых сказано, что расходы в виде платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств налогоплательщика к электрическим сетям не связаны с приобретением, сооружением, изготовлением, доведением данных объектов до состояния, в котором они пригодны для использования.

Также, согласно письму ОАО «Сетевая компания» от 05.12.2018 № 101т-17-5523 исключена амортизация по следующим объектам сетевого хозяйства:

- КЛ -10 кВ от РП-3 до КТП «Синергия» протяженностью 1,038 км в размере 231,80 тыс.руб.;
- КЛ-0,4 кВ от ИТП до КТП «Синергия» протяженностью 4,441 км в размере 1 090,00 тыс.руб.;
- РП 21, РП 3.2, РП 3.6 в размере 6 131,7 тыс.руб.;
- КЛЭП 10 кВ от ГПП-5 до РП-21, КЛЭП 10 Кв от ГПП-3 до РП 3.6, КЛЭП 10 кВ от ГПП-3 до РП 3.2 в размере 7 257,1 тыс.руб.

Таким образом, итоговая сумма амортизации основных средств на 2019 год принята Госкомитетом в размере 268 476,24 тыс.руб., с учетом доли на субабонентов 98,12 %.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год принимаются в размере 270 000,88 тыс.руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

#### **4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta \text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}_{\text{уст}}^{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}^{\Phi}_{2017}) - \text{ПР}_{\text{уст}}^{2017} = 44\,535,41 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0,001) - 46\,198,65 = - 441,25 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}_{\text{уст}}^{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году, тыс.руб. (44 535,41);

$\text{ПР}_{\text{уст}}^{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году, тыс.руб. (46 198,65);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2016 году (3,7 %);

$K_{эл}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$ИКА^{\Phi}_{2019}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле (0,001):

$$ИКА^{\Phi}_{2019} = (УЕ^{\Phi}_{2017} - УЕ^{\Phi}_{2016}) / УЕ^{\Phi}_{2016} = (2\,983,89 - 2\,980,76) / 2\,980,76 = 0,001.$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила:  
- 441,25 тыс.руб.

#### **4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta НР_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta НР_{2019} = НР^{\text{расх. факт}}_{2017} - НР^{\text{расх. план}}_{2017} = 241\,913,19 - 241\,913,19 = 0,00 \text{ тыс.руб.},$$

где  $НР^{\text{расх. факт}}_{2017}$ ,  $НР^{\text{расх. план}}_{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) (таблица 4).

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>241 913,19</b>	<b>483 934,30</b>	<b>241 913,19</b>
1.1.	Отчисления на социальные нужды	1 509,09	5 228,45	1 509,09
1.2.	Амортизация основных средств	240 404,10	478 705,85	240 404,10
2.	Доля на субабонентов	98,51 %	98,51 %	98,51 %
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт, признанный ГКРТТ – утверждено)		0,00		

В качестве экономически обоснованных затрат по отчислениям на социальные нужды и амортизации основных средств Госкомитетом принимаются величины, утвержденные в тарифе на 2017 год. Отчисления на социальные нужды рассчитаны исходя из нормативной численности персонала, фонда оплаты труда и с учетом страхового взноса на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Величина амортизации основных средств рассчитана исходя из представленных «ОЭЗ ППТ «Алабуга» фактических данных за 2017 год отчислений амортизации за вычетом расходов на технологическое присоединение по факту 2017 года и с учетом фактической доли на субабонентов (98,51 %).

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила:  
**0,00 тыс.руб.**

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{2019} &= (\text{Э}^{\text{отп}}_{\text{ф}2017} - \text{Э}^{\text{отп}}_{2017}) * \text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} * \alpha_{2017} + \text{Э}^{\text{отп}}_{2017} * (\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} - \text{ЦП}_{2017}) * \\ \alpha_{2017} &= (337,841 - 310,914) * 2\,301,193 * 0,95 \% + 310,914 * (2\,301,193 - 1\,997,24) * \\ &0,95 \% = 1\,486,45 \text{ тыс.руб}; \end{aligned}$$

где  $\text{Э}^{\text{отп}}_{\text{ф}2017}$  – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (337 841, согласно Таблице П.1.4);

$\text{Э}^{\text{отп}}_{2017}$  – прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2017 год (310,914, согласно принятым Госкомитетом величин на 2017 год);

$\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017}$  – фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году (2 301,193);

$\text{ЦП}_{2017}$  – прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 997,24, согласно принятой Госкомитетом величины на 2017 год);

$\alpha_{2017}$  – величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (0,985 %).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: **1 486,45 тыс.руб.**

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В<sub>2019</sub><sup>коррИП</sup>).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 288\,111,83 - 311\,624,93 = -23\,513,10 \text{ тыс.руб.}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  – необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная Госкомитетом на 2017 год (288 111,83 тыс.руб);

НВВ<sub>ф2017</sub> - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (311 624,93 тыс.руб.).

Таблица 5. Расчет фактической выручки на содержание электрических сетей

№ п/п	Показатель	тыс.руб.
1.	Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год	318 943,86
2.	Фактическая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии за 2017 год	7 318,93
3.	Фактическая выручка на содержание электрических сетей (НВВ <sub>ф2017</sub> = п.1. – п.2.)	311 624,93

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет:  
**-22 467,89 тыс.руб.** (= - 441,25 + 0,00 + 1 486,45 + 0,00 – 23 513,10)

#### **4.3.6. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>).**

КНК<sub>2019</sub> – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК}_{2019} = K_{об} * P_{кор} = - 0,65 * 2 \% = - 0,011;$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * (- 1) + 0,25 * 0 + 0,1 * 0 = - 0,55$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256).

Таблица 6. Оценка фактических и плановых показателей надежности и качества за 2016 год

Показатель	Утверждено ГК РТТ	Факт организации	Оценка (согласно п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256)
Уровень надежности реализуемых товаров (услуг), $K_{над}$	0	0,04065	-1 (не достигнуто)
Уровень качества осуществляемого технологического присоединения, $K_{кач1}$	0	0	0 (достигнуто)
Уровень качества реализуемых товаров (услуг), $K_{кач2}$	0,949	0,6543	1 (достигнуто с улучшением)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2019}$ ), корректирующий установленную Госкомитетом НВВ на передачу АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» на 2017 год (288 111,83 тыс.руб).  $КНК_{2019}$  составил: - 0,011.

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2019}$ ) составила: - 3 169,23 тыс.руб. (= - 0,011\*288 111,83 тыс.руб).

С учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, корректировки по показателям надежности и качества оказываемых услуг экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» на 2019 год на субабонентов (98,12 %) составила 291 378,02 тыс. руб, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 47 014,27 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 270 000,88 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: - 22 467,89 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: - 3 169,23 тыс.руб.

## 5. Оплата потерь.

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии

на 2019 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2019 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год для АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» составит 7 027,08 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие = 3 396,36 тыс. руб. (1,43 млн.кВт ч \* 2 375,08 тыс. руб.);

- на 2 полугодие = 3 630,71 тыс.руб. (1,43 млн.кВт ч\* 2 538,96 тыс.руб.).

## 6. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям), организацией не заявлена (Том 1, стр.27).

## 7. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

Таблица 7  
тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено ГКРПТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Утверждено ГКРПТ на 2019 год			Рост предложения ГКРПТ на 2019г к установл. 2018г.
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие	
1	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	48 316,45	196 475,66	47 014,27	23 507,13	23 507,13	97,3
1.1.	Затраты на оплату труда	5 181,43	16 938,70	5 041,78			97,3
1.2.	Прочие затраты	43 135,02	179 536,96	41 972,48			97,3
2	Объем условных единиц	3 058,34	2 812,26	2 812,26	1 406,13	1 406,13	92,0
3	Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического развития, 7 %	0,037		0,046			
4	Индекс эффективности подконтрольных расходов, 1 %	0,01		0,01			
5	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	0,75		0,75			
6	Индекс изменения количества активов, %	0,025		-0,080			
7	Итого коэффициент индексации, %	1,05		0,973			
8	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	242 672,28	472 210,02	270 000,88	135 000,44	135 000,44	111,3
8.1.	Отчисления на социальные нужды	1 577,23	5 122,18	1 524,64			96,7
8.2.	Амортизация основных средств	241 095,05	467 087,84	268 476,24			111,4
9	Недополученный доход	0,00		0,00			
10	Итоговая корректировка НВВ (стр.10.1+стр.10.2+стр.10.3+стр.10.4+стр.10.5)	-2 689,19		-22 467,89			
10.1.	Корректировка АНР	-124,40		-441,25			
10.2.	Корректировка АНР	-1 284,63		0,00			
10.3.	Корректировка ПО	-1 280,15		1 486,45			
10.4.	Корректировка ПП	0,00		0,00			
10.5.	Корректировка НВВ			-23 513,10			
11	Корректировка по НК	-3 677,02		-3 169,23			
12	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии	284 622,53	668 685,68	291 378,02	145 689,01	145 689,01	102,4
13	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	295,38	302,46	302,46	151,23	151,23	102,4
14	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	98,17	98,12	98,12	98,12	98,12	99,9
15	Заявленная мощность, МВт.	52,53	53,78	53,78	53,78	53,78	102,4
16	Ставка на содержание, руб./МВт в месяц	451 566,76	1 036 143,66	451 488,48	451 488,48	451 488,48	100,0
17	НВВ на оплату потерь	6 528,86	10 877,76	7 027,08	3 396,36	3 630,71	107,6
18	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	2 453,09	2 457,02	2 375,08	2 538,96	105,7
19	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	2,81	4,43	2,86	1,43	1,43	101,8
20	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./МВт.ч	22,10	35,96	23,23	22,46	24,01	105,1
21	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,98569	2,247	0,98658	0,98581	0,98736	100,1
22	Итого НВВ	291 151,38	679 563,44	298 405,10	149 085,37	149 319,72	102,5

**8. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**9. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

9.1. АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, участвующими в передаче электрической энергии, суммарной мощностью 640 МВА.

9.2. АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» владеет линиями электропередач, участвующими в передаче электрической энергии, следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- высокое напряжение (ВН) – 73,15 км;
- среднее первое напряжение (СН2) – 43,61 км.

9.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, 1 раз.

9.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии +7(85557) 5-90-68.

9.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: <http://alabuga.ru>.

9.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 53,78 МВт;
- полезный отпуск в размере 302,46 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 2,86 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	руб./кВт·ч
АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга»	451 488,48	22,46	0,98581

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт ч
АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга»	451 488,48	24,01	0,98736

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке долгосрочных индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Горьковской дирекцией по энергообеспечению – структурному подразделению Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» и ОАО «Сетевая компания» на 2019 год

В Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) письмом от 20.04.2018 № ИСХ-2057/ГОРЬК НТЭ (Вх. № 2247 от 25.04.2018) поступило заявление Горьковской дирекции по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» (далее – Горьковская дирекция Трансэнерго) об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год.

Горьковская дирекция Трансэнерго расположена по адресу: 603002, г. Нижний Новгород, ул. Николая Пахомова, 14.

Юридический (почтовый) адрес: 107174, Москва, ул.Новая Басманная, д.2 (ИНН 7708503727).

Руководитель организации – начальник Горьковской дирекции Корнеев Вячеслав Александрович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Письмами от 09.07.2018 № ИСХ-3567/ГОРЬК НТЭ (Вх. № 3778 от 12.07.2018), от 28.09.2018 № ИСХ-5345/ГОРЬК НТЭ (Вх. № 5425 от 10.10.2018), от 15.09.2018 № ИСХ-5727/ГОРЬК НТЭ (Вх. № 5748 от 22.10.2018) Горьковской дирекцией по энергообеспечению были представлены дополнительные материалы к тарифному делу.

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 08.06.2015 № 3-6/э, от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для Горьковской дирекции Трансэнерго установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,38263	102 997,45	77,01

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,38571	102 997,45	80,09

Горьковской дирекцией по энергообеспечению письмом от 20.04.2018 № ИСХ-2057/ГОРЬК НТЭ (Вх. № 2247 от 25.04.2018) обратилось в Госкомитет с заявлением об установлении тарифов по передаче электрической энергии на 2019 год со следующим предложением:

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,62888	184 711,05	80,78

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,62888	184 711,05	80,78

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются на основе долгосрочных параметров регулирования на **2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для Горьковской дирекции Трансэнерго установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности и реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществления технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	18,43701	1	75	1,10	0,45	4,80	8,88	0,001577	1,0102	0
2016	х	1	75	1,10	0,45	4,80	8,88	0,001553	1,0102	0
2017	х	1	75	1,10	0,45	4,80	8,88	0,001530	1,0102	0
2018	х	1	75	1,10	0,45	4,80	8,88	0,001507	1,0102	0
2019	х	1	75	1,10	0,45	4,80	8,88	0,001484	1,0102	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

### **Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.**

Горьковская дирекция Трансэнерго оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Подстанция 110-150 кВ – 6 шт.;
- Подстанция 35 кВ – 3 шт.;
- Силовые трансформаторы 110-150 кВ – 13 шт.;
- Силовые трансформаторы 35 кВ – 32 шт.;
- Силовые трансформаторы 1-20 кВ – 10 шт.;
- Мачтовая (столбовая) ТП 1-20 кВ – 765 шт.;
- Однотрансформаторные ТП 1-20 кВ – 157 шт.;
- Двухтрансформаторные ТП 1-20 кВ – 73 шт.;
- Четырехтрансформаторные ТП 1-20 кВ – 2 шт.;
- Однотрансформаторные ТП 35 кВ – 93 шт.;
- ВЛ 35 кВ – 27,2 км.;
- ВЛ 1-20 кВ – 1 072,3 км.;
- КЛ 3-10 кВ – 35,7 км.;
- ВЛ 0,4 кВ – 261,5 км.;
- КЛ до 1 кВ – 183,5 км.

С 2013 года количество условных единиц не менялось.

Электрооборудование Горьковской дирекции Трансэнерго на 2019 год в условных единицах составляет 9 279,150. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная организацией (таблица № П2.1 и таблица № П2.2), не согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

## **1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Согласно Учетной политике ОАО «РЖД» затраты, связанные с передачей электрической энергии по сетям Общества, подлежащие учету у соответствующего подразделения Общества, определяются в соответствии с распоряжением ОАО «РЖД» № 1599р от 7 августа 2012 года «О внесении изменений в Методику учета затрат в расчете тарифа на передачу электрической энергии по сетям ОАО «РЖД», утвержденную распоряжением ОАО «РЖД» от 31.12.2004 г. № 4418р, с учетом требований Номенклатуры доходов и расходов по видам деятельности ОАО «РЖД». Согласно Приказу ОАО «РЖД».

ОАО «РЖД» не ведет отдельный учет по регулируемому виду деятельности. В формах статистической и бухгалтерской отчетности не выделена информация, касающаяся непосредственного регулируемого вида деятельности. Следовательно, не представляется возможным оценить достоверность представленной информации.

Также, в отчетных формах 1.3 и 1.6 согласно Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585, представленной в тарифном деле, структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, опубликованной на официальном сайте ОАО «РЖД» отражены данные по предприятию в целом.

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

Утверждение и применение методики отдельного учета, подразумевающей экономическое обоснованное отнесение расходов к деятельности по оказанию услуг «Передача электрической энергии сторонними потребителями по сетям ОАО «РЖД» и субъектам Российской Федерации планировалось в 2016 году. Однако на сегодняшний день данная методика в Госкомитет не предоставлена.

## **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для Горьковской дирекции Трансэнерго является не основным видом деятельности. Данная организация не ведет отдельный учет по регулируемому виду деятельности.

По итогам 2017 года согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) чистая прибыль в целом по ОАО «РЖД» составила 17 500,00 млн.руб. Прибыль от регулируемого вида деятельности (передаче электрической энергии по распределительным сетям) не указана.

В формах статистической, бухгалтерской и налоговой отчетностей информация представлена в целом по всем видам деятельности ОАО «РЖД», в результате чего дать оценку финансового результата от регулируемого вида деятельности не представляется возможным.

На ОАО «РЖД» (в границах полигона Горьковской железной дороги) передача электрической энергии осуществляется через сети и устройства Юдинской и Ижевской дистанций электроснабжения (далее ЭЧ-7 и ЭЧ-8 соответственно).

### 3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:

Горьковской дирекцией Трансэнерго предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), не согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 г. составит 109,842 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 106,250 млн.кВт.ч, потери на субабонентов – 3,592 млн.кВт.ч..

Согласно предоставленной Горьковской дирекцией Трансэнерго структуре полезного отпуска электрической энергии по группам потребителей (форма 1.6), прогнозный объем полезного отпуска всего по организации составит 403,079 млн.кВтч, из них отпуск субабонентам – 106,250 млн.кВтч. Доля на субабонентов на 2019 год составит 26,36 %.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п. 38 Основ ценообразования для территориальных сетевых организаций, используется величина потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенная органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на каждый год долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации исходя из уровня потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенного органа исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, и величины планового отпуска электрической энергии в сеть. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электрической энергии

Показатели	Ед.изм.	Всего	В том числе			
			ВН	СН 1	СН 2	НН
Поступление в сеть	млн.кВт.ч	109,821	106,123	38,463	27,767	10,127
Потери	млн.кВт.ч	3,572	1,167	0,173	1,333	0,899
Потери установленные	%	3,25	1,10	0,45	4,80	8,88
Отпуск из сети	млн.кВт.ч	106,249	42,483	38,230	16,308	9,228
Трансформация	млн.кВт.ч		62,473	0,060	10,126	

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, величина потерь по электрическим сетям Горьковской дирекции Трансэнерго на 2019 год составит 3,572 млн.кВтч.

Величина поступления электрической энергии в сеть Горьковской дирекции Трансэнерго на 2019 год составит 109,821 млн.кВтч. со снижением на 7,89 % от факта 2017 года (119,226 млн.кВтч.) и со снижением на 4,24 % от установленной Госкомитетом величины на 2018 год (114,678 млн.кВтч.).

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2015-2018 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	110,928	116,667	110,928	106,249
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	27,430	28,849	27,430	26,273
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	2,745	2,559	3,750	3,572

Анализ фактических и плановых расходов по передаче электрической энергии, понесенных организацией в 2017 году

тыс.руб.

Показатель	Установлено	Факт	Отклонение факта 2017 г. от установленного на 2017 г.
1. Подконтрольные расходы	20 319,45	32 611,86	12 292,41
1.1.материальные затраты	549,20	9 774,40	9 225,20
1.2.затраты на оплату труда	10 163,51	19 155,02	8 991,51
1.3.прочие расходы	9 606,74	3 682,44	- 5 924,3
2. Неподконтрольные расходы	Анализ приведен в пункте 4.3.2. экспертного заключения		

Ввиду того, что Горьковской дирекцией Трансэнерго не осуществляется ведение раздельного учета доходов и расходов по реализуемым видам деятельности, дать достоверную оценку фактически понесенным затратам организации в части передаче электрической энергии не представляется возможным.

#### 4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям Горьковской дирекции Трансэнерго и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющие регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат в нижеуказанных размерах.

##### 4.1. Подконтрольные расходы

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6 %;
- индекс изменения количества активов на 2019 год – 0,0, который рассчитан исходя из не изменения количества условных единиц (9 279,150 условных единиц на 2018 и 2019 года)
- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,036.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **20 860,56 тыс.руб.** в том числе:

- 1). материальные затраты – 563,82 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 10 434,17 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 9 862,57 тыс.руб.

Таким образом подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **21 601,94 тыс.руб. (20 860,56\*1,036)**, в том числе:

- 1). материальные затраты – 583,86 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 10 805,00 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 10 213,08 тыс.руб.

Отмечаем, что согласно Постановлению № 1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление об установлении тарифов).

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы на 2019 год составят 42 466,04 тыс.руб., в том числе:

- 1). отчисления на социальные нужды – 3248,95 тыс.руб.
- 2). амортизация основных средств – 31 420,16 тыс.руб.
- 3). налог на имущество – 3 904,81 тыс.руб.
- 4). плата за землю – 21 54 тыс.руб.
- 5). прочие налоги и сборы – 12,72 тыс.руб.
- 6). налог на прибыль – 101,30 тыс.руб.
- 7). расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения – 945,44 тыс.руб.
- 8). плановые Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения – 2 065,83 тыс.руб.
- 9). прибыль на прочие цели (проценты за кредит, услуги банка) – 487,14 тыс.руб.
- 10). Прочие неподконтрольные расходы – 258,15 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 3 284,72 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,40 %, от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию – 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование – 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,40 %.

Размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев с января 2018 года составляет 0,40 %, который определен Филиалом № 26 ГУ-Нижегородского РО ФСС РФ согласно уведомлению о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

4.2.2. Амортизация основных средств на субабонентов заявлена организацией в размере 31 420,16 тыс.руб.

Госкомитетом проведен анализ расшифровки амортизационных отчислений по электроэнергетическому оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии: первоначальная стоимость оборудования, конечная стоимость оборудования, срок полезного использования, начисленная амортизация. Из расчета было исключено оборудование, самортизированное на 2019 год.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств организации приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

Таким образом, амортизацию на 2019 год Госкомитет принимает в размере 9 150,69 тыс.руб.

4.2.3. Налог на имущество заявлен организацией в размере 3 904,81 тыс.руб.

Так как объем у.е. на 2019 соответствует установленному объему на 2018 год, налог на имущество принимается Госкомитетом на уровне, установленном на 2017 и 2018 года, в размере 635,12 тыс.руб.

4.2.4. Согласно предложению организации плата за землю составляет 21,54 тыс.руб. В связи с отсутствием подтверждающих документов, Госкомитетом не приняты данные расходы.

4.2.5. По предложению организации транспортный налог в 2019 году составит 12,72 тыс.руб. Госкомитет принимает данные расходы на уровне предложения предприятия согласно налоговым декларациям, представленным в тарифном деле.

4.2.6. Налог на прибыль заявлен организацией в размере 101,30 тыс.руб. Данная статья расходов не принимается Госкомитетом, так как прибыль за факт 2017 года от регулируемой деятельности – передаче электрической энергии не указана (согласно форме 1.3 приказа Минэнерго России от 13.12.2011 № 585).

4.2.7. Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения, заявленные в размере 945,44 тыс.руб., и плановые Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения, в размере 2 065,83 тыс.руб., Госкомитетом не принимаются, в виду отсутствия технологического присоединения в 2017 году.

4.2.8. Прибыль на прочие цели (проценты за кредит, услуги банка) заявлена организацией в размере 487,14 тыс.руб. Госкомитет принимает расходы по статье «Прибыль на прочие цели» в размере 3,97 тыс.руб. с учетом индексации на 2019 год утвержденной величины 2018 года ( $= 3,83 * 1,04$ ).

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 13 087,21 тыс.руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

#### **4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta \text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}_{\text{уст}}^{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}^{\Phi}_{2017}) - \text{ПР}_{\text{уст}}^{2017} =$   
 $19\,603,34 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0,00) - 20\,319,45 = -194,07 \text{ тыс.руб.},$   
 где  $\text{ПР}_{\text{уст}}^{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году, тыс.руб. (19 603,34);

$\text{ПР}_{\text{уст}}^{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году, тыс.руб. (20 319,45);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году (3,7 %);

$K_{\text{эл}}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$\text{ИКА}^{\Phi}_{2019}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2016 и 2017 годов, определяемый по формуле (0,00):

$\text{ИКА}^{\Phi}_{2019} = (\text{УЕ}^{\Phi}_{2017} - \text{УЕ}^{\Phi}_{2016}) / \text{УЕ}^{\Phi}_{2016} = (9\,279,150 - 9\,279,150) / 9\,279,150 = 0,00.$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила:  
**- 194,07 тыс.руб.**

#### **4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{НР}_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}^{\text{расх. факт.}}_{2017} - \text{НР}^{\text{расх. план}}_{2017} = 12\,718,04 - 12\,747,16 = -29,12 \text{ тыс.руб.},$

где  $\text{НР}^{\text{расх. факт.}}_{2017}$ ,  $\text{НР}^{\text{расх. план}}_{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (таблица 4).

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов  
на 2017 год

тыс.руб.

№ н/п	Показатель	Утверждено ГКРГТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРГТ экономически обоснованным
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>12 747,16</b>	<b>42 715,25</b>	<b>12 718,04</b>
1.1.	Отчисления на социальные нужды	3 089,71	5 823,13	3 089,71
1.2.	Амортизация основных средств	8 976,37	31 420,16	8 976,37
1.3.	Налог на имущество	651,96	3 904,81	651,96
1.4.	Аренда	3,82	0,00	0,00
1.5.	Плата за землю	7,29	20,92	0,00
1.6.	Прочие налоги и сборы	13,88	12,35	0,00
1.7.	Налог на прибыль	0,40	101,30	0,00
1.8.	Прибыль на прочие цели (проценты за кредит, услуги банков)	3,73	0,00	0,00
1.9.	Прочие неподконтрольные	0,00	487,14	0,00
1.10.	Расходы от технологического присоединения	0,00	945,44	0,00
<b>2.</b>	<b>Доля на субабонентов</b>	<b>26,92 %</b>	<b>28,94 %</b>	<b>28,94 %</b>
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт, признанный ГКРГТ – утверждено)		- 29,12		

В качестве экономически обоснованных затрат Госкомитет принимает установленные расходы по следующим статьям:

- п.1.1., так как отчисления на социальные нужды рассчитаны исходя из фонда оплаты труда, который в свою очередь рассчитан исходя из нормативной численности персонала, занятого на услуги по передаче электрической энергии;

- п.1.2., так как амортизация рассчитана строго от оборудования, непосредственно участвующего в передаче электрической энергии, на основании представленных документов и с учетом доли на субабонентов;

- п.1.3., так как налог на имущество рассчитан Госкомитетом от первоначальной и остаточной стоимости энергооборудования, с учетом налоговых ставок и долей на субабонентов.

Другие статьи затрат Госкомитет не принимает ввиду отсутствия ведения раздельного учета по видам деятельности.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: **-29,12 тыс.руб.**

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$ПО_{2019} = (\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\Phi}_{2017} - \mathcal{E}_{\text{отп}}^{2017}) * ЦП^{\Phi}_{2017} * \alpha_{2017} + \mathcal{E}_{\text{отп}}^{2017} * (ЦП^{\Phi}_{2017} - ЦП^{2017}) * \alpha_{2017} = (119,226 - 112,730) * 2\,306,153 * 3,27 \% + 112,730 * (2\,306,153 - 1\,997,240) * 3,27 \% = 1\,628,57 \text{ тыс.руб};$$

где  $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\Phi}_{2017}$  – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (119,226, согласно фактическим данным полезного отпуска на

субабоненты и фактического объема купленной электроэнергии для компенсации потерь по договорам с АО «Татэнергосбыт»);

$\mathcal{E}_{2017}^{отп}$  - прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулируемыми органами на 2017 год (112,730, согласно принятым Госкомитетом величин на 2016 год);

$\mathcal{C}P_{2017}^{\Phi}$  - фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году (2 306,153).

Необходимо отметить, что в 2017 году Горьковская дирекция Трансэнерго осуществляла покупку потерь у АО «Татэнергосбыт» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Фактическая цена покупки потерь за 2017 год сложилась исходя из средневзвешенных цен покупки потерь у АО «Татэнергосбыт» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;

$\mathcal{C}P_{2017}$  - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 9997,24 согласно принятой Госкомитетом величине на 2017 год);

$\alpha_{2017}$  - величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (3,27 %).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: **1 628,57 тыс.руб.**

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год ( $B_{2019}^{коррИП}$ ).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у Горьковской дирекции Трансэнерго отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\Phi 2017} = 33\,066,61 - 34\,390,63 = -1\,324,02 \text{ тыс.руб.}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная Госкомитетом на 2017 год (33 066,61 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\Phi 2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при

ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (34 390,63 тыс.руб.).

Таблица 5. Расчет фактической выручки на содержание электрических сетей

№ п/п	Показатель	тыс.руб.
1.	Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год	43 243,23
2.	Фактическая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии за 2017 год	8 852,60
3.	Фактическая выручка на содержание электрических сетей (НВВф2017 = п.1. – п.2.)	34 390,63

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: **81,36 тыс.руб.** (= -194,07 + (-29,12) + 1 628,57 + 0,00 + (-1 324,02)).

#### **4.3.6. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>).**

КНК<sub>2019</sub> – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК}_{2019} = K_{об} * P_{кор} = 0,4 * 2 \% = 0,008;$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  – максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 1 + 0,25 * (-1) + 0,1 * 0 = 0,4$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256).

Таблица 6. Оценка фактических и плановых показателей надежности и качества за 2017 год

Показатель	Утверждено ГК РТТ	Факт организации	Оценка (согласно п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256)
Уровень надежности реализуемых товаров (услуг), $K_{над}$	0,00153	0	1 (достигнуто с улучшением)
Уровень качества осуществляемого технологического присоединения, $K_{кач1}$	0	1,24	-1 (не достигнуто)
Уровень качества реализуемых товаров (услуг), $K_{кач2}$	1,0102	0,8992	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2019}$ ), корректирующий установленную Госкомитетом НВВ на передачу Горьковской дирекцией Трансэнерго на 2017 год (33 066,61 тыс.руб).  $КНК_{2019}$  составил: 0,008.

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2019}$ ) составила: **264,533 тыс.руб. (=33 066,61 \* 0,008 тыс.руб).**

С учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, корректировки по показателям надежности и качества оказываемых услуг экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для Горьковской дирекции Трансэнерго на 2019 год на субабонентов (28,94 %) составила **35 035,04 тыс. руб.**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 21 601,94 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 13 087,21 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: 81,36 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 264,53 тыс.руб.

#### 4.4. Оплата потерь.

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2019 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2019 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год для Горьковской дирекции Трансэнерго составит 8 776,47 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие = 4 241,89 тыс. руб. (1,79 млн.кВт ч \* 2 375,08 тыс. руб.);
- на 2 полугодие = 4 534,58 тыс.руб. (1,79 млн.кВт ч\* 2 538,96 тыс.руб.).

**5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21.3 к Методическим указаниям), заявлена организацией в размере 15 590,75 тыс.руб. и состоит из прибыли на социальное развитие в размере 66,81 тыс.руб., прибыли на прочие цели в размере 1 683,06 тыс.руб., налога на прибыль в размере 349,97 тыс.руб. и налога на имущество в размере 13 490,91 тыс.руб. (Том 1, стр.171).

## 6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования

Таблица 7  
тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено ГКРТТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Утверждено ГКРТТ на 2019 год			Рост предложения ГКРТТ на 2019г к установл. 2018г.
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие	
1	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	20 860,56	21 479,77	21 601,94	10 800,97	10 800,97	103,55
1.1.	Материальные затраты	563,82	580,56	583,86			103,55
1.2.	Затраты на оплату труда	10 434,17	10 743,89	10 805,00			103,55
1.3.	Прочие затраты	9 862,57	10 155,32	10 213,08			103,55
2	Объем условных единиц	9 279,15	9 322,44	9 279,15			100,00
3	Индекс потребительских цен, определенных с учетом социально-экономического развития, 7 %	0,037		0,046			
4	Индекс эффективности подконтрольных расходов, 1 %	0,01		0,01			
5	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	0,75		0,75			
6	Индекс изменения количества активов, %	0,00		0,00			
7	Итого коэффициент индексации, %	1,03		1,036			
8	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	13 297,57	42 466,04	13 087,21	6 543,61	6 543,61	98,42
8.1.	Отчисления на социальные нужды	3 155,29	3 248,95	3 284,72			104,10
8.2.	Амортизация основных средств	9 497,88	31 420,16	9 150,69			96,34
8.3.	Налог на имущество	635,12	3 904,81	635,12			100,00
8.4.	Аренда имущества	0,00	0,00	0,00			
8.5.	Плата за землю	0,00	21,54	0,00			
8.6.	Прочие налоги и сборы (транспортный налог)	5,45	12,72	12,72			233,39
8.7.	Налог на прибыль	0,00	101,30	0,00			
8.8.	Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения	0,00	945,44	0,00			
8.9.	Плановые Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения		2 065,83	0,00			
8.10.	Прибыль на прочие цели (проценты за кредит, услуги банка)	3,83	487,14	3,97			103,55
8.11.	Прочие неподконтрольные расходы		258,15	0,00	0,00		
9	Итоговая корректировка НВВ (стр.9.1+стр.9.2+стр.9.3+стр.9.4+стр.9.5)	-90,39		81,36			
9.1.	Корректировка АПР	-54,76		-194,07			
9.2.	Корректировка АНР	-52,48		-29,12			
9.3.	Корректировка ПО	16,85		1 628,57			
9.4.	Корректировка ИП	0,00		0,00			
9.5.	Корректировка НВВ			-1 324,02			
10	Корректировка по НК	-165,10		264,53			
11	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии	33 902,64	63 945,81	35 035,04	17 517,52	17 517,52	103,34
12	Полезный отпуск на субабонентов, млн кВт.ч.	110,928	106,25	106,250	53,13	53,13	95,78
13	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	28,04	28,94	26,27	26,27	26,27	93,71
14	Заявленная мощность, МВт.	27,430	26,27	26,27	26,27	26,27	95,78
15	Ставка на содержание, руб./МВт в месяц	102 997,45	184 711,05	111 124,99	111 124,99	111 124,99	107,89
16	НВВ на оплату потерь	8 712,88	9 424,24	8 776,47	4 241,89	4 534,58	100,73
17	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	2 389,50	2 457,02	2 375,08	2 538,96	105,75
18	Потери на субабонентов, млн кВт.ч.	3,750	3,94	3,572	1,79	1,79	95,25
19	Ставка на оплату технологического расхода (потери) электроэнергии, руб./МВт.ч	78,55	80,78	82,60	79,85	85,36	105,16
20	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,38417	0,62888	0,41234	0,40959	0,41510	107,33
21	Итого НВВ	42 615,52	73 370,05	43 811,52	21 759,41	22 052,10	102,81
22	На 1 у.е.	3,65		3,78			

## 7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

## 8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28

**февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.**

8.1. Горьковская дирекция Трансэнерго владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, участвующими в передаче электрической энергии, суммарной мощностью 480 МВА.

8.2. Горьковская дирекция Трансэнерго владеет линиями электропередач участвующими в передаче электрической энергии следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- среднее первое напряжение (СН1) – 27,2 км.
- среднее второе напряжение (СН2) – 1108 км.
- низкое напряжение (НН) – 445 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении Горьковской дирекции Трансэнерго применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, 1 раз.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии +7(495) 995-92-27.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.rzd.ru](http://www.rzd.ru).

9.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Горьковской дирекции Трансэнерго на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 26,273 МВт;
- полезный отпуск в размере 106,250 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 3,572 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для Горьковской дирекции Трансэнерго на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Экспертное заключение 24.8

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
Горьковская дирекция Трансэнерго	111 124,99	79,85	0,40959

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
Горьковская дирекция Трансэнерго	111 124,99	85,36	0,41510

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

О корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями ООО «Казанская энергетическая компания» и ОАО «Сетевая компания» на 2019 год.

Общество с ограниченной ответственностью «Казанская энергетическая компания» (далее - ООО «КЭК») направил на рассмотрение в Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) заявление об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 23.04.2018 № 125, вх. №2088 от 23.04.2018).

Юридический адрес: 420044, г.Казань, пр.Х.Ямашева, д.36, оф.7-2.

Почтовый адрес: 420044, г.Казань, пр.Х.Ямашева, д.36, оф.7-2 (ИНН 1661026881)

Руководитель организации – генеральный директор Зиганшин Рушан Анасович.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э)

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановлений Госкомитета от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для ООО «КЭК» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 годы. Размер тарифов на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,50760	185 602,46	38,38

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,50913	185 602,46	39,92

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет 23.04.2018 № 125) составил (без НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,6208	229 493,32	71,05

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,6208	229 493,32	71,05

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно письму, представленному в Госкомитет 17.10.2018 № 241) составил (без НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,6138	254 851,66	67,74

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,6138	254 851,66	67,74

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования.

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для ООО «КЭК» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы.

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	5,96241	1	75			3,32	1,02	0	1,01	0
2016	х	1	75			3,32	1,02	0	1,01	0
2017	х	1	75			3,32	1,02	0	1,01	0
2018	х	1	75			3,32	1,02	0	1,01	0
2019	х	1	75			3,32	1,02	0	1,01	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение которого они не пересматриваются.

### **Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.**

ООО «КЭК» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Подстанция 110-150 кВ – 2 шт.
- Силовые трансформаторы 110-150 кВ – 4 шт.
- Силовые трансформаторы 1-20 кВ – 4 шт.;
- Однотрансформаторная ТП – 16 шт.
- Двухтрансформаторная ТП – 36 шт.
- ВЛ 110-150 кВ – 8,035 км.
- ВЛ 1-20 кВ – 2,447 км.
- ВЛ 0,4 кВ – 0,264 км.
- КЛ 3-10 – 29,702 км;
- КЛ до 1 кВ – 14,113 км.

Электрооборудование ООО «КЭК» на 2019 год в условных единицах составляет 1 487,046.

Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная организацией (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

### **1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

ООО «КЭК» были представлены дополнительные материалы в адрес Госкомитета письмами от 01.10.2018 № 222, от 17.10.2018 № 241, от 30.10.2018 № 251, от 07.11.2018 № 257, от 09.11.2018 № 258.

## **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для ООО «КЭК» является основным видом деятельности. Раздельный учет ведется.

По итогам 2017 года согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) убыток предприятия составил 4 987 тыс.руб., в т.ч. передача по распределительным сетям в размере 4 762 тыс.руб. (анализ деятельности предприятия за отчетный период рассмотрен в пп. 3.1 и 4.3.2 Заключения).

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

## **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

ООО «КЭК» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН 1, СН 2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуре полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт».

По предложению ООО «КЭК» величина поступления электрической энергии в сеть на 2019 год составит 98,677 млн.кВтч., полезный отпуск потребителям – 95,848 млн.кВтч., а величина потерь по электрическим сетям организации – 2,828 млн.кВтч. Доля на субабонентов от величины полезного отпуска всего составит 100,00 %.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Госкомитетом выполнен перерасчет потерь в соответствии с установленными технологическими потерями на долгосрочный период регулирования, в результате которого внесены изменения в величину поступления электрической энергии в сеть ООО «КЭК», а полезный отпуск остался без изменений. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии.

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	97,821	43,158	0,209	54,662	15,562
Потери, млн.кВт ч	1,972	0,00	0,00	1,814	0,158
Потери установленные, %	2,02	0,00	0,00	3,32	1,02
Полезный отпуск, млн.кВт ч	95,849	43,159	0	37,286	15,404

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, величина потерь по электрическим сетям ООО «КЭК» на 2019 год составит 2,02 млн.кВтч.

Величина поступления электрической энергии в сеть ООО «КЭК» на 2019 год составит 97,82 млн.кВтч, со снижением к факту 2017 г. на 37,04% и с увеличением к утвержденной величине на 2018 год на 5,95%. Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	110,55	153,77	90,80	95,85
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	24,37	31,53	19,13	19,13
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	1,28	1,59	1,53	1,97

### 3.1. Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт организации за 2017 год	Экономически обоснованная величина (согласно представленным документам)
1	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	25 288,63	19 466,00	19 466,00
1.1.	Вспомогательные материалы	3 378,18	1 165,00	1 165,00
1.2.	Затраты на оплату труда	7 419,49	10 560,00	10 560,00
1.3.	Прочие затраты	14 490,96	7 741,00	7 741,00
2.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	12 422,59	12 978,41	8 461,85

2.1.	Отчисления на социальные нужды	2 255,53	2 964,00	2 964,00
2.2.	Амортизация основных средств	283,93	414,00	414,00
2.3.	Арендная плата	5 674,74	9 495,64	4 979,08
2.4.	Налог на имущество	63,80	93,35	93,35
2.5.	Налог на транспорт	12,90	7,72	7,72
2.6.	Налог на землю	3,70	3,70	3,70
2.7.	Налог на прибыль	4 128,00	0,00	0,00

#### 1). Подконтрольные расходы.

1.1). Фактические **расходы на вспомогательные материалы** приняты по предложению организации в размере 1 165,00 тыс.руб. согласно товарным накладным, представленным в материалах тарифного дела.

1.2). Согласно представленным договорам аренды электрооборудования в 2018 году произошел рост условных единиц. В связи с этим, увеличилась численность обслуживающего персонала на 6 чел., что подтверждается штатным расписанием. На основании этого, фактические **расходы на оплату труда** Госкомитетом приняты в размере 10 560,00 тыс.руб.

1.3). **Прочие расходы** приняты Госкомитетом в размере 7 741,00 тыс.руб. на основании представленных актов выполненных работ в материалах тарифного дела.

#### 2). Неподконтрольные расходы.

Анализ неподконтрольных расходов представлен в п. 4.3.2 «Корректировка неподконтрольных расходов» экспертного заключения.

### **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям ООО «КЭК» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Отмечаем, что согласно Постановлению № 1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление об установлении тарифов).

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющие регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Рассмотрев представленные материалы, Госкомитет провел оценку экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат.

#### 4.1. Подконтрольные расходы

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **29 875,56 тыс.руб.** в том числе:

- 1). вспомогательные материалы – 3 990,92 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 8 765,26 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 17 119,37 тыс.руб.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6 %;
- индекс изменения количества активов на 2019 год: 0,14, который рассчитан исходя из изменения количества у.е.:
  - 1 304,894 у.е. в 2018 году,
  - 1 487,046 у.е. в 2019 году;

Рост условных единиц обусловлен тем, что организация заключила дополнительно 5 договоров аренды электроэнергетического оборудования (ТП, КЛ, ВЛ, ГПП), расположенных в разных городах Республики Татарстан: Казань, Набережные Челны, Бугульма.

- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,144.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **34 176,27 тыс.руб.** ( $29\,875,56 \times 1,144$ ), в том числе:

- 1). вспомогательные материалы – 4 565,43 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 10 027,06 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 19 583,78 тыс.руб.

#### 4.2. Неподконтрольные расходы:

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы составляют 25 385,60 тыс.руб., в том числе:

- 1). отчисления на социальные нужды – 3 030,75 тыс.руб.
- 2). амортизация основных средств – 1 026,62 тыс.руб.
- 3). арендная плата – 20 930,64 тыс.руб.
- 4). налог на имущество – 380,99 тыс.руб.
- 5). налог на транспорт – 12,90 тыс.руб.
- 6). налог на землю – 3,70 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 3 048,23 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,4 % от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию- 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,4 %.

Размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев с января 2017 года составляет 0,4 %, который определен Филиалом №5 ГУ-РО ФСС РФ по РТ согласно уведомлению о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (рег. номер - 1606614712).

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 1 026,62 тыс.руб.

Госкомитет проанализировал представленную амортизационную ведомость по факту 2017 года и плану на 2018-2019 годы, а также с учетом нового оборудования. Проведен анализ расчета остаточной стоимости оборудования, участвующего в передаче электрической энергии, и способа начисления амортизационного износа.

Таким образом, Госкомитет принимает амортизационные отчисления на 2019 год в размере 1 024,96 тыс.руб.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств, приняты организацией на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

4.2.3. Арендная плата заявлена организацией в размере 20 930,64 тыс.руб. В эти затраты входит:

4.2.3.1. аренда электросетевого имущества в размере 19 365,53 тыс.руб.

Расходы по аренде электросетевого имущества приняты Госкомитетом в размере 17 744,73 тыс.руб. согласно договорам аренды, к которым представлены дополнительные соглашения о внесении изменений в части продления срока действия аренды недвижимости до 31.12.2019 г., а также договорам, заключённым в 2015 году, с отметкой о государственной регистрации в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан со сроком действия договоров в течение 5 лет. Расчет арендной платы по указанным договорам произведен в соответствии с Основами ценообразования с учетом амортизации и налога на имущество. Кроме того, по указанным договорам представлена документация от арендодателей по первоначальной стоимости арендуемого электрооборудования, а именно: сведения на дату принятия к бухгалтерскому учету с приложением документов по формам ОС-1 (акт приема-передачи объекта основных средств) и ОС-6 (инвентарная карточка учета объекта

основных средств), а также свидетельства о государственной регистрации права по недвижимому имуществу.

Госкомитетом не учтена арендная плата на сумму 1 610,29 тыс.руб. по 9 договорам аренды объектов недвижимого имущества, заключенным с товариществами собственников жилья и индивидуальными предпринимателями (кроме договора аренды № 9-ЭС/2015 с ИП Залялетдинов Д.Т., по которому представлена вся необходимая документация), в связи с тем, что расчет арендной платы выполнен не в соответствии с Основами ценообразования. Согласно п.28 Основ ценообразования расходы на аренду определяются исходя из величины амортизации и иных обязательных платежей. Поскольку по энергообъектам, арендуемым в соответствии с указанными договорами, не начисляются амортизация и налог на имущество (организации находятся на упрощенной системе налогообложения), Госкомитет не принимает в расчет данные договоры.

4.2.3.2. аренда офисных и производственных помещений в размере 1 415,66 тыс.руб.

В данную статью включены затраты по аренде производственного помещения у ООО «Алгоритм-М» площадью 37 кв.м на сумму 133,20 тыс.руб. и аренду офиса с ООО «Международный бизнес-центр» площадью 106,9 кв.м. на сумму 897,96 тыс.руб в год, расположенных в г.Казань. Также организацией заявлены расходы по аренде производственного (72 кв.м.) и офисного (40,12 кв.м.) помещений, расположенных в г.Набережные Челны, в размере 216,00 тыс.руб. и 168,50 тыс.руб. соответственно. Договоры аренды заключены с ООО «ГРАНД-ЧЕЛНЫ». Срок действия указанных договоров – 31.12.2019 включительно.

Затраты по данной статье приняты Госкомитетом по предложению организации в размере 1 415,66 тыс.руб.

4.2.3.3. Аренда земельных участков под объекты электросетевого хозяйства заявлена организацией в размере 91,84 тыс.руб. Затраты подтверждены 13 договорами, заключенными с Комитетом земельных и имущественных отношений Исполнительного комитета Муниципального образования г.Казани со сроком действия до 2021 года, а также договорами аренды земельных участков со сроком действия до 31.12.2019 и 31.12.2067 года.

Таким образом, Госкомитет принимает расходы по аренде земли в размере 91,84 тыс.руб.

4.2.3.4. аренда транспортных средств (4 договора аренды) в размере 57,60 тыс.руб. Госкомитет не принимает указанные затраты по причине отсутствия целесообразности и экономической обоснованности затрат.

Итого, затраты по статье «Арендная плата» приняты Госкомитетом в размере 19 252,23 тыс.руб.

4.2.4. Налог на имущество принимается в сумме 332,36 тыс.руб. согласно представленной в тарифном деле налоговой декларации за 2017 год, а также исходя из среднегодовой остаточной стоимости имущества и ставки налога.

4.2.5. Налог на транспорт принят в сумме 7,72 тыс.руб. согласно налоговой декларации за 2017 год.

4.2.6. Налог на землю принят Госкомитетом в размере 3,70 тыс.руб. исходя из налоговой декларации за 2017 год по земельному налогу.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год принимаются в размере **23 669,19 тыс.руб.**

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

#### **4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta \text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}_{\text{уст}}^{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}_{\text{ф}}^{2017}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}_{\text{ф}}^{2017}) - \text{ПР}_{\text{уст}}^{2017} =$$

$$15\,431,01 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0,39) - 25\,288,63 =$$

$$- 4\,829,47 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}_{\text{уст}}^{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2015 году (15 431,01 тыс.руб.);

$\text{ПР}_{\text{уст}}^{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (25 288,63 тыс.руб.);

$X_{2018}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}_{\text{ф}}^{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2016 году (3,7 %);

$K_{\text{эл}}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$\text{ИКА}_{\text{ф}}^{2017}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2016 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКА}_{\text{ф}}^{2017} = (\text{УЕ}_{\text{ф}}^{2017} - \text{УЕ}_{\text{ф}}^{2016}) / \text{УЕ}_{\text{ф}}^{2016} = (1\,608,797 - 1\,158,568) / 1\,158,568 = 0,39$$

(согласно Структуре и объему фактических затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2016 и 2017 годы, представленные организацией в рамках Стандартов раскрытия информации).

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: **- 4 829,47 тыс.руб.**

**4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{НР}_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}_{\text{расх.факт.}}_{2017} - \text{НР}_{\text{расх.план}}_{2017} = 8\,461,85 - 12\,422,59 = -3\,960,74 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{НР}_{\text{расх.факт.}}_{2017}$ ,  $\text{НР}_{\text{расх.план}}_{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) (таблица 4).

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>12 422,59</b>	<b>12 978,41</b>	<b>8 461,85</b>
1.1.	Отчисления на социальные нужды	2 255,53	2 964,00	2 964,00
1.2.	Амортизация основных средств	283,93	414,00	414,00
1.3.	Аренда	5 674,74	9 495,64	4 979,08
1.4.	Налог на прибыль	4 128,00	0,00	0,00
1.5.	Налог на имущество	63,80	93,35	93,35
1.6.	Налог на транспорт	12,90	7,72	7,72
1.7.	Налог на землю	3,70	3,70	3,70
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт ГКРТТ - утверждено)		<b>- 3 960,74</b>		

По пп.1.1. таблицы. Отчисления на социальные нужды приняты по предложению организации в размере 2 964,00 тыс.руб. согласно представленной налоговой декларации по уплаченным страховым взносам за 2017 год, а также данным раздельного учета.

Затраты по пп.1.2. таблицы приняты Госкомитетом в размере 414,00 тыс.руб. согласно представленной амортизационной ведомости за 2017 год, с учетом нового оборудования, введенного в 2017 году.

По пп.1.3. таблицы арендная плата учтена в сумме 4 979,44 тыс.руб. по представленным договорам аренды, за исключением договора аренды с ОАО «Зеленодольский завод им.А.М.Горького» на сумму 1 783,80 тыс.руб. и АО «ПОЗиС» на сумму 2 684,76 тыс.руб. в связи с тем, что расчет арендной платы выполнен не в соответствии с Основами ценообразования. Согласно п.28 Основ ценообразования расходы на аренду определяются исходя из величины амортизации и иных обязательных платежей. В расчете стоимости арендной платы применены амортизационные отчисления, сформированные после рыночной оценки имущества (переоценки). В соответствии с п.27 Основ ценообразования переоценка имущества допустима только в случае наличия у сетевой организации утвержденной инвестиционной программы, которая у

ООО «КЭК» отсутствует. По указанным договорам арендная плата принята Госкомитетом на основании представленной первичной документации (формы ОС-1 и ОС-6) по арендуемым объектам до переоценки с учетом амортизации и налога на имущество (360,00 тыс.руб. по ОАО «Зеленодольский завод им.А.М.Горького» и 65,364 тыс.руб. по АО «ПОЗиС»).

*Справочно: Рыночная оценка электросетевого имущества, арендуемого ООО «КЭК» по договору с ОАО «Зеленодольский завод им.А.М.Горького», произведена ИП Царев А.В.(согласно отчету об оценке от 23.03.2016 № 2668); рыночная оценка электросетевого имущества, арендуемого ООО «КЭК» по договору с АО «ПОЗиС», осуществлена ЗАО «Отечество» (согласно отчету об оценке № О-3437 от 31.03.2016).*

Не учтены также затраты на аренду транспорта в размере 48,00 тыс.руб., поскольку при установлении тарифов на 2016 год указанные затраты не были приняты Госкомитетом как экономически обоснованные.

По пп.1.4.-1.7. таблицы затраты приняты по предложению организации согласно представленным налоговым декларациям за 2017 год и данным раздельного учета организации.

Таким образом, фактические неподконтрольные расходы за 2017 год, признанные Госкомитетом экономически обоснованными, составили 7 753,38 тыс.руб. против предложения организации в размере 12 978,41 тыс.руб.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила:  
- 3 960,74 тыс.руб.

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$\begin{aligned} \text{ПО}_{2019} &= (\text{Э}^{\text{отп.ф}}_{2017} - \text{Э}^{\text{отп}}_{2017}) * \text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} * \alpha_{2017} + \text{Э}^{\text{отп}}_{2017} * (\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017} - \text{ЦП}_{2017}) * \alpha_{2017} \\ &= (154,85 - 145,57) * 2\,426,01 * 0,57\% + 145,57 * (2\,426,01 - 1\,997,24) * 0,57\% = \\ &= 483,60 \text{ тыс.руб}; \end{aligned}$$

где  $\text{Э}^{\text{отп.ф}}_{2017}$  – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (154,85 млн.кВтч);

$\text{Э}^{\text{отп}}_{2017}$  - прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2017 год (145,57 млн.кВтч);

$\text{ЦП}^{\text{ф}}_{2017}$  - фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году (2 426,01 руб./кВтч). Необходимо отметить, что ООО «КЭК» осуществляет покупку потерь у АО «Татэнергосбыт» и ООО «Русэнергосбыт». Фактическая цена покупки потерь за 2017 год сложилась исходя из средневзвешенных цен покупки потерь у АО «Татэнергосбыт и ООО «Русэнергосбыт»;

ЦП<sub>2017</sub> - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 997,24 руб./кВтч);

$\alpha_{2017}$  - величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (0,57 %).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: **483,60 тыс.руб.**

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год ( $V_{2019}^{\text{коррИП}}$ ).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ООО «КЭК» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 31\,963,79 - 31\,963,79 = 0,00 \text{ тыс.руб.}$

НВВ<sub>уст2017</sub> - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (31 963,79 тыс.руб);

НВВ<sub>ф2017</sub> - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (31 963,79 тыс.руб).

В 2017 году оплата услуг за передачу электрической энергии осуществлялась по двухставочному тарифу.

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э

составляет: **-8 306,61 тыс.руб.** ( $= (-4\,829,47) + (-3\,960,74) + 483,60 + 0,00 + 0,00$ ).

#### **4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>).**

КНК<sub>2019</sub> – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК}_{2019} = K_{об} * P_{кор};$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания №1256).

$P_{кор}$  – максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * 0 + 0,1 * 1 = 0,1$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$ ;

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (рассчитан с учетом п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний №1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (рассчитаны с учетом п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний №1256) (таблица 6).

**Таблица 6. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг**

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт по предложению организации за 2017 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$K_{\text{над}}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{\text{кач1}}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{\text{кач2}}$	0,01	0,01	1 (достигнуто со значительным улучшением)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $KHK_{2019}$ ), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание электрических сетей ООО «КЭК» на 2017 год (31 963,79 тыс.руб.).  $KHK_{2019}$  составил: 0,002:

$$KHK_{2019} = K_{об} * P_{кор} = 0,1 * 2 \% = - 0,002;$$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $KHK_{2019}$ ) составила: **63,93 тыс.руб. (= 0,002\*31 963,79 тыс.руб.)**.

#### **4.5. Экономически необоснованный доход.**

При установлении НВВ на 2017 год Госкомитетом был выявлен экономически необоснованный доход ООО «КЭК» в размере 45 195,92 тыс.руб.

Руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключил указанные экономически необоснованные доходы из НВВ на содержание электрических сетей на 2017 год.

Принимая во внимание, что экономически необоснованные доходы выше устанавливаемой Госкомитетом НВВ на содержание электрических сетей на 2017 год, а ООО «КЭК» необходимо осуществлять обслуживание энергообъектов, было принято решение учитывать указанные доходы в НВВ на передачу ООО «КЭК» в период с 2017 по 2019 годы ежегодно по 15 065,308 тыс.руб.

При установлении тарифов на 2019 год ООО «КЭК» заявило, что убыток организации за 9 месяцев 2018 года составил 3 301 тыс.руб., а по итогам года ориентировочно составит 6 000 тыс.руб. Также учитывая то, что корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год составила -8 306,61, плановый убыток при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии по мнению ООО «КЭК» составит не менее 23,3 млн.руб. В результате общество не сможет платить по своим обязательствам, что приведет к банкротству.

В связи с вышеизложенным, ООО «КЭК» предложило следующий график погашения необоснованного дохода и размера корректировки за 2017 год (письмо от 03.12.2018 № 273):

№ п/п	Показатель	Итого	2019	2020	2021	2022	2023
1	Необоснованный доход	22 630,62	4 000,00	8 500,00	10 130,62	-	-
2	Корректировка НВВ за 2017 год	8 306,61	500,00	500,00	500,00	3 403,31	3 403,31
3	<b>Всего</b>	<b>30 937,23</b>	<b>4 500,00</b>	<b>9 000,00</b>	<b>10 630,62</b>	<b>3 403,31</b>	<b>3 403,31</b>

Учитывая данный факт, руководствуясь п. 7 Основ ценообразования, с целью избежания убыточности организации и сглаживания изменения тарифов Госкомитетом было принято решение удержать размер необоснованного дохода и корректировки по результатам деятельности за 2017 год из НВВ ООО «КЭК» согласно представленному графику.

Таким образом, НВВ на услуги по передаче электрической энергии для ООО «КЭК» на 2019 год на субабонентов (100 %) составила **53 409,39 тыс.руб.**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 34 176,27 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 23 669,19 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: -500,00 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 63,93 тыс.руб.;
- экономически необоснованный доход: -4 000,00 тыс.руб.

#### 4.6. Оплата потерь.

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2019 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2018 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год для ООО «КЭК» составит 4 845,24 тыс.руб., в т.ч.:

- на 1 полугодие = 2 341,83 тыс.руб (0,99 млн.кВт ч \*2 375,08 тыс. руб.);
- на 2 полугодие = 2 503,41 тыс.руб (0,99 млн.кВт ч\*2 538,96 тыс.руб).

ООО «КЭК» заключены договоры на покупку технологического расхода (потерь) с ООО «Русэнергосбыт» и АО «Татэнергосбыт».

**5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год заявлена организацией в размере 457,13 тыс.руб. (Таблица № П.1.21.3), которая состоит из:

- услуги банка (178,02 тыс.руб.);
- налоги (279,11 тыс.руб.).

## 6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования (таблица 7).

Таблица 7

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2018 год	Предложение КЭК на 2019 год (01.05)	Предложение КЭК на 2019 год (с учетом доп.материалов )	Предложение ГКРТТ на 2019 год	2019		Рост предложения ГКРТТ на 2019 к установл. 2018
						1 полугодие	2 полугодие	
1	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	29 875,56	30 944,03	33 980,31	34 176,27	17 088,14	17 088,14	1,14
1.1.	Вспомогательные материалы	3 990,92	4 133,66	4 539,25	4 565,43	2 282,72	2 282,72	1,14
1.2.	Затраты на оплату труда	8 765,26	10 981,88	9 969,57	10 027,06	5 013,53	5 013,53	1,14
1.3.	Прочие затраты	17 119,37	15 828,49	19 471,49	19 583,78	9 791,89	9 791,89	1,14
2.	Объем условных единиц	1 304,894	1 315,31	1 487,046	1 487,046			1,14
	Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально- экономического развития	0,037			0,046			
	Индекс эффективности подконтрольных расходов, 1 %	0,01			0,01			
	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству	0,75			0,75			
	Индекс изменения количества активов, %	0,20			0,14			
	Итого коэффициент индексации, %	1,181			1,144			
3.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	19 473,28	19 295,74	25 385,60	23 669,19	11 834,60	11 834,60	1,22
3.1.	Отчисления на социальные нужды	2 664,64	3 338,49	3 030,75	3 048,23	1 524,11	1 524,11	1,14
3.2.	Амортизация основных средств	494,24	711,03	1 026,62	1 024,96	512,48	512,48	2,07
3.3.	Арендная плата	13 412,15	14 970,56	20 930,64	19 252,23	9 626,11	9 626,11	1,44
3.3.1.	Аренда электросет.оборудования	11 925,33	13 411,73	19 365,53	17 744,73	8 872,36	8 872,36	1,49
3.3.2.	Аренда земель.участков	71,16	71,16	91,84	91,84	45,92	45,92	1,29
3.3.3.	Аренда офисных помещений	1 415,66	1 415,66	1 415,66	1 415,66	707,83	707,83	1,00
3.3.4.	Аренда транспорта	0,00	72,00	57,60	0,00	0,00	0,00	
3.4.	Лизинг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.5.	Налог на имущество	43,47	259,06	380,99	332,36	166,18	166,18	7,65
3.6.	Налог на транспорт	11,34	12,90	12,90	7,72	3,86	3,86	0,68
3.7.	Налог на землю	3,70	3,70	3,70	3,70	1,85	1,85	1,00
3.8.	Налог на прибыль	2 843,74	0,00	0,00	0,00			
3.9.	Госпошлина		0,00	0,00	0,00			
4.	Экономически необоснованный доход	-7 500,00			-4 000,00			
5.	Итоговая корректировка НВВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)	1 059,00			-8 306,61			
	Фактически удержанная корректировка НВВ				-500,00			
5.1.	Корректировка ДПР	-6 164,22			-4 829,47			
5.2.	Корректировка ДНР	2 418,44			-3 960,74			
5.3.	Корректировка ПО	4 804,78			483,60			
5.4.	Корректировка ИП	0,00			0,00			
5.5.	Корректировка НВВ				0,00			
6.	Корректировка по НК	-300,93			63,93			
7.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии	42 606,90	50 239,77	59 365,90	53 409,39	26 704,70	26 704,70	1,25
8.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	90,80	91,39	95,85	95,85	47,92	47,92	1,06
9.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	1,00
10.	Заявленная мощность, МВт.	19,13	18,24	19,13	19,13	19,13	19,13	1,00
11.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	185 602,46	229 493,32	254 851,66	232 659,84	232 659,84	232 659,84	1,25
12.	НВВ на оплату потерь	3 554,86	6 493,05	2 440,16	4 845,24	2 341,83	2 503,41	1,36
13.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./кВт.ч	2 323,44	2 437,33	2 437,33	2 457,02	2 375,08	2 538,96	1,06
14.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	1,53	2,66	2,83	1,97	0,99	0,99	1,29
15.	Ставка на оплату технологического расхода (потери) электроэнергии, руб./кВтч	39,15	71,05	67,74	50,55	48,87	52,24	1,29
16.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,50837	0,62078	0,61380	0,60778	0,60610	0,60947	1,20
17.	Итого НВВ	46 161,76	56 732,81	61 806,06	58 254,63	29 046,52	29 208,11	1,26
18.	НВВ на передачу на 1 у.е.	32,65			35,92			

**7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. ООО «Казанская энергетическая компания» владеет на праве собственности и на основании представленных договоров аренды трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, сумма номинальных мощностей которых составляет 105,23 МВА.

8.2. ООО «Казанская энергетическая компания» владеет линиями электропередач, участвующими в передаче электрической энергии, 3 уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1:

- высокое напряжение (ВН) – 8,035 км;
- среднее второе напряжение (СН2) – 32,149 км.
- низкое напряжение (НН) – 14,37 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении ООО «Казанская энергетическая компания» применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, 1 раз.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8-800-234-52-02.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: <http://tat.holding-energy.ru>

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему

объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям отнесения к ТСО.  
На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «Казанская энергетическая компания» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 19,13 МВт;
- полезный отпуск в размере 95,85 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 1,97 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ООО «Казанская энергетическая компания» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
ООО «Казанская энергетическая компания»	232 659,84	48,87	0,60610
Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
ООО «Казанская энергетическая компания»	232 659,84	52,24	0,60947

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями АО «Международный аэропорт «Казань» и ОАО «Сетевая компания» на 2019г.

В Государственный комитет Республики Татарстан (далее - Госкомитет) поступило заявление АО «Международный аэропорт «Казань» (далее - АО «МАК») об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 19.04.2018 № 1035-ФЭС, вх. № 1951 от 19.04.2018).

АО «МАК» расположено по адресу: 420017 Республика Татарстан, г. Казань, аэропорт.

Руководитель организации – Генеральный директор Старостин Алексей Александрович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 10.12.2015 №3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 №3-11/э) для АО «МАК установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,68256	350 661,96	20,10

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,68256	350 661,96	20,10

По предложению организации, размер тарифов по передаче электрической энергии (без учета доли на субабонентов) на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от от 19.04.2018 № 1035-ФЭС) составил (бес НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,43945	375 479,51	21,96

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,43768	375 479,51	21,96

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для АО «МАК» установлены следующие долгосрочные параметры:

ГОД	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СП-I	СП-II	НН			
2015	0,91309	1	75			0,58	1,40	0	0	0
2016						0,58	1,40			
2017						0,58	1,40			
2018						0,58	1,40			
2019						0,58	1,40			

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение, которого они не пересматриваются.

#### **Объекты электросетевого хозяйства организации.**

АО «МАК» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Однотрансформаторная ТП,КТП- - 11 шт;
- Двухтрансформаторная ТП,КТП- - 29 шт;
- Кабельные линии 10 кВ-107,93 км;

- Кабельные линии до 1 кВ-182,3 км;

Электрооборудование АО «МАК» на 2019 год в условных единицах составляет 1747,87. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная АО «МАК» (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

### **1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

### **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для АО «МАК» является не основным видом деятельности. Данная организация не ведет раздельный учет по видам деятельности согласно п.5 Основ ценообразования и Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585.

Следовательно, дать надлежащую оценку финансового результата от регулируемого вида деятельности не предоставляется возможным.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) чистая прибыль в целом по АО «МАК» составила 255 480 тыс.руб.

### **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

АО «МАК» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 г. составляет 3,803 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 3,775 млн.кВт.ч, потери – 0,028 млн.кВт.ч. (0,72%).

Полезный отпуск электроэнергии потребителям на 2019г., согласно предоставленной организацией информации (форма П1.6), составляет 3,775 млн.кВтч, с ростом на 2,9 % к факту 2017г. и на 17.7% к величине принятой Госкомитетом на 2018г.

В соответствии с абзацем п.38 Основ ценообразования уровень потерь

электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Потери по уровням напряжения (%) указанные в представленных формах соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

Потери электрической энергии приведены в таблице:

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	3,803			3,803	0,402
Потери, млн.кВт ч	0,028			0,022	0,006
Потери установленные, %	0,72			0,58	1,40
Полезный отпуск, млн.кВт ч	3,775			2,379	0,396

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии и предоставленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям АО «МАК» составляет 0,028 млн.кВтч.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице:

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установле но	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	3,028	3,670	3,205	3,775
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	0,48	0,70	0,50	0,72
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0	0	0,023	0,028

Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п.п	Наименование	Установлено на 2017г тыс.руб	Факт 2017года, тыс. руб.	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным тыс. руб
1.	Подконтрольные расходы	1 006,776	2 224,76	1 006,776
1.1	Затраты на оплату труда	841,981	1 491,98	841,981
1.2.	Прочие затраты	164,795	732,78	164,795
2.	Неподконтрольные расходы	372,845	Анализ приведен в п.п. 4.3.2.	

Организацией не ведет отдельный учет по видам деятельности. Фактические данные по статьям затрат указываются организацией по службе электро-светотехнического обеспечения полетов (ЭСТОП), которая обслуживает электрооборудование, обеспечивающее электроснабжение

основного вида деятельности и участвующего в передаче электрической энергии потребителям.

Дать надлежащую оценку фактическим затратам от регулируемого вида деятельности не предоставляется возможным.

#### **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям АО «МАК» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением №1178 и Методическими указаниями.

Согласно п.17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Согласно предложению АО «МАК» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии составил 3 234,92 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 2 475,95 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 758,973 тыс.руб.

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат:

##### **4.1. Подконтрольные расходы**

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год -104,6%;
- индекс изменения количества активов, который на 2019год составил 0.00, рассчитанный исходя из не изменения количества у.е.(1 747,87)
- индекса эффективности подконтрольных расходов -1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п. 11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,036.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **826,152тыс. руб.**, в том числе:

- 1).затраты на оплату труда -690,923тыс. руб.;
- 2).прочие расходы -135,229тыс. руб.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **855,513тыс. руб.**, (826,152 \*1,036)в том числе:

- 1).затраты на оплату труда -715,478 тыс. руб.;

2). прочие расходы -140,035 тыс. руб.

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы составляют 758,973 тыс. руб., в том числе:

- отчисления на социальные нужды – 512,173 тыс. руб;
- амортизация основных средств -246,800 тыс. руб;

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 217,505 тыс. руб. против предложения организации в размере 512,173 тыс. руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,4% от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию -22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование -5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности -2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве -0,4% согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по Республики Татарстан.

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 246,80 тыс. руб.

Госкомитетом проведен анализ расчета остаточной стоимости оборудования, участвующего в передаче электрической энергии и способа начисления амортизационного износа. Амортизация основных средств начисляется линейным способом по каждому объекту, согласно утвержденной учетной политике. Госкомитетом не учтено электрооборудование, которое не задействовано в передаче электроэнергии потребителям (ТП13, ТП24 – освещение взлетно-посадочной полосы, Склад ЭСТОП и Склад маслохозяйства ЭСТОП). Учитывая, что АО «МАК» не планирует на 2019 год ввод основных производственных фондов, амортизация основных средств, Госкомитетом принимается с учетом удельного веса ФОТ по передаче электрической энергии в общем ФОТ службы ЭСТОП 27,4% (закрепленной в учетной политике) и удельного веса субабонентов 14,59% в размере 149,653 тыс.руб.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств, приняты организацией на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 367,158 тыс. руб.

**4.4. Корректировка необходимой валовой выручки осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.**

#### 4.4.1. Корректировка подконтрольных расходов (ΔПР2019).

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}2019 = \text{ПРуст}2016 * (1 - X2019) * (1 + \text{ИПЦф}2017) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКАф}2017) - \text{ПРуст}2017 = 970,86 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0) - 1006,776 = -10,06 \text{ тыс.руб.},$$

где ПРуст2016 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (тыс.руб.) = 970,86 тыс.руб;

ПРуст2017 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году (тыс.руб.) = 1006,776 тыс.руб;

X2019 – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах = 1%;

ИПЦф2017 – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 год = 3,7%;

K<sub>эл</sub> – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

ИКАф2017 – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКАф}2017 = (\text{УЕф}2017 - \text{УЕф}2016) / \text{УЕф}2016 = (2386,47 - 2386,47) / 2386,47 = 0.$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: -10,06 тыс.руб.

#### 4.4.2. Корректировка неподконтрольных расходов (ΔНР2019).

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta \text{НР}2019 = \text{НРрасх.факт.}2017 - \text{НРрасх.план}2017 = 372,84 - 372,84 = 0 \text{ тыс.руб.},$$

где НРрасх.факт.2017, НРрасх.план2017 – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб), приведены в таблице:

Таблица: Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2016 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>372,845</b>	<b>444,70</b>	<b>372,845</b>
<b>1.1.</b>	Отчисления на социальные нужды	255,962	453,56	255,962
<b>1.2.</b>	Амортизация основных средств	116,882	289,04	116,882
<b>1.3.</b>	Налоги	0	12,236	0
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено)		0		

Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено) 0

В связи с тем, что данная организация не ведет отдельный учет по видам деятельности, Госкомитет принимает экономически обоснованные неподконтрольные расходы равными установленным на 2017 год.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: 0 тыс.руб.

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО2019).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$ПО2019 = (\text{Эотп.ф}2017 - \text{Эотп}2017) * ЦПф2017 * \alpha2017 + \text{Эотп}2017 * (ЦПф2017 - ЦП2017) * \alpha2017;$$

В связи с тем, что у АО «МАК» отсутствует договор на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт», указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: 0 тыс.руб.

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В2019коррИП).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у АО «МАК» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

**4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7,1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}2019 = \text{НВВ}_{\text{уст}}2017 - \text{НВВ}_{\text{ф}}2017 = 1\,379,62 - 1\,579,81 = -200,19 \text{ тыс.руб}$$

НВВ<sub>уст</sub>2017 - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (1 379,62 тыс.руб);

НВВ<sub>ф</sub>2017 - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (1 579,81 тыс.руб).

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: -210,25 тыс.руб. (= - 10,06 + 0 + 0 - 200,19).

**4.5. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2019).**

КНК2019 – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК}2019 = \text{Коб} * \text{Пкор}$$

где Коб – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества

поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

- максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * 0 + 0,1 * 0 = 0$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$ ;

$K_{над}$  – коэффициент достижения (не достижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (не достижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

Таблица. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2016 год	Факт по предложению организации за 2016 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$K_{над}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{кач1}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{кач2}$	0	0	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент (КНК2019), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание АО «МАК» на 2017 год (1 379,62тыс.руб), который составил: КНК2019 составил: 0.

$$КНК2019 = K_{об} * P_{кор} = 0 * 2 \% = 0;$$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2018) составила: 0 тыс.руб. (= 0\*НВВ 2016 сод = 0\*1 997,08 тыс.руб).

С учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для АО «МАК» на 2019 год на субабонентов (14,59 %) составила 1 012,42 тыс. рублей, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 855,513 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 367,158 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: -210,25тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 0 тыс.руб..

**4.6. Ученные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).**

На 2017 год Госкомитетом установлена необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии (далее – НВВ на оплату потерь) в размере 45,13 тыс.руб. С учетом перерасчета потерь электроэнергии на фактические объемы поступления электрической энергии в сеть и применения средневзвешенного тарифа покупки за 2017г., НВВ на оплату потерь за 2017г. составит 62,19 тыс.руб. Информация о фактическом средневзвешенном тарифе покупки потерь была предоставлена АО «Татэнергосбыт». Расчет НВВ на оплату потерь электроэнергии приведен в таблице:

Наименование	2017г.(факт)					
	ВН	СН 2	НН	ИТОГО	1 полу- годие	2 полу- годие
пост.в сеть, млн.кВт.ч		3,70	0,41	3,70		
потери, млн.кВт.ч		0,02	0,01	0,027	0,01356	0,01356
установлены потери, %		0,58	1,40	0,73		
Факт.средневзв.тариф на покупку потерь, руб/МВт.ч					2135,208	2451,332
НВВ на оплату потерь, тыс.руб.				<b>62,19</b>	<b>28,953</b>	<b>33,240</b>

199

Согласно информации гарантирующего поставщика АО «Татэнергосбыт» АО «МАК» не заключил договор на покупку электроэнергии для компенсации потерь, и, руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключает вышеуказанную сумму как расходы, фактически не понесенные.

**4.5. Оплата потерь.**

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год составит 67,6614 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 32,7025тыс.руб. ( $=0,0138\text{млн.кВт ч} \cdot 2375,079 \text{ тыс.руб.}$ );
- на 2 полугодие – 34,9589 тыс.руб. ( $=0,0138\text{млн.кВт ч} \cdot 2538,96 \text{ тыс.руб.}$ ).

АО «МАК» не заключил договор с АО «Татэнергосбыт» на покупку потерь.

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для АО «МАК» на 2019 год составила 1 218,08 тыс.руб.:

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии, – 1 212,61 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь – 67,6614 тыс. руб.

- Учетные расходы в 2017г, фактически не понесенные -62,1935 тыс.руб.

НВВ на оплату потерь на 2019 год с учетом экономически необоснованного дохода в размере 62,1935 тыс.руб. принята Госкомитетом в размере 5,4679 тыс.руб. (=67,6614 – 62,1935).

### **5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям) организацией заявлена в размере 461,9 тыс. руб. в которую включено:

- на поощрение (выплаты премии и матпомощи по колдоговору) – 204,16 тыс.руб.;
- путевки – 16,5 тыс.руб.
- налоги – 241,23 тыс.руб.

### **6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.**

№ пп	Наименование показателей	Утверждено ГКРТТ на 2018 г. (тыс.руб)	Утверждено ГКРТТ на 2019 г. (тыс.руб)	1 полугод	2 полугод	Рост предлож ения ГКРТТ на 2019г. к установл . на 2018г.
1.	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	826,152	855,513			1,036
2.	Вспомогательные материалы	0,00	0,00			
3.	Работы и услуги производственного характера	0,00	0,00			
4.	Затраты на оплату труда	690,923	715,478			1,036
5.	Прочие затраты	135,229	140,035			1,036
6.	Объем условных единиц	1747,87	1747,87			0
7.	<b>Неподконтрольные расходы</b>	321,495	367,158			1,142
8.	Отчисления на социальные нужды	210,040	217,505			1,036
9.	Амортизация основных средств	116,882	149,653			1,280
10.	<b>Итоговая корректировка НВВ, в т.ч.</b>	-2,71	-210,25			
10.1	Корректировка ДПР	-2,71	-10,06			
10.2	Корректировка ДНР	0,00	0,00			
10.3	Корректировка ПО	0,00	0,00			
10.4	Корректировка ИП	0,00	0,00			
10.5	Корректировка НВВ		-200,19			
11	<b>Корректировка по НК</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>			
12.	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрическую</b>	<b>1 144,93</b>	<b>1 012,42</b>	<b>506,21</b>	<b>506,21</b>	<b>0,884</b>

	энергию.					
13.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	3,21	3,78	1,60	1,60	1,178
14	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	12,67	14,59	14,59	14,59	
15.	Заявленная мощность, МВт.	0,50	0,72	0,72	0,72	1,152
16.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	189 307,63	117511,40	117511,40	117511,40	
17.	НВВ на оплату потерь	53,9037	67,6614	32,7025	34,9589	1,255
18.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	2457,02	2375,08	2538,96	
19.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,0232	0,0275	0,0138	0,0138	1,187
20.	Ученные расходы в 2017г, фактически не понесенные	43,8216	62,1935	28,9534	33,2401	
21.	Фактическая цена покупки потерь за 2016г, руб./МВт.ч			2135,21	2451,33	
22	Потери на субабонентов, пересчитанные на фактические объемы 2017г, млн.кВт.ч.	0,0216	0,02712	0,01356	0,01356	
23.	НВВ на оплату потерь конечная	10,0822	5,47	3,75	1,72	
24.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВтч	3,15	1,45	1,99	0,91	
25.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,36038	0,26964	0,27018	0,26910	
26.	Итого НВВ	1 155,01	1 017,89	509,96	507,93	0,881

## 7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

## 8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

8.1. АО «МАК» владеет на праве собственности силовыми трансформаторами, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии, суммарной мощностью 13,68МВА.

8.2. АО «МАК» владеет на праве собственности кабельными линиями электропередачи, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1, используемых для осуществления регулируемой деятельности 2 уровней напряжения:

- среднее второе напряжение (СН2) – 107,93 км
- низкое напряжение (НН) – 182,3 км

8.3. За 3 предшествующих расчетному периоду регулирования Госкомитетом в отношении ОАО «МАК» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (8843) 267-88-71.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.kazan.aero](http://www.kazan.aero).

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует установленным критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «МАК» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 0,72 МВт;
- полезный отпуск в размере 3,775 млн. кВт·ч;
- потери электрической энергии в размере 0,028 млн. кВт·ч

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «МАК» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевой организации	с 1 января по 30 июня 2019г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
АО «МАК»	117 511,40	1,99	0,27018

Наименование сетевой организации	с 1 июля по 31 декабря 2019г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
АО «МАК»	117 511,40	0,91	0,26910

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями  
Казанский авиационный завод им. С.П.Горбунова – филиал ПАО «Туполев» и  
ОАО «Сетевая компания» на 2019г.

В Государственный комитет Республики Татарстан (далее - Госкомитет) поступило заявления от Казанского авиационного завода им. С.П.Горбунова – филиал ПАО «Туполев» (далее - «КАЗ») об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 18.04.2018 № 3176-301/4403, вх. № 2145 от 24.04.2018).

«КАЗ» расположен по адресу: 420127 Республика Татарстан, г. Казань, ул. Дементьева, 1.

Руководитель организации – директор Савицких Николай Владимирович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 10.12.2015 №3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 №3-11/э) для «КАЗ» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,23450	107 215,90	0,58

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,23458	107 215,90	0,65

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом 18.04.2018 № 3176-301/4403) составил (бес НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,22615	97 284,72	37,22

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,27719	97 284,72	35,06

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для «КАЗ» установлены следующие долгосрочные параметры:

ГОД	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности и реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	III			
2015	9,45245	1	75	1,05		3,92	8,63	0	1,602	0
2016				1,05		3,92	8,63	0	1,602	0
2017				1,05		3,92	8,63	0	1,602	0
2018				1,05		3,92	8,63	0	1,602	0
2019				1,05		3,92	8,63	0	1,602	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение, которого они не пересматриваются.

#### **Объекты электросетевого хозяйства организации.**

«КАЗ» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Подстанция 110кВ - 2 шт.;
- Силовые трансформаторы 110кВ - 4 шт.;

- Силовые трансформаторы 10кВ- 8 шт.;
- Однотрансформаторная ТП, КТП - 39 шт.;
- Двухтрансформаторная ТП, КТП - 59 шт.;
- Воздушная линия 110кВ – 0,4км;
- Кабельные линии 10 кВ – 131,28 км;
- Кабельные линии до 1 кВ-25,66 км.

Электрооборудование «КАЗ» на 2019 год в условных единицах составляет 2 631,031. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная «КАЗ» (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Организация не ведет отдельный учет по видам деятельности.

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

**2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулирующую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для «КАЗ» является не основным видом деятельности. Данная организация не ведет отдельный учет по видам деятельности согласно п.5 Основ ценообразования и Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585.

Следовательно, дать надлежащую оценку финансового результата от регулируемого вида деятельности не предоставляется возможным.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017года согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) убыток в целом по «КАЗ» составил 103,637 тыс.руб.

**3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

«КАЗ» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт» и ОАО «Сетевая компания».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 г. составляет 62,443 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 61,308 млн.кВт.ч, потери – 1,135млн.кВт.ч. (1,82%).

Полезный отпуск электроэнергии потребителям на 2019г., согласно предоставленной организацией информации (форма П1.6), составляет 61,308 млн.кВтч, с ростом на 16,8 % к факту 2017г. и со снижением на 19,3% к принятому Госкомитетом величине на 2018 г. Снижение поступления электроэнергии по отношению к 2018г связан со снижением потребления одних из основных потребителей, таких как ОКБ «Сокол» - на 10,029 млн.кВт\*ч (82,9%) и АО «КМПО» - на 3,68 млн.кВт\*ч (8,7%).

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с абзацем п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Госкомитетом выполнен перерасчёт потерь в соответствии с установленными технологическими потерями на долгосрочный период регулирования, в результате которого внесены изменения в величину поступления электрической энергии в сеть «КАЗ», а полезный отпуск остался без изменений. Расчет потерь приведен в таблице:

Наименование	Всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	62,317	61,15836		8,792	0,270
Потери, млн.кВт ч	1,009	0,641		0,345	0,023
Потери установленные, %	1,62	1,05		3,92	8,63
Полезный отпуск, млн.кВт ч	61,308	52,884		8,177	0,247

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии и предоставленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям «КАЗ» составляет 1,009 млн.кВт ч.

Величина поступления электрической энергии в сеть «КАЗ» на субабонентов на 2019 год составит 62,317 млн.кВтч с ростом на 18,7 % к факту 2017г. и со снижением на 19,3% к принятому Госкомитетом величине на 2018г.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице:

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установле но	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	62,534	52,502	75,974	61,308

Заявленная (расчетная) мощность	МВт	11,37	9,546	13,813	11,147
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0	0	1,546	1,009

## Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п.п	Наименование	Установлено на 2017г тыс.руб	Факт 2017года, тыс. руб.	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным тыс. руб
1.	Подконтрольные расходы	11 002,4	54 124,04	11 002,4
1.1	Затраты на оплату труда	5 326,16	15 517,33	5 326,16
1.2.	Прочие затраты	5 676,24	38 606,71	5 676,24
2.	Неподконтрольные расходы	1 894,74	Анализ приведен в п.п. 4.3.2.	

Организацией не ведет отдельный учет по видам деятельности. Фактические данные по статьям затрат указываются организацией по электроцеху, который обслуживает электрооборудование основного производства и участвующего в передаче электрической энергии потребителям.

Дать надлежащую оценку фактическим затратам от регулируемого вида деятельности не предоставляется возможным.

#### 4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям «КАЗ» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением №1178 и Методическими указаниями.

Согласно п.17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Согласно предложению «КАЗ» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии составил 64 763,37 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 59 095,54 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 5 667,83 тыс.руб.

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат:

##### 4.1. Подконтрольные расходы

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год -104,6%;

- индекс изменения количества активов, который на 2019 год составил 2,15, который рассчитанный исходя из изменения количества у.е.

- 2 557,67 у.е. в 2018 году;

- 2 631,03 у.е. в 2019 году (введены в эксплуатацию трансформаторные подстанции КТП «Ангара №4» и БКТП «Стоянок 13,14» Акт ввода в эксплуатацию, выданный Ростехнадзор №13-82/1203 и №13-82/1204 от 17.11.2017г. Данные подстанция участвуют в кольцевой схеме электроснабжения).

- индекса эффективности подконтрольных расходов - 1%.

- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,0578

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **10 761,60 тыс.руб.**, в том числе:

1).затраты на оплату труда -5 209,58тыс. руб.;

2).прочие расходы -5 552,01тыс. руб.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **11 383,79 тыс. руб. (=10 761,60 \*1,0578)**, в том числе:

1).затраты на оплату труда -5 510,78тыс. руб.;

2).прочие расходы -5 873,01тыс. руб.

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы составляют 5 667,83 тыс.руб., в том числе:

- отчисления на социальные нужды – 5 251,61тыс.руб.;

- амортизация основных средств – 242,0 тыс.руб.;

- налог на имущество – 99,055тыс.руб.;

- налог на землю – 75,165 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 1 748,57тыс.руб. против предложения организации в размере 5 251,61 тыс. руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 31,73% от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;

- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;

- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности - 2,9%.

- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 1,73%, согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по Республики Татарстан с января 2018г.(регистрационный номер страхователя 7701000686/1606611114, дата выдачи 22.03.2018)

4.2.1. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 262,0 тыс.руб. Госкомитетом проведен анализ расчета остаточной стоимости

оборудования, участвующего в передаче электрической энергии и способа начисления амортизационного износа. На 2019 год Госкомитетом не принята затраты по амортизации освещения ограждения с юго-восточной части (инв.№2587) и автоматизированной информационно-измерительной системе технического учета электроэнергии (АНИС ТУЭ – инв. №95771). АНИС ТУЭ служит для сбора и хранения информации расходов электроэнергии заводских объектов, и работа ее направлена в основном на внутренний учет, т.е. на собственное потребление, а не на оказание услуг по передаче электрической энергии потребителям.

Таким образом, размер амортизационных отчислений с учетом доли полезного отпуска на субабонентов (56,06%) принят в размере 94,527 тыс.руб. со снижением на 13,6% относительно принятого на 2018 год. Снижение связано еще и со снижением доли полезного отпуска на субабонентов (56,06%).

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств, приняты организацией на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

**4.2.3.** Налог на имущество принят в размере 55,53 тыс.руб. на основании представленного расчета от средней стоимости основных средств (РТ 40-3 РТ от 28.11.2003) и налоговой ставки на льготируемое (37,80 тыс.руб) и нельготируемое (17,73 тыс.руб) имущества с учетом доли на передачу электроэнергии потребителям (субабонентам). Льготируемое и нельготируемое имущество определяется ст. 381 Налогового Кодекса Российской Федерации в соответствии с перечнем.

**4.2.4.** Налог на землю принят в размере 42,14 тыс.руб. на основании представленного расчета в зависимости от площадей под электрооборудованием, удельного показателя кадастровой стоимости и налоговой ставки, с учетом доли на передачу электроэнергии потребителям (субабонентам 56,06%).

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 1 940,76 тыс. руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.**

#### **4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов (ΔПР2019).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}2018 = \text{ПРуст}2016 * (1 - \text{Х}2019) * (1 + \text{ИПЦф}2017) * (1 + \text{Кэл} * \text{ИКАф}2017) - \text{ПРуст}2017 = 10419,22 * (1-1\%) * (1 + 3,7\%) * (1+ 0,75 * 0,00) - 11\ 002,40 = - 305,71 \text{ тыс.руб.},$$

где ПРуст2016 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (тыс.руб.) = 10 419,22 тыс.руб;

ПРуст2017 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (тыс.руб.)= 11 002,40тыс.руб;

X2019 – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах =1%;

ИПЦф2017 – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году= 3,7%;

Кэл – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

ИКАф2017 – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

ИКАф2017 = (УЕф2017– УЕф2016) / УЕф2016 = (2663,07 – 2663,07) / 2663,07 = 0,00.

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила:  
-305,71 тыс.руб.

#### 4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов (ΔНР2019).

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$\Delta \text{НР}2019 = \text{НРрасх.факт.}2017 - \text{НРрасх.план}2017 = 1\,894,74 - 1\,894,74 = 0,00$  тыс.руб.,

где НРрасх.факт.2017, НРрасх.план 2017 – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) приведены в таблице:

Таблица. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	1 894,74	6 348,96	1 894,74
1.1.	Отчисления на социальные нужды	1 724,61	4 918,99	1 724,61
1.2.	Амортизация основных средств	94,39	1 255,75	94,39
1.3.	Налоги	117,54	174,22	117,54
2.	Доля на субабонентов	55,1%	52,57%	55,1%
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено)		0		

Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено) 0

В связи с тем, что данная организация не ведет отдельный учет по видам деятельности, Госкомитет принимает экономически обоснованные неподконтрольные расходы равными установленным на 2017 год.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: 0 тыс.руб.

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО2019).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$ПО2019 = (\text{Эотп.ф}2017 - \text{Эотп}2017) * ЦПф2017 * \alpha2017 + \text{Эотп}2017 * (ЦПф2017 - ЦП2017) * \alpha2017$$

В связи с тем, что у «КАЗ» отсутствует договор на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт», указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017год (в 2019 коррИП).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у «КАЗ» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta НВВ2019 = НВВ_{уст}2017 - НВВ_{ф}2017 = 12\,897,14 - 11\,164,59 = 1\,732,55 \text{ тыс.руб}$$

НВВ<sub>уст</sub>2017 - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (12 897,14тыс.руб);

НВВ<sub>ф</sub>2017 - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (11 164,59тыс.руб).

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: 1 426,84 тыс.руб. (= - 305,71 + 0 + 0 + 0 + 1 732,55).

#### 4.4. **Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2019).**

КНК2019 – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК2019} = \text{Коб} * \text{Пкор}$$

где Коб – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

$P_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$\text{Коб} = \alpha * \text{Кнад} + \beta_1 * \text{Ккач1} + \beta_2 * \text{Ккач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * 0 + 0,1 * (1) = 0,1$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$ ;

Кнад – коэффициент достижения (не достижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

Ккач1 и Ккач2 – коэффициенты достижения (не достижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

Кнад – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяются в соответствии с п. п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний №1256).;

Ккач1 и Ккач2 – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п. п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний №1256)..

Таблица. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт по предложению организации за 2017 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
К <sub>над</sub>	0	0	0 (достигнуто)
К <sub>кач1</sub>	0	0	0 (достигнуто)
К <sub>кач2</sub>	1,602	0	1 (достигнуто со значит.успехом)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент (КНК2019), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание «КАЗ» на 2017 год (12 897,14тыс.руб), который составил: КНК2019 составил: 0,002.

$$\text{КНК2019} = \text{Коб} * \text{Пкор} = 0,1 * 2 \% = 0,002;$$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2018) составила: 25,79 тыс.руб. ( $=0,002 * \text{НВВ 2017 год} = 0,002 * 12\,897,14 \text{ тыс.руб.}$ ).

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для «КАЗ» на 2019 год на субабонентов (56,06 %) составила 13 044,64 тыс. руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 11 383,79 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 1 940,76 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: -305,71 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 25,79 тыс.руб..

4.3. Учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).

На 2017 год Госкомитетом установлена необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии (далее – НВВ на оплату потерь) в размере 2 482,57 тыс.руб. С учетом перерасчета потерь

электроэнергии на фактические объемы поступления электрической энергии в сеть и применения средневзвешенного тарифа покупки за 2017г., НВВ на оплату потерь за 2017г. составит 2 084,19 тыс.руб. Информация о фактическом средневзвешенном тарифе покупки потерь была предоставлена АО «Татэнергосбыт». Расчет НВВ на оплату потерь электроэнергии приведен в таблице:

Наименование	2017г.(факт)					
	ВН	СН 2	НН	ИТОГО	1 полугодие	2 полугодие
пост.в сеть, млн.кВт.ч	52,25	8,61	0,27	53,41		
потери, млн.кВт.ч	0,55	0,34	0,02	0,909	0,454	0,454
установлены потерь, %	1,05	3,92	8,63	1,70		
Факт.средневзв.тариф на покупку потерь, руб/МВт.ч					2135,208	2451,332
НВВ на оплату потерь, тыс.руб.				<b>2084,19</b>	<b>970,27</b>	<b>1113,92</b>

Согласно информации гарантирующего поставщика АО «Татэнергосбыт» «КАЗ» не заключил договор на покупку электроэнергии для компенсации потерь, и, руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключает вышеуказанную сумму как расходы, фактически не понесенные. Госкомитетом принято учитывать экономически необоснованный доход в необходимой валовой выручке на оплату потерь на 2019 г. в размере 2 084,19 тыс.руб.

#### 4.4. Оплата потерь.

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год составит 2 479,13 тыс.руб., в т.ч.:

- на 1 полугодие – 1 198,23 тыс.руб.(=0,5045млн.кВт ч \*2 375,079 тыс.руб.);
- на 2 полугодие – 1 280,91тыс.руб. (=0,5045млн.кВт ч\*2 538,96 тыс.руб.).

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для «КАЗ» на 2019 год составила 13 439,58 тыс.руб.:

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии, – 13 044,64 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь – 2 479,13 тыс. руб.
- учтенные расходы на 2017г, но фактически не понесенные =2 084,19 тыс.руб.

НВВ на оплату потерь на 2019 год с учетом экономически необоснованного дохода в размере 2 084,19тыс.руб. принята Госкомитетом в размере 394,94 тыс.руб. (= 2 479,13 – 2 084,19).

**5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям) организацией заявлена в объеме 174,22 тыс.руб в которую включен:

- налог на землю – 75,166 тыс.руб.;
- налог на имущество – 99,058 тыс.руб.

**6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.**

№ пп	Наименование показателей	Утверждено ГКРПТ на 2018 г. (тыс.руб)	Утверждено ГКРПТ на 2019г. (тыс.руб)	1 полугодие	2 полугодие	Рост предложения ГКРПТ на 2019г. к установл. На 2018г.
1.	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	10761,60	11383,79			1,06
2.	Вспомогательные материалы	0	0			
3.	Работы и услуги производственного характера	0	0			
4.	Затраты на оплату труда	5 209,58	5 510,78			1,06
5.	Прочие затраты	5 552,01	5 573,01			1,06
6.	Объем условных единиц	2 557,67	2 631,03			1,03
7.	<b>Неподконтрольные расходы</b>	1 902,66	1 940,766			1,020
8.	Отчисления на социальные нужды	1 686,86	1 7458,57			1,037
9.	Амортизация основных средств	109,40	94,52			0,864
10.	Налог на имущество	58,07	55,53			0,956
11.	Налог на землю	48,33	42,14			0,872
12.	<b>Итоговая корректировка НВВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)</b>	-29,10	1 426,84			
12.1	Корректировка ДПР	-29,10	-305,71			
12.2	Корректировка АНР	0,0	0,0			
12.3	Корректировка ПО	0	0			
12.4	Корректировка ИП	0	0			
12.5	Корректировка НВВ		1 732,55			
13.	Корректировка по НК	24,44	25,79			
14	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрическую энергию.</b>	12 659,59	14 777,19	7 388,59	7 388,59	1,167
15.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	75,974	61,308	30,654	30,654	0,807
16	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	64,88	56,06	56,06	56,06	0,864
17	Заявленная мощность, МВт.	13,813	11,147	11,14	11,147	0,807
18	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	<b>76 374,84</b>	<b>110 472,10</b>	<b>110 472,10</b>	<b>110 472,10</b>	1,446
19	НВВ на оплату потерь	3592,03	2479,13	1198,23	1280,91	0,690
20	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2323,44	2457,02	2375,08	2538,96	1,057
21	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	1,546	1,009	0,5045	0,5045	0,653
22	Ученные расходы в 2016г. фактически не понесенные	2160,61	2084,19	970,27	1113,92	0,965
23	Фактическая цена покупки потерь за 2016г, руб./МВт.ч			2135,208	2451,332	
24	Потери на субабонентов, пересчитанные на фактические объемы 2016г, млн.кВт.ч.	1,065	0,90883	0,454415	0,454415	
25	НВВ на оплату потерь конечная	1431,42	394,94	227,96	166,98	0,276
26	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВтч	<b>18,84</b>	<b>6,442</b>	<b>7,436</b>	<b>5,447</b>	0,342
27	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	<b>0,18547</b>	<b>0,24747</b>	<b>0,24847</b>	<b>0,24648</b>	1,334
28	<b>Итого НВВ</b>	<b>14 091,01</b>	<b>15 172,13</b>			1,077

**7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. «КАЗ» владеет на праве собственности силовыми трансформаторами, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии, суммарной мощностью 143,7 МВА.

8.2. «КАЗ» владеет на праве собственности воздушными и кабельными линиями электропередачи, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1, используемых для осуществления регулируемой деятельности 3 уровней напряжения:

- высокое напряжение (ВН) – 0,4км
- среднее второе напряжение (СН2) –131,28км
- низкое напряжение (НН) – 25,66 км

8.3. За 3 предшествующих расчетному периоду регулирования Госкомитетом в отношении «КАЗ» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (8843) 533-41-90.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [kaztupolev.ru](http://kaztupolev.ru) раздел «Текущая деятельность».

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на

оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует установленным критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1.Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям «КАЗ» на 2019год:

- заявленную мощность в размере 11,147 МВт;
- полезный отпуск в размере 61,308 млн.кВтч;
- потери электрической энергии в размере 1,009 млн.кВтч

2.Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для «КАЗ» на 2019 год в следующих размерах (без НДС)

Наименование сетевой организации	с 1 января по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	
«КАЗ»	110 472,10	7,44	0,24847

Наименование сетевой организации	с 1 июля по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	
«КАЗ»	110 472,10	5,45	0,24648

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями  
АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» и ОАО «Сетевая компания»  
на 2019 год

АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» направил на рассмотрение в Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) заявление об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 26.04.2018 исх. № 14/813, вх. №2399 от 27.04.2018).

Письмами от 21.05.2018 исх. № 14/913 и от 31.05.2018 № 14/973 АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» были направлены дополнительные обосновывающие документы согласно официальному запросу по представлению однолинейной схемы электроснабжения субабонентов и инвентарные карточки учета основных средств для расчета амортизации. А также письмом от 31.05.2018 № 14/973 дополнительные материалы к тарифному делу (система условных единиц и пояснительная записка).

АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» расположенное по адресу: 423650, Республика Татарстан, г.Менделеевск, ул.Пионерская, д.2. (ИНН 1627001703).

Руководитель организации – генеральный директор Шамсин Дамир Рафисович.

Организация применяет **общую систему налогообложения.**

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э)

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 08.06.2015 №3-6/э, от 10.12.2015 №3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,10055	55 669,01	0,19

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,10056	55 669,01	0,21

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 26.04.2018 исх. № 14/813) составил (без НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,193	113 417,48	0,41078

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,207	117 364,19	0,42502

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализации товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	5,43670	1	75	0,002		0,58	12,76	0,32	1,20	0
2016	х	1	75	0,002		0,58	12,76	0,62	1,60	0,9
2017	х	1	75	0,002		0,58	12,76	0,62	1,60	0,9
2018	х	1	75	0,002		0,58	12,76	0,62	1,60	0,9
2019	х	1	75	0,002		0,58	12,76	0,62	1,60	0,9

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

#### **Объекты электросетевого хозяйства организации.**

АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Подстанция 110-150 кВ – 1 шт;
- Силовые трансформаторы 110-150 кВ – 2 шт;
- Силовые трансформаторы 1-20 кВ – 3 шт;
- Двухтрансформаторная ТП, КТП 1-20 кВ – 11 шт;
- Воздушная линия 110-150 кВ – 7,8 км;
- Воздушная линия 1-20 кВ – 1,62 км;
- Кабельные линии 3-10 кВ – 31,09 км;
- Кабельные линии до 1 кВ – 0,795 км;

Электрооборудование АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2019 год в условных единицах составляет 450,47. Информация по перечню электрооборудования и расчету условных единиц, предоставленная АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» (таблица № П2.1 и таблица № П2.2), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

#### **1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

В соответствие с Приказом № 1074 от 30.12.16 «О внесении дополнений в учетную политику», представленному в материалах тарифного дела, АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» с 01.01.2017 ведет отдельный учет по видам деятельности.

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии можно оценить как достоверные.

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

Формы, представленные в тарифном деле, № П1.3, П1.4, П.1.5, П1.6 согласованы с ОАО «Сетевая компания» и АО «Татэнергосбыт»

## **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» не является основным видом деятельности. Раздельный учет ведется.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года, согласно представленной бухгалтерской отчетности АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» (отчет о финансовых результатах), чистая прибыль организации в целом по предприятию составила 12 812 тыс.руб. (анализ деятельности предприятия за отчетный период рассмотрен в пп. 3.1 и 4.3.2 Заключения).

## **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2016-2018 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт».

Согласно предоставленной АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» структуры полезного отпуска электрической энергии по группам потребителей (таблица 1.6 к Методическим указаниям № 20-э/2, представленная в тарифном деле) прогнозный объем полезного отпуска всего по организации в целом (с учетом собственного потребления) составит 91,133 млн.кВтч., из них отпуск субабонентам – 73,988 млн.кВт.ч. (с ростом на 7,16 % от факта 2017 года).

Согласно п.20 Основ ценообразования, доля на субабонентов рассчитывается от отпуска (передачи) электрической энергии, то есть от объемов, переданных субабонентам. Таким образом, доля на субабонентов на 2019 год составит 81,19 %.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным

уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии и представленного организацией прогнозного объема полезного отпуска электрической энергии из сети, прогнозная величина потерь по электрическим сетям АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2019 год составит 0,036 млн.кВтч. (равная величине предложения организации). Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	74,024	73,964		4,476	0,065
Потери, млн.кВт ч	0,036	0,002		0,026	0,008
Потери установленные, %	0,05	0,002		0,58	12,76
Полезный отпуск, млн.кВт ч	73,988	69,546		4,385	0,057

Таким образом, величина поступления электрической энергии в сеть на субабонентов на 2019 год составит 74,024 млн.кВтч. с ростом на 7,17 % от факта 2017 года (68,72 млн.кВтч.) и на уровне от принятой Госкомитетом величины на 2018 год.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	73,80	68,69	73,99	73,99
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	11,09	10,33	11,12	11,12
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0	0	0,04	0,04

### 3.1. Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт организации за 2017 год	Экономически обоснованная величина (согласно представленным документам)
<b>1</b>	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>5 991,82</b>	<b>20 813,08</b>	<b>8 392,04</b>
1.1.	Затраты на оплату труда	3 022,85	6 544,32	3 022,85
1.2.	Вспомогательные материалы (капитальный ремонт)	0,00	3 775,92	3 775,92
1.3.	Прочие затраты	2 968,97	10 492,84	1 593,27
<b>2.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>1 416,80</b>	<b>4 046,83</b>	<b>1 464,04</b>
2.1.	Отчисления на социальные нужды	928,01	2 009,11	928,01
2.2.	Амортизация основных средств	384,39	1 834,44	421,53
2.3.	Налог на имущество	104,39	203,28	114,5
2.4.	Арендная плата	0,00	0,00	0,00

#### 1). Подконтрольные расходы.

1.1). Госкомитетом был произведен расчет численности персонала и фонда оплаты труда, необходимого для оказания услуг по передаче электрической энергии на первый год долгосрочного периода. Установленный ФОТ ежегодно индексируется. В связи с этим, рост фактических **расходов на оплату труда** (на 216,5%), Госкомитет считает экономически необоснованным. На основании изложенного, ФОТ принят на уровне установленного Госкомитетом на 2017 год в размере 3 022,85 тыс.руб.

1.2). Фактические **расходы на вспомогательные материалы** приняты по предложению организации в соответствии с данным раздельного учета в размере 3 775,92 тыс.руб. согласно счетам-фактуры, представленным в материалах тарифного дела.

1.3). Фактические прочие расходы за 2017 год, заявленные организацией составляют 10 492,84 тыс.руб.

Для подтверждения данных расходов представлены договора и акты выполненных работ, на оказание услуг сторонними организациями. Проанализировав данные материалы, Госкомитет считает экономически необоснованными расходы в размере 8 899,57 тыс.руб. на обслуживание энергообъектов подрядным способом, т.к. при расчете нормативной численности учтен персонал по ремонту и техническому обслуживанию электрооборудования.

#### 2). Неподконтрольные расходы.

Анализ неподконтрольных расходов представлен в п. 4.3.2 «Корректировка неподконтрольных расходов» экспертного заключения.

#### **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Отмечаем, что согласно Постановлению № 1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление об установлении тарифов).

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

По предложению АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии, составит 30 795,51 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 25 704,40 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 5 091,11 тыс.руб.

Рассмотрев представленные материалы, Госкомитет провел оценку экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат.

##### **4.1. Подконтрольные расходы**

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **5 967,24 тыс.руб.** в том числе:

- 1). затраты на оплату труда – 3 010,45 тыс.руб.;
- 2). прочие расходы – 2 956,79 тыс.руб.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6 %;
- индекс изменения количества активов, который на 2018 год составил 0,01, который рассчитанный исходя из изменения количества условных единиц:

447,37 у.е. – на 2018 год;

450,47 у.е. – на 2019 год

Рост условных единиц обусловлен следующим. При введении раздельного учета затрат по передаче электрической энергии по сетям АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» и проведения инвентаризации основных средств организацией выявлено, что задействованная в передаче электрической энергии трансформаторная подстанция (ТП-38 (Ф)) не была учтена ранее в

расчете условных единиц, т.к. находилась на балансе другого структурного подразделения.

- индекса эффективности подконтрольных расходов – 1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,041.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **6 211,41 тыс.руб.** ( $5\,967,24 * 1,041$ ), в том числе:

- 1). затраты на оплату труда – 3 133,63 тыс.руб.;
- 2). прочие расходы – 3 077,78 тыс.руб.;

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации на 2019 год неподконтрольные расходы составляют 5 091,11 тыс.руб., в том числе:

- 1). отчисления на социальные нужды – 2 266,21 тыс.руб.
- 2). амортизация основных средств – 1 820,60 тыс.руб.
- 3). налог на имущество – 163,31 тыс.руб.;
- 4). Арендная плата за землю – 50,43 тыс.руб.;
- 5). Энергия на хозяйственные нужды – 752,56 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 963,59 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,75 % от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию- 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,75 %.

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 1 820,60 тыс.руб.

Госкомитет проанализировал представленный расчет амортизационных отчислений оборудования, представленный на страницах 154-156 тарифного дела. Проведен анализ расчета остаточной стоимости оборудования, участвующего в передаче электрической энергии, и способа начисления амортизационного износа.

Для расчета амортизации по основным средствам АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2019 год Госкомитетом были приняты бухгалтерские документы (инвентарные карточки, формы № ОС-6, представленные на страницах 157-231 первого тома тарифного дела, а также направленные письмом от 21.05.2018 исх. № 14/913), действительно подтверждающие наличие оборудования на балансе предприятия с указанием его первоначальной стоимости, срока полезного использования и даты принятия к бухгалтерскому учету.

Расчет амортизации приведен в таблице 4:

Таблица 4. Расчет амортизационных основных средств

Инвентар- ный №	Объект (наименование)	Дата принятия к бухгал- терскому у учету	Первона- чальная стоимость на дату принятия к бух- галтерскому учету, тыс.руб.	Срок по- лезного использо- вания, мес.	Норма амор- тизации, тыс.руб./год	Остаточная стоимость на конец 2019 года, тыс.руб.
504249841	Система АИСКУЭ	31.12.2014	2 777,567	84	396,795	793,590
209042011	Трансформатор ТРНД 25000/110 №2	01.12.2002	4 106,718	271	181,847	1 000,160
209002223	Здание подстанции ТП-34	01.12.1971	31,750	583	0,653	0,326
209020242	Здание распред. устр-ва РТП-35	01.12.1984	33,377	480	0,834	4,102
504249816	Кабельная эстакада от ТП32 (БСК) до ТП34 под каб.линию 6 кВ	29.08.2014	183,715	361	6,106	151,145
209020235	Кабельные линии 6 кВ	01.12.1983	5 838,315	455	153,977	282,292
504249908	Авт. выкл. 10769849	30.11.2015	216,506	120	21,650	128,099
504249909	Авт. выкл. 10868725	30.11.2015	216,506	120	21,650	128,099
504249910	Авт. выкл. 10869836	30.11.2015	125,366	120	12,536	74,175
504249911	Авт. выкл. 10869837	30.11.2015	125,366	120	12,536	74,175
504249912	Авт. выкл. 10930021	30.11.2015	53,982	120	53,532	31,939
504249913	Авт. выкл. 10930022	30.11.2015	53,982	120	53,532	31,939
504249914	Авт. выкл. 10930023	30.11.2015	57,419	120	5,741	33,973
504249915	Авт. выкл. 12901314	30.11.2015	94,493	120	9,449	55,908
504249916	Авт. выкл. 12901315	30.11.2015	94,493	120	9,449	55,908
504249917	Авт. выкл. 12901316	30.11.2015	97,930	120	9,793	57,942
504249918	Авт. выкл. 12901317	30.11.2015	94,493	120	9,449	55,908
504249919	Авт. выкл. 10673119	30.11.2015	53,982	120	5,398	31,939
209030199	Высоковольтная линия ВЛ-110	01.12.1983	1 114,803	600	22,296	310,286
209011482	Здание тарнсф. подстанции №39 1 эт.	01.12.1971	31,750	583	0,653	0,326
209010243	Здание ГПП 110 кВ 1 эт.	01.12.1983	601,057	712	10,130	235,526
209011420	Здание подстанции ТП-25	01.12.1971	31,751	583	0,653	0,326

На основании проведенных расчетов, Госкомитет принимает амортизационные отчисления на 2019 год в размере 732,66 тыс.руб., с учетом доли на субабонентов 81,19%.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств организации приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

4.2.3. Налог на имущество принят в размере 53,66 тыс.руб. согласно расчету от остаточной стоимости основных средств (3 989,294 тыс.руб.) и налоговой ставки на имущество (2,2% и 1,1% согласно ст. 2 Закона РТ от 28.11.2003 N 49-ЗРТ), с выделением доли на субабонентов (12,45%):

4.2.4. Арендная плата за землю принята на уровне утвержденного значения на 2018 год в размере 42,00 тыс.руб. Расчет произведен на основании

представленного договора аренды земельного участка от 23.11.2005 № 308, с учетом распределения затрат согласно раздельному учету и выделением доли на субабонентов.

4.2.5. Электроэнергия на хозяйственные нужды в размере 752,56 тыс.руб. не принимается Госкомитетом на основании того, что данные расходы должны учитываться в составе подконтрольных расходов, которые ежегодно индексируются.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 1 791,91 тыс.руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

#### **4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta \text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}_{\text{уст}}^{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}_{2017}^{\Phi}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}_{2017}^{\Phi}) - \text{ПР}_{\text{уст}}^{2017} = 5\,780,62 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * (-0,14)) - 5\,991,82 = -687,50 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}_{\text{уст}}^{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году, тыс.руб. (5 780,62);

$\text{ПР}_{\text{уст}}^{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году, тыс.руб. (5 991,82);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}_{2017}^{\Phi}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году (3,7 %);

$K_{\text{эл}}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$\text{ИКА}_{2017}^{\Phi}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКА}_{2017}^{\Phi} = (\text{УЕ}_{2017}^{\Phi} - \text{УЕ}_{2016}^{\Phi}) / \text{УЕ}_{2016}^{\Phi} = (447,62 - 521,46) / 521,46 = -0,14$$

(согласно Структуре и объему фактических затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2016 и 2017 годы, представленные организацией в рамках Стандартов раскрытия информации).

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов (согласно данным, утвержденным Госкомитетом на 2016 и 2017 года) составила: **-687,50 тыс.руб.**

**4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{НР}_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}_{\text{расх.факт.}}_{2017} - \text{НР}_{\text{расх.план}}_{2017} = 1\,464,04 - 1\,416,80 = 47,24 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{НР}_{\text{расх.факт.}}_{2017}$ ,  $\text{НР}_{\text{расх.план}}_{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году, тыс.руб. (таблица 5):

Таблица 5. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>1 416,80</b>	<b>4 046,83</b>	<b>1 464,04</b>
1.1.	Отчисления на социальные нужды	928,01	2 009,11	928,01
1.2.	Амортизация основных средств	384,39	1 834,44	421,53
1.3.	Налог на имущество	104,39	203,28	114,5
1.4.	Аренда на землю	0,00	0,00	0,00
2.	Доля на субабонентов	79,88%	87,60%	87,60%
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт, признанный ГКРТТ – утверждено)		47,24		

Отчисления на социальные нужды приняты на уровне утвержденного размера на 2017 год 928,01 тыс.руб. Рассчитаны от утвержденного Госкомитетом ФОТ на 2017 год (3 022,85 тыс.руб) и фактического страхового взноса организации, который составил 30,7%.

Фактическая амортизация принята в размере 421,53 тыс.руб. Рассчитана исходя из анализа представленной амортизационной ведомости основных средств линейным способом на 2017 год, с учетом фактической доли на субабонентов в размере 87,60%.

Фактические затраты по налогу на имущество приняты в размере 114,5 тыс.руб. Рассчитаны от остаточной стоимости основных средств на 2017 год и налоговой ставки оборудования, участвующего в передаче электрической энергии, с учетом фактической доли на субабонентов 87,60%.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: **47,24 тыс.руб**

**4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию ( $\text{ПО}_{2019}$ ).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

На основании того, что АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» не осуществлял покупку электрической энергии для компенсации потерь в электрических сетях, корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию не производится.

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2016 год ( $B_{2019}^{\text{коррИП}}$ ).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 7\,408,62 - 6\,711,71 = 696,91 \text{ тыс.руб}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (7 408,62 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\text{ф}2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (6 711,71 тыс.руб).

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: **56,66 тыс.руб.** ( $= (-687,50) + 47,24 + 0 + 0 + 696,91$ ).

#### **4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $\text{КНК}_{2019}$ ).**

$\text{КНК}_{2019}$  – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$КНК_{2019} = K_{об} * П_{кор} = (-0,3) * 2 \% = -0,006;$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$П_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * (-1) + 0,25 * 1 + 0,1 * 1 = -0,3$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256).

Таблица 6. Оценка фактических и плановых показателей надежности и качества

Показатель	Установлено ГКРПТ на 2017 год долгосрочного периода 2015-2019 гг	Факт по предложению организации за 2017 год	Оценка (согласно п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256)
Уровень надежности реализуемых товаров (услуг), $K_{над}$	0,62	0,01	-1 (не достигнуто)
Уровень качества осуществляемого технологического присоединения, $K_{кач1}$	0,9	0	1 (достигнуто со значительным улучшением)
Уровень качества реализуемых товаров (услуг), $K_{кач2}$	1,6	0	1 (достигнуто со значительным улучшением)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент (КНК<sub>2019</sub>), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на передачу АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2017 год (7 408,62 тыс.руб). КНК<sub>2019</sub> составил: -0,006.

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>) составила: **-44,45 тыс.руб. (= -0,006\* 7 408,62 тыс.руб).**

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, корректировки по показателям надежности и качества оказываемых услуг экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2019 год на субабонентов (81,19 %) составила **8 015,53 тыс. рублей**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 6 211,41 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 1 791,91 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: 56,66 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: -44,45 тыс.руб.

#### **4.3. Учетные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).**

На 2017 год Госкомитетом установлена необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии (далее – НВВ на оплату потерь) в размере 71,90 тыс.руб. С учетом перерасчета потерь электроэнергии на фактические объемы поступления электрической энергии в сеть и применение средневзвешенного тарифа покупки за 2017 год, НВВ на оплату потерь за 2017 год составит 73,61 тыс.руб. Информация о фактическом средневзвешенном тарифе покупки потерь была предоставлена АО «Татэнергосбыт».

Расчет НВВ на оплату потерь электроэнергии приведен в таблице 7:

Таблица 7. Расчет НВВ на оплату потерь

Наименование	Факт 2017 г.						
	ВН	СН 2	НН	ИТОГО	1 п/г	2 п/г	Год
Пост.в сеть, млн.кВт.ч	68,666	4,288	0,0462	68,719			
Потери, млн.кВт.ч	0,0015	0,0247	0,0059	0,0321	0,016	0,016	
Установленные потери, %	0,002	0,58	12,76	0,046			
Факт.средневзв.тариф на покупку потерь, руб/МВт.ч					2 135,208	2 451,332	
НВВ на оплату потерь, тыс.руб.					34,27	39,34	73,61

Согласно информации гарантирующего поставщика АО «Татэнергосбыт» АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» в 2017 году не заключал договор на покупку электрической энергии для компенсации потерь.

Руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключает вышеуказанную сумму как расходы, фактически не понесенные. Госкомитетом принято решение учитывать полученный экономически необоснованный доход в необходимой валовой выручке на оплату потерь на 2019 г. в размере 73,61 тыс.руб.

#### **4.4. Оплата потерь.**

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год составит 87,56 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 42,32 тыс.руб. ( $=0,018 \text{ млн. кВт ч} * 2 \text{ 375,08 тыс.руб.}$ );
- на 2 полугодие – 45,24 тыс.руб. ( $=0,018 \text{ млн. кВт ч} * 2 \text{ 538,96 тыс.руб.}$ ).

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2019 год составила **8 029,47 тыс.руб.:**

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии – 8 015,53 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь – 13,94 тыс. руб.

#### **5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Прибыль на социальное развитие производства на 2019 год запланирована организацией в размере 38,00 тыс.руб.

Согласно п.12 Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки прибыль на социальное развитие относится к подконтрольным расходам, которые в течение долгосрочного периода индексируются и не пересматриваются.

Госкомитет не принимает величину прибыли на социальное развитие, т.к. при формировании базового уровня подконтрольных расходов на 2015 год она не была учтена.

## 6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования (таблица 8).

Таблица 8  
(тыс.руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Предложение ГКРТТ на 2019 год			Рост предложения ГКРТТ на 2019 г к установл. 2018 г.
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие	
1	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	5 967,24	25 704,40	6 211,41	3 105,71	3 105,71	1,04
1.1.	Затраты на оплату труда	3 010,45	7 381,79	3 133,63	1 566,82	1 566,82	1,04
1.2.	Вспомогательные материалы (капитальный ремонт)		3 386,19	0,00	0,00	0,00	
1.3.	Прочие затраты	2 956,79	14 936,42	3 077,78	1 538,89	1 538,89	1,04
2	Объем условных единиц	447,37	450,47	450,47			1,01
3	Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического развития, 7 %	0,037		0,046			
4	Индекс эффективности подконтрольных	0,01		0,01			
5	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	0,75		0,75			
6	Индекс изменения количества активов, %	-0,04		0,01			
7	Итого коэффициент индексации, %	0,996		1,041			
8	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	1 399,09	5 091,11	1 791,91	895,96	895,96	1,28
8.1.	Отчисления на социальные нужды	925,71	2 266,21	963,59	481,80	481,80	1,04
8.2.	Амортизация основных средств	387,15	1 820,60	732,66	366,33	366,33	1,89
8.3.	Налог на имущество	44,23	163,31	53,66	26,83	26,83	1,21
8.4.	Арендная плата за землю	42,00	50,43	42,00	21,00	21,00	1,00
8.5.	Энергия на хоз. нужды		752,56	0,00	0,00	0,00	
9	Прибыль на социальное развитие	0,00	38,00	0,00	0,00	0,00	
10	Итоговая корректировка ПБВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)	-16,15		56,66			
10.1.	Корректировка АПР	-16,15		-687,50			
10.2.	Корректировка АИР	0,00		47,24			
10.3.	Корректировка ПО	0,00		0,00			
10.4.	Корректировка ПП	0,00		0,00			
10.5.	Корректировка ПБВ			696,91			
11	Корректировка по Ник	74,95		-44,45			
12	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии	7 425,13	30 795,51	8 015,53	4 007,76	4 007,76	1,08
13	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	73,99	73,99	73,99	36,99	36,99	1,00
14	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	81,19	81,11	81,19			1,00
15	Заявленная мощность, МВт.	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	1,00
16	Ставка на содержание, руб./кВт.ч в месяц	55 669,01	230 781,67	60 095,42	60 095,42	60 095,42	1,08
17	ПБВ на оплату потерь	82,80	124,26	87,56	42,32	45,24	1,06
18	Учетные расходы, фактически не понесенные	67,98	67,98	73,61	34,27	39,34	1,08
19	ПБВ на оплату потерь конечная	14,81	14,81	13,94	8,05	5,89	0,94
20	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	3 451,73	2 457,02	2 375,08	2 538,96	1,06
21	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,036	0,04	0,036	0,018	0,02	1,00
22	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	0,20	0,20	0,19	0,22	0,16	0,94
23	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,10056	0,41642	0,10852	0,10855	0,10849	1,08
24	Итого ПБВ						
29	Итого ПБВ	7 439,95	30 810,32	8 029,47	4 015,81	4 013,66	1,08
25	ПБВ на передачу на 1 у.е.	16,60	68,82	17,79			1,07

## 7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

## 8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской

**Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.**

8.1. АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, участвующими в передаче электрической энергии, суммарной мощностью 66,9 МВА.

8.2. АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» владеет линиями, участвующими в передаче электрической энергии, следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- высокое напряжение (ВН) – 7,8 км.;
- среднее второе напряжение (СН2) – 32,71 км.;
- низкое напряжение (НН) – 0,795 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8(855549) 2-76-85.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: <http://www.karpovchem.ru>

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям отнесения к ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 11,12 МВт;
- полезный отпуск в размере 73,99 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 0,036 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВг·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова»	60 095,42	0,22	0,10855

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВг·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова»	60 095,42	0,16	0,10849

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

о корректировке долгосрочных индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями  
**ПАО «Нижнекамскнефтехим» и ОАО «Сетевая компания»**  
 на 2019 год

В Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) письмом от 11.04.2018 № 14896-ИсхП (Вх. № 2100 от 24.04.2018) поступило заявления ПАО «Нижнекамскнефтехим» об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год.

ПАО «Нижнекамскнефтехим» расположено по адресу: 423570, РТ, г.Нижнекамск. (ИНН 1651000010).

Почтовый адрес: 423574, РТ, г.Нижнекамск, Промзона.

Руководитель организации – генеральный директор Бикмурзин Азат Шаукатович.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 08.06.2015 № 3-6/э, от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для ПАО «Нижнекамскнефтехим» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов, установленных Госкомитетом на 2018 год, составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,09769	49 846,11	26,95

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,10266	49 846,11	31,92

ПАО «Нижекамскнефтехим» письмом от 11.04.2018 № 14896-ИсхП (Вх. № 2100 от 24.04.2018) обратилось в Госкомитет с заявлением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год со следующим предложением:

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,20602	52 949,39	129,62

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,20602	52 949,39	129,62

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для ПАО «Нижекамскнефтехим» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализации товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществления технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	25,08803	1	75	5,17		0,01	1,68	0	0,01625	0
2016	х	1	75	5,17		0,01	1,68	0	0,01625	0
2017	х	1	75	5,17		0,01	1,68	0	0,01625	0
2018	х	1	75	5,17		0,01	1,68	0	0,01625	0
2019	х	1	75	5,17		0,01	1,68	0	0,01625	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

**Объекты электросетевого хозяйства организации.**

Электроснабжение ПАО «Нижнекамскнефтехим» осуществляется от ОРУ-110 кВ ОАО «ТГК-16» НК ТЭЦ (ПТК-1), ЗРУ-10 и ОРУ-110 кВ подстанции «Нижнекамская» АО «Татэнерго».

ПАО «Нижнекамскнефтехим» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- главная понизительная подстанция ГПП - 110-150 – 15 шт;
- силовые трансформаторы 110-150 кВ – 30 шт;
- силовые трансформаторы 1-20 кВ – 30 шт;
- однострансформаторные ТП, КТП 1-20 кВ – 11 шт;
- двухтрансформаторные ТП, КТП 1-20 кВ – 19 шт;
- воздушная линия 110-150 кВ – 10 км;
- воздушная линия 1-20 кВ – 17,2 км;
- кабельные линии 2-10 кВ – 69,5 км;
- кабельные линии до 1 кВ – 1,1 км.

Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная ПАО «Нижнекамскнефтехим» (таблица № П2.1 и таблица № П2.2, Том 1, страницы 42-45), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

По предложению ПАО «Нижнекамскнефтехим», объем у.е. на 2019 год составляет 4 552,64 у.е.

Госкомитетом было проанализировано электроэнергетическое оборудование, представленное организацией на 2019 год.

ПАО «Нижнекамскнефтехим» указано 124 штуки силовых трансформаторов напряжением 1-20 кВ. Необходимо отметить, что согласно примечанию к таблице № П2.2 «Условные единицы» в п.2 «Силовые трансформаторы 1-20 кВ» определяются только для трансформаторов, используемых для собственных нужд подстанций 35 – 1150 кВ. Так как у ПАО «Нижнекамскнефтехим» на балансе числятся 15 главных понизительных подстанций напряжением 110-150 кВ, Госкомитет исключает силовые трансформаторы напряжением 1-20 кВ в количестве 94 штуки. Таким образом, у.е. по данному оборудованию приняты в размере 30 у.е., из расчета на 30 силовых трансформаторов напряжением 1-20 кВ.

Масляные выключатели приняты Госкомитетом в количестве 13 штук, а не в заявленном ПАО «Нижнекамскнефтехим» количестве – 30 (не учтены 17 масляных выключателей на ЗРУ-110 кВ).

Таким образом, исходя из изложенного, электрооборудование ПАО «Нижнекамскнефтехим» на 2019 год в условных единицах принимается в количестве 4 220,64 у.е.

Необходимо отметить, что снижение у.е. на 2019 год (4 220,64) от установленных на 2018 год (4552,64) связано с уменьшением электроэнергетического хозяйства, относящегося на передачу электрической энергии, на 1 воздушный выключатель, на 95 масляных выключателей, на 1 отделитель с короткозамыкателем и на 1 двухтрансформаторную подстанцию.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Данные, приведенные в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

Госкомитет отмечает, что организацией не ведется отдельный учет по регулируемому виду деятельности – оказание услуг по передаче электрической энергии. В формах статистической и бухгалтерской отчетности не выделена информация, касающаяся непосредственно регулируемого вида деятельности «передача электрической энергии».

**2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулирующую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для ПАО «Нижекамскнефтехим» является не основным видом деятельности. Данная организация не ведет отдельный учет по видам деятельности согласно п. 5 Основ ценообразования и Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

Согласно представленной бухгалтерской отчетности за 2017 год, чистая прибыль по предприятию в целом составила 23 703,369 млн.руб. (отчет о финансовых результатах за 2017 год, Часть 1, страница 122). Чистая прибыль организации по регулируемому виду деятельности (передача электрической энергии по распределительным сетям) за 2017 год в бухгалтерской отчетности не отражена.

Так как ПАО «Нижекамскнефтехим» не ведет отдельный учет по видам деятельности, дать оценку финансового результата от регулируемого вида деятельности не предоставляется возможным.

**3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

ПАО «Нижекамскнефтехим» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт» соответственно.

По предложению организации поступление в сеть на 2019 год составит 445,183 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 422,260 млн.кВт.ч, потери на субабонентов – 22,923 млн.кВт.ч.

Согласно предоставленной ПАО «Нижекамскнефтехим» структуре полезного отпуска электрической энергии по группам потребителей (форма 1.6), прогнозный объем полезного отпуска всего по организации составит 3 429,472 млн.кВтч, из них отпуск субабонентам – 422,260 млн.кВтч.

Согласно п.20 Основ ценообразования, доля на субабонентов рассчитывается от отпуска (передачи) электрической энергии, то есть от объемов, переданных субабонентам. Таким образом, доля на субабонентов на 2019 год составит 12,31 %.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п. 38 Основ ценообразования для территориальных сетевых организаций, используется величина потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенная органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на каждый год долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации исходя из уровня потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, определенного органа исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, и величины планового отпуска электрической энергии в сеть. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электрической энергии

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	445,290	445,290		49,720	0,278
Потери, млн.кВт ч	23,030	23,020		0,005	0,005
Потери установленные, %	5,17	5,17		0,01	1,68
Полезный отпуск, млн.кВт ч	422,260	372,550		49,437	0,273

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, величина потерь по электрическим сетям ПАО «Нижекамскнефтехим» на 2019 год составит 23,030 млн.кВтч.

Величина поступления электрической энергии в сеть ПАО «Нижекамскнефтехим» на субабонентов на 2019 год составит 445,290 млн.кВтч с ростом на 5,5 % к факту 2017 года (422,095 млн.кВтч) и со снижением на 4,9 % к принятой Госкомитетом величине на 2018 год (468,23 млн.кВтч).

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	530,386	422,095	444,00	422,26
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	54,34	50,69	52,51	50,77
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0	0	24,23	23,03

Полезный отпуск электрической энергии на 2019 год по предложению предприятия составит 422,26 млн.кВтч, что на уровне факта 2017 года (422,095 млн.кВтч.), и ниже установленной Госкомитетом величины на 2018 год (444,00 млн.кВтч.) на 4,9 %.

Количество потребителей на 2019 год заявлено аналогично 2018 году – в количестве 49 штук.

Снижение полезного отпуска на 2019 год от величины 2018 года связано со значительным снижением электропотребления таких потребителей, как: ОАО «Таиф-НК», ООО «ЧОП-НКНХ», ООО «Ай-пласт».

Анализ фактических и плановых расходов по передаче электрической энергии, понесенных организацией в 2017 году

тыс.руб.			
Показатель	Установлено	Факт	Отклонение факта 2017 г. от установленного на 2017 г.
1. Подконтрольные расходы	26 638,7	39 942,70	13 304,00
1.1.затраты на оплату труда	4 405,38	8 926,83	4 521,45
1.2.прочие расходы	22 233,32	31 015,87	8 782,55
2. Неподконтрольные расходы	Анализ приведен в пункте 4.4.2. экспертного заключения		

Ввиду того, что ПАО «НКНХ» не осуществляется ведение раздельного учета доходов и расходов по реализуемым видам деятельности, дать достоверную оценку фактически понесенным затратам организации в части передаче электрической энергии не представляется возможным.

#### 4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по ПАО «Нижнекамскнефтехим» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат в нижеуказанных размерах.

##### 4.1. Подконтрольные расходы

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6 %;

- индекс изменения количества активов, который на 2019 год составил -0,07, который рассчитанный исходя из изменения количества у.е.:

4 552,64 у.е. – в 2018 году;

4 220,64 у.е. – на 2019 год;

- индекса эффективности подконтрольных расходов – 1%.

- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 0,979.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **26 933,17 тыс.руб.**, в том числе:

1). затраты на оплату труда – 4 454,08 тыс.руб.;

2). прочие расходы – 22 479,09 тыс.руб.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **26 364,93 тыс.руб. (26 933,17 тыс.руб \* 0,979)**, в том числе:

1). затраты на оплату труда – 4 360,11 тыс.руб.;

2). прочие расходы – 22 004,82 тыс.руб.;

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы на 2019 год составят 12 593,40 тыс.руб., в том числе:

1). отчисления на социальные нужды – 1 431,78 тыс.руб.

2). амортизация основных средств – 8 655,71 тыс.руб.

3). налог на имущество – 2 505,91 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 1 338,55 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,70 % к ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;

- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;

- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.

- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,70 %.

Размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев с января 2017 года составляет 0,70 %, который определен Филиалом № 11 Государственного учреждения-регионального отделения Фонда социального страхования Российской Федерации по Республике Татарстан.

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 8 655,71 тыс.руб.

Госкомитетом был проведен расчет согласно ведомости амортизации основных средств, представленной в тарифном деле (Часть 1, страницы 318-365).

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств организации приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

Исходя из первоначальной стоимости оборудования, срока полезного использования, ежегодной амортизации и доли на субабонентов, амортизацию на 2019 год Госкомитет принимает в размере 8 096,79 тыс.руб. Из расчета было исключено самортизированное в 2018 году оборудование.

4.2.3. Налог на имущество заявлен организацией в размере 2 505,91 тыс.руб. Госкомитетом был произведен расчет налога на имущество от среднегодовой стоимости основных средств и с учетом налоговой ставки 2,2% (Закон РТ от 28.11.2003 № 49-ЗРТ). Расчетная величина составила 1 757,02 тыс.руб., которая и принята Госкомитетом на 2019 год.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы ПАО «Нижекамскнефтехим» на 2019 год приняты Госкомитетом в размере 11 192,36 тыс.руб.

#### **4.3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка.**

К полученному избытку Госкомитет относит разницу между установленной НВВ Госкомитетом и полученной выручки от услуг по передаче электрической энергии за 2014 год – 33 692 тыс.руб.

По результатам проведенных Госкомитетом рабочих совещаний и заседания Согласительной комиссии 2015 года принято решение учитывать излишне полученный избыток в необходимой валовой выручке на период с 2016-2019 гг. в размере 8 423 тыс.руб. ежегодно.

**4.4. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

##### **4.4.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta\text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta\text{ПР}_{2019} = \text{ПР}^{\text{уст}}_{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}) * (1 + K_{эл} * \text{ИКА}^{\Phi}_{2017}) - \text{ПР}^{\text{уст}}_{2017} = 26\,675,09 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * (-0,07)) - 26\,638,71 = -649,26 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}^{\text{уст}}_{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году, тыс.руб. (26 675,09);

$\text{ПР}^{\text{уст}}_{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году, тыс.руб. (26 638,71);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году (3,7 %);

$K_{эл}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

ИКА<sup>ф</sup><sub>2019</sub> – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКА}^{\text{ф}}_{2019} = (\text{УЕ}^{\text{ф}}_{2017} - \text{УЕ}^{\text{ф}}_{2016}) / \text{УЕ}^{\text{ф}}_{2016} = (4\,552,64 - 4\,884,64) / 4\,884,64 = -0,07.$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов (согласно данным, утвержденным Госкомитетом на 2016 и 2017 года) составила:

**- 649,26 тыс.руб.**

#### **4.4.2. Корректировка неподконтрольных расходов (ΔНР<sub>2019</sub>).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}^{\text{расх. факт.}}_{2017} - \text{НР}^{\text{расх. план}}_{2017} = 12\,366,96 - 16\,203,80 = -3\,836,84 \text{ тыс.руб.},$$

где НР<sup>расх. факт.</sup><sub>2017</sub>, НР<sup>расх. план</sup><sub>2017</sub> – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году, тыс.руб. (таблица 4):

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	16 203,80	13 840,65	12 366,96
1.1.	Отчисления на социальные нужды	1 277,56	2 751,25	1 277,56
1.2.	Амортизация основных средств	11 310,59	8 599,70	8 599,70
1.3.	Налог на имущество	3 315,65	2 489,70	2 489,70
2.	Доля на субабонентов	18,93 %	12,23 %	12,23 %
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт. признанный ГКРТТ – утверждено)		- 3 836,84		

В связи с тем, что ПАО «Нижекамскнефтехим» **не осуществляет ведение раздельного учета** по видам деятельности, экономически обоснованная величина по п.1.1. принята Госкомитетом на уровне утвержденной, которая рассчитана исходя из численности рабочих, фонда оплаты труда и с учетом страхового взноса на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. Величины по пп. 1.2. и 1.3. заявлены организацией по факту меньше, утвержденных Госкомитетом. Следовательно, данные позиции взяты по факту организации, который подтверждается Formой о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, размещенной на официальном сайте организации.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила:

**- 3 836,84 тыс.руб.**

#### **4.4.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

ПАО «Нижекамскнефтехим» заключен договор купли-продажи электрической энергии для целей компенсации потерь с АО «Татэнергосбыт». Согласно данному договору, электроэнергия покупается в целях компенсации потерь в токоограничивающих реакторах, что не относится к деятельности, связанной с оказанием услуг по передаче электрической энергии.

Следовательно, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию не производится.

#### **4.4.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В<sub>2019</sub><sup>коррИП</sup>).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ПАО «Нижекамскнефтехим» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.4.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 34\,419,51 - 25\,846,80 = 8\,572,71 \text{ тыс.руб.}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная Госкомитетом на 2017 год (34 419,51 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\text{ф}2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (25 846,80 тыс.руб.).

Таблица 5. Расчет фактической выручки на содержание электрических сетей

№ п/п	Показатель	Ед.изм.	
1.	Фактический полезный отпуск электрической энергии за 2017 год	тыс.руб.	422 095,08
2.	Тариф на содержание электрических сетей	Руб./кВтч	0,06123
3.	Фактическая выручка на содержание электрических сетей ( $\text{НВВ}_{\text{ф}2017} = \text{п.1.} * \text{п.2.}$ )	тыс.руб.	25 846,80

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет:

4 086,61 тыс.руб. (= - 649,26 + (- 3 836,84) + 0,0 + 0,0 + 8 571,71).

#### **4.4.6. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>).**

КНК<sub>2019</sub> – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1.

Так как ПАО «Нижнекамскнефтехим» не представило необходимые документы по показателям надежности и качества за 2017 год, корректировка по данным показателям принимается следующим образом.

$$\text{КНК}_{2019} = K_{об} * P_{кор} = -1 * 2 \% = - 0,003;$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировок цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  – максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * (-1) + 0,1 * 1 = -0,15$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256).

Таблица 6. Оценка фактических и плановых показателей надежности и качества

Показатель	Утверждено ГК РТТ	Факт организации	Оценка (согласно п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256)
Уровень надежности реализуемых товаров (услуг), $K_{над}$	0	данные не представлены	0 достигнуто
Уровень качества осуществляемого технологического присоединения, $K_{кач1}$	0	данные не представлены	-1 (не достигнуто)
Уровень качества реализуемых товаров (услуг), $K_{кач2}$	0,01625	данные не представлены	1 (достигнуто с улучшением)

В соответствии с указанными формулами, а также с учетом непредставленных данных по показателям надежности и качества за 2017 год, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2019}$ ), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на передачу ПАО «Нижекамскнефтехим» на 2017 год (34 419,51 тыс.руб).  $КНК_{2019}$  составил: -0,02.

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2018}$ ) составила: - **103,26 тыс.руб.** (= - 0,003\* 34 419,51 тыс.руб).

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, корректировки по показателям надежности и качества оказываемых услуг экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для ПАО «Нижекамскнефтехим» на 2019 год на субабонентов (12,31 %) составила **33 117,64 тыс. рублей**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 26 364,93 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 11 192,36 тыс.руб.;
- излишне полученный избыток: 8 423,00 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: 4 086,61 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: - 103,26 тыс.руб.

**4.5. Учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).**

На 2017 год Госкомитетом установлена необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии (далее – НВВ на оплату потерь) в размере 61 195,42 тыс.руб., рассчитанная на потери в объеме 30,64 млн.кВтч. У ПАО «Нижекамскнефтехим» не заключен договор с АО «Татэнергосбыт» на покупку потерь, относящихся на передачу электрической энергии.

С учетом перерасчета потерь электроэнергии на фактические объемы поступления электрической энергии в сеть и применение средневзвешенного тарифа

покупки за 2017 год, НВВ на оплату потерь за 2017 год составит 52 799,42 тыс.руб. Информация о фактическом средневзвешенном тарифе покупки потерь была предоставлена АО «Татэнергосбыт». Расчет НВВ на оплату потерь электроэнергии приведен в таблице 7:

Таблица 7. Расчет НВВ на оплату потерь

Наименование	Факт 2017 г.						
	ВН	СН 2	НН	ИТОГО	1 п/г	2 п/г	Год
Пост.в сеть, млн.кВт.ч	445,118	49,708	0,276	445,118			
Потери, млн.кВт.ч	23,014	0,005	0,005	23,024	11,512	11,512	
Установленные потери, %	5,17	0,01	1,68	5,17			
Факт.средневзв.тариф на покупку потерь, руб/МВт.ч					2 135,208	2 451,332	
НВВ на оплату потерь, тыс.руб.					24 580,13	28 219,29	52 799,42

Руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключает сумму в размере 52 799,42 тыс.руб., как расходы, фактически не понесенные.

### 5. Оплата потерь.

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год составит 56 584,18 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 27 348,564 тыс.руб. (=11,51 млн.кВт ч\*2 375,08 тыс.руб.);
- на 2 полугодие – 29 235,62 тыс.руб. (=11,51 млн.кВт ч\* 2 538,96 тыс.руб.).

С учетом экономически необоснованного дохода в размере 52 799,42 тыс.руб. НВВ на оплату потерь на 2019 год составит 3 784,75 тыс.руб. (=56 584,18 – 52 799,42).

Таким образом, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки для ПАО «Нижекамскнефтехим» на 2019 год составила 36 317,26 тыс. руб., в т.ч.:

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии, – 32 532,51 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь – 3 784,75 тыс. руб.

## 6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

Таблица 8  
тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено ГКРПТ на 2018 год			Предложение организации на 2019	Утверждено ГКРПТ на 2019 год			Рост предложения ГКРПТ на 2019г к установл. 2018г.
			1 полугодие	2 полугодие		год	1 полугодие	2 полугодие	
1.	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	26 933,17	13 466,58	13 466,58	28 091,30	26 364,93	13 182,46	13 182,46	97,89
1.1.	Затраты на оплату труда	4 454,08			4 645,61	4 360,11	2 180,05		97,89
1.2.	Прочие затраты	22 479,09			23 445,69	22 004,82	11 002,41		97,89
2.	Объем условных единиц	4 552,64			4 552,64	4 220,64			92,71
3.	Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического развития, %	0,037				0,046			
4.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	0,01				0,01			
5.	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	0,75				0,75			
6.	Индекс изменения количества активов, %	-0,02				-0,07			
7.	Итого коэффициент индексации, %	1,01				0,979			
8.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	12 586,58	6 293,29	6 293,29	12 593,40	11 192,36	5 596,18	5 596,18	88,92
8.1.	Отчисления на социальные нужды	1 367,40			1 431,78	1 338,55			97,89
8.2.	Амортизация основных средств	8 696,94			8 655,71	8 096,79			93,10
8.3.	Налог на имущество	2 522,24			2 505,91	1 757,02			69,66
9.	Излишек полученный избыток	8 423,00			8 423,00	8 423,00			100,00
10.	Итоговая корректировка НВВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)	900,69				4 086,61			
10.1.	Корректировка ΔПР	900,69				-649,26			
10.2.	Корректировка ΔНР	0,00				-3 836,84			
10.3.	Корректировка ПО	0,00				0,00			
10.4.	Корректировка ИП	0,00				0,00			
10.5.	Корректировка НВВ					8 572,71			
11.	Корректировка по ПНК	-587,21				-103,26			
12.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии	31 410,23	15 705,11	15 705,11	32 261,70	33 117,64	16 558,82	16 558,82	105,44
13.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	444,00	222,00	222,00	422,26	422,26	211,13	211,13	95,10
14.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	13,01			12,31	12,31			94,64
15.	Заявленная мощность, МВт.	52,51	52,51	52,51	50,77	50,77	50,77	50,77	96,69
16.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	49 846,11	49 846,11	49 846,11	52 949,39	54 354,66	54 354,66	54 354,66	109,04
17.	НВВ на оплату потерь	56 285,21	27 590,82	28 694,39	32 261,69	56 584,18	27 348,56	29 235,62	100,53
18.	Учетные расходы, но фактически не понесенные	43 216,74	21 608,37	21 608,37		52 799,42	24 580,13	28 219,29	122,17
19.	НВВ на оплату потерь конечная	13 068,47	5 982,45	7 086,02		3 784,75	2 768,43	1 016,32	28,96
20.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	2 277,88	2 368,99	1 407,39	2 457,02	2 375,08	2 538,96	105,75
21.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	24,23	12,11	12,11	22,92	23,03	11,51	11,51	95,07
22.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	29,43	26,95	31,92	129,62	8,96	13,11	4,81	30,45
23.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,10018	0,09769	0,10266	0,20602	0,08739	0,09154	0,08324	87,24
24.	Итого НВВ	44 478,70	21 687,56	22 791,13	64 523,39	36 902,39	19 327,25	17 575,14	82,97

## 7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. ПАО «Нижекамскнефтехим» владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, участвующими в передаче электрической энергии, суммарной мощностью 1 282,0 МВА.

8.2. ПАО «Нижекамскнефтехим» владеет линиями электропередач, участвующими в передаче электрической энергии, следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- высокое напряжение (ВН) - 10 км.
- среднее второе напряжение (СН2) – 86,7 км.
- низкое напряжение (НН) – 1,1 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении ПАО «Нижекамскнефтехим» применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, 1 раз.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8(555) 37-70-09.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: <https://www.nknh.ru>.

9.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ПАО «Нижекамскнефтехим» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 50,77 МВт;
- полезный отпуск в размере 422,26 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 23,03 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ПАО «Нижнекамскнефтехим» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организации	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	
ПАО «Нижнекамскнефтехим»	54 354,66	13,11	0,09154
Наименование сетевых организации	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	
ПАО «Нижнекамскнефтехим»	54 354,66	4,81	0,08324

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями АО «Завод Электон» и ОАО «Сетевая компания» на 2019 год.

АО «Завод Электон» направил на рассмотрение в Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) заявление об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 24.04.2018 № 373/199, вх. №2138 от 24.04.2018).

АО «Завод Электон» расположено по адресу: 420094, г.Казань, ул.Короленко, д.58. (ИНН 1657032272)

Руководитель организации – генеральный директор Колесов Александр Николаевич.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. постановлений Госкомитета от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для АО «Завод Электон» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 годы. Размер тарифов на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный Тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,26824	60 639,67	13,75

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный Тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,26948	60 639,67	14,99

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 24.04.2018 №373/199) составил (без НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный Тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,72169	135 861,99	176,55

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный Тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,73052	135 861,99	185,38

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для АО «Завод Электрон» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы.

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	0,62960	1	75			2,26	2,54	0	1,6700	0
2016	х	1	75			2,26	2,54	0	1,6700	0
2017	х	0	75			2,26	2,54	0	1,6700	0
2018	х	1	75			2,26	2,54	0	1,6700	0
2019	х	1	75			2,26	2,54	0	1,6700	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение которого они не пересматриваются.

#### **Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.**

По предложению АО «Завод Электрон» электрооборудование в условных единицах составляет 897,65 и включает:

- Двухтрансформаторные ТП – 18 шт.;
- Однотрансформаторные ТП – 9 шт.;
- КЛ 3-10 кВ – 23,18 км;
- КЛ до 1 кВ – 19,63 км.

Электрооборудование АО «Завод Электрон» на 2019 год в условных единицах составляет 897,65. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., представленная организацией (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

В течение 2018 года количество условных единиц не менялось.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

### **1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Организация ведет отдельный учет по видам деятельности.

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

### **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для АО «Завод Электрон» не является основным видом деятельности. Отдельный учет ведется.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности. По итогам 2017 года, согласно представленной бухгалтерской отчетности, чистая прибыль в целом по организации составила 2 050 296 тыс.руб. (выше факта 2016 года на 138 %), по регулируемому виду деятельности, согласно данным отдельного учета, убыток организации составил 1 770 тыс.руб. (анализ деятельности предприятия за отчетный период рассмотрен в пп. 3.1 и 4.3.2 Заключения).

### **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

АО «Завод Электрон» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуре полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за

2017-2019 гг. (форма П.1.6), согласованная с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт».

Согласно предоставленной АО «Завод Электрон» структуре полезного отпуска электрической энергии по группам потребителей (форма П.1.6) прогнозный объем полезного отпуска всего по организации составит 25,76 млн.кВтч, из них отпуск субабонентам – 3,21 млн.кВтч, доля на субабонентов, по предложению организации, рассчитанная от поступления в сеть, составит 12,45 %. Согласно абзацу 4 п.20 Основ ценообразования, доля на субабонентов рассчитывается от отпуска (передачи) электрической энергии, т.е. от объемов, переданных субабонентам. Таким образом, доля на субабонентов на 2019 год составит 12,45 %. Уменьшение полезного отпуска потребителям на 0,1 % к факту 2017 года связано с уходом одного потребителя.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии по уровням напряжения (СН 2 и НН) и представленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям АО «Завод Электрон» на 2019 год составит 0,1507 млн.кВт.ч. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии.

Показатели	Ед.изм.	Всего	В том числе			
			ВН	СН 1	СН 2	НН
<b>Поступление в сеть</b>	млн.кВт.ч	3,3597			3,3597	2,9438
<b>Потери</b>	млн.кВт.ч	0,1507			0,0759	0,0748
<b>Потери установленные</b>	%	4,49			2,26	2,54
<b>Отпуск из сети</b>	млн.кВт.ч	3,209			0,340	2,869

По предложению АО «Завод Электрон» величина поступления электрической энергии в сеть на 2019 год составит 3,3597 млн.кВтч с падением на 0,16% от факта 2017 года и на 2,97% (3,26 млн.кВтч) ниже от принятой Госкомитетом величины на 2018 год.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	3,024	3,212	3,11	3,209
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	1,073	1,073	1,09	1,073
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0,148	0,153	0,15	0,150

## 3.1. Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРГТ на 2017 год	Факт организации за 2017 год	Экономически обоснованная величина (согласно представленным документам)
1	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>693,89</b>	<b>2 304,87</b>	<b>418,14</b>
1.1.	Вспомогательные материалы, в т.ч.	265,40	277,25	277,25
1.2.	Работы и услуги производственного характера	0,00	42,882	0,00
1.3.	Затраты на оплату труда	140,89	1 152,97	140,89
1.4.	Прочие затраты	287,60	831,75	0,00
2.	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>110,52</b>	<b>447,20</b>	<b>99,49</b>
2.1.	Отчисления на социальные нужды	43,10	352,81	43,11
2.2.	Амортизация основных средств	39,69	77,69	47,32
2.3.	Налоги	27,72	16,69	16,69

1). Подконтрольные расходы.

1.1). Расходы на **приобретение вспомогательных материалов** на 2017 год Госкомитетом приняты в размере 277,25 тыс.руб. по предложению организации. Фактические затраты по предприятию в целом составили 16 702,00 тыс.руб., что подтверждается выпиской из субсчета 23.01, из которых согласно данным раздельного учета на услуги по передаче электрической энергии приходится 277,25 тыс.руб.

1.2). На основании представленных актов выполненных работ, Госкомитет считает **расходы на работы и услуги производственного характера** на 2017 год экономически необоснованными, т.к. выполнен ремонт электродвигателей, который не относится к услугам по передаче электрической энергии.

1.3). Госкомитетом был произведен расчет численности персонала и фонда оплаты труда, необходимого для оказания услуг по передаче электрической энергии на долгосрочный период, который ежегодно индексируется. Поэтому увеличение фактических **расходов на оплату труда**, связанное с изменениями в положении о премировании по предприятию, Госкомитет считает экономически необоснованным. На основании этого, ФОТ принят в размере 140,89 тыс.руб.

1.4). Согласно отчету АО «Завод Электон» в **прочие расходы** включены: налог на имущество, налог на землю, цеховые расходы, общепроизводственные расходы (в т.ч. материалы, услуги производственного характера, износ) и общехозяйственные расходы (в т.ч. материалы, фонд оплаты труда, страховые взносы, износ). Экономически обоснованные расходы уже учтены в соответствующих статьях расходов и не могут быть дублированы.

## 2). Неподконтрольные расходы.

Анализ неподконтрольных расходов представлен в п. 4.3.2. «Корректировка неподконтрольных расходов» экспертного заключения.

## **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям АО «Завод Электон» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно предложению АО «Завод Электон» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенной на передачу электроэнергии, составил 2 571,16 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 2 167,79 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 403,37 тыс.руб..

Отмечаем, что согласно Постановлению № 1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление) об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Рассмотрев представленные материалы, Госкомитет осуществил оценку экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат:

### **4.1. Подконтрольные расходы.**

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6%;
- индекс изменения количества активов: 0,00.
- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%;
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,036.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **685,24 тыс.руб.** в том числе:

1. вспомогательные материалы – 262,09 тыс.руб.;
2. затраты на оплату труда – 139,13 тыс.руб.;
3. прочие расходы – 284,02 тыс.руб..

Таким образом подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **709,60 тыс.руб.** ( $= 685,24 \times 1,036$ ), в том числе:

1. вспомогательные материалы – 271,41 тыс.руб.;
2. затраты на оплату труда – 144,08 тыс.руб.;
3. прочие расходы – 294,11 тыс.руб..

## 4.2. Неподконтрольные расходы:

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 403,37 тыс.руб., в том числе:

1. отчисления на социальные нужды – 331,83 тыс.руб.
2. амортизация основных средств – 59,83 тыс.руб.
3. налог на имущество – 6,96 тыс.руб.
4. налог на землю – 4,75 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 44,09 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,6 % от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию – 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование – 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,6 %, согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по РТ (рег.№ 1605570251).

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 59,83 тыс.руб., с учетом доли на субабонентов 12,45%.

Госкомитет проанализировал представленный расчет амортизационных отчислений оборудования, представленный на страницах 53-59 тарифного дела. Проведен анализ расчета остаточной стоимости оборудования, участвующего в передаче электрической энергии, и способа начисления амортизационного износа.

Для расчета амортизации по основным средствам АО «Завод Электрон» на 2019 год Госкомитетом были приняты бухгалтерские документы (унифицированные формы ОС-6, направленные АО «Завод Электрон» письмом от 04.09.2018 Исх. № 355/1312), действительно подтверждающие наличие

оборудования на балансе предприятия с указанием его первоначальной стоимости, срока полезного использования и даты принятия к бухгалтерскому учету, без учета амортизированного оборудования (ТП и КТП). Расчет амортизации приведен в таблице 4:

Таблица 4. Расчет амортизационных основных средств

Инвентарный №	Объект (наименование)	Дата принятия к бухгалтерскому учету	Первоначальная стоимость на дату принятия к бухгалтерскому учету, тыс.руб.	Срок полезного использования, мес.	Норма амортизации, тыс.руб./год	Остаточная стоимость на конец 2019 года, тыс.руб.
38726	Трансформаторная подстанция	01.05.2012	364, 41	240	18,22	224, 72
38729	Авт. система учета энергии	01.07.2012	2 487, 94	120	248,79	621,98
38564	Подстанция 2 КТПн 630/6	01.12.2006	1 691, 95	240	84,60	585,13
38692	Трансформатор ТМ6310/0.4	01.11.2010	58,47	240	2,92	31,67
38689	Трансформатор ТМ6310/0.4	01.11.2010	58,47	240	2,92	31,67
38690	Трансформатор ТМ6310/0.4	01.11.2010	58,47	240	2,92	31,67
38691	Трансформатор ТМ6310/0.4	01.11.2010	58,47	240	2,92	31,67

Таким образом, на основании проведенных расчетов, Госкомитет принимает амортизационные отчисления на 2019 год в размере 45,23 тыс.руб., с учетом доли на субабонентов 12,45%.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств приняты организацией на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

4.2.3. Налог на имущество принят в размере 4,79 тыс.руб. согласно расчету от средней остаточной стоимости основных средств (1 740,19 тыс.руб.) и налоговой ставки на имущество (2,2%), с выделением доли на субабонентов (12,45%).

4.2.4. Налог на землю принят в сумме 4,93 тыс.руб. исходя из факта 2017 года согласно налоговой декларации (расчета) по земельному налогу и с учетом доли на субабонентов 12,45%.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год принимаются в размере **99,03 тыс.руб.**, со снижением к установленному Госкомитетом на 2018 год на 10,27%.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

#### **4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta \text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}^{\text{уст}}_{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}^{\Phi}_{2017}) - \text{ПР}^{\text{уст}}_{2017} = 669,43 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0) - 693,89 = -6,63 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}^{\text{уст}}_{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (669,43 тыс.руб.);

$\text{ПР}^{\text{уст}}_{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году (693,89 тыс.руб.);

$X_{2018}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году (3,7 %);

$K_{\text{эл}}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$\text{ИКА}^{\Phi}_{2017}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКА}^{\Phi}_{2017} = (\text{УЕ}^{\Phi}_{2017} - \text{УЕ}^{\Phi}_{2016}) / \text{УЕ}^{\Phi}_{2016} = (1079,8 - 1079,8) / 945,646 = 0,00$$

(согласно Структуре и объему фактических затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2016 и 2017 годы, представленные организацией в рамках Стандартов раскрытия информации).

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: **-6,63 тыс.руб.**

#### **4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{НР}_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}^{\text{расх. факт.}}_{2017} - \text{НР}^{\text{расх. план}}_{2017} = 107,12 - 110,52 = -3,40 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{НР}^{\text{расх. факт.}}_{2017}$ ,  $\text{НР}^{\text{расх. план}}_{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) (таблица 4).

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>110,52</b>	<b>447,20</b>	<b>99,49</b>
<b>1.1.</b>	Отчисления на социальные нужды	43,11	352,81	43,11
<b>1.2.</b>	Амортизация основных средств	39,69	77,69	47,32
<b>1.3.</b>	Налоги	27,72	16,69	16,69
<b>2.</b>	Доля на субабонентов	11,60 %	13,83%	13,83%
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт, признанный ГКРТТ – утверждено)		-3,40		

Отчисления на социальные нужды приняты на уровне утвержденного размера на 2017 год 43,11 тыс.руб. Рассчитаны от утвержденного Госкомитетом ФОТ на 2017 год (140,89 тыс.руб) и фактического страхового взноса организации, который составил 30,6%.

Фактическая амортизация принята в размере 47,32 тыс.руб. Рассчитана исходя из анализа представленной амортизационной ведомости основных средств линейным способом на 2017 год, с учетом фактической доли на субабонентов в размере 13,83%. Отчет по использованию амортизационных средств за 2017 год не представлен в материалах тарифного дела.

Фактические затраты по налогам (налог на имущество и налог на землю) приняты согласно представленным налоговым декларациям (расчетам) за 2017 год и данным раздельного учета с выделением доли на субабонентов в размере 13,83%.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: **-3,40 тыс.руб.**

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

На основании того, что АО «Завод Электон» не осуществляет покупку электрической энергии для компенсации потерь в электрических сетях, корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию не производится.

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год ( $B_{2019}^{\text{коррИП}}$ ).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у АО «Завод Электрон» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 804,41 - 803,91 = 0,50 \text{ тыс.руб}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (804,41 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\text{ф}2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (803,91 тыс.руб).

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: **-9,52 тыс.руб.** ( $= (-6,63) + (-3,40) + 0 + 0 + 0,50$ ).

#### **4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $\text{КНК}_{2018}$ ).**

$\text{КНК}_{2019}$  – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1:

$$\text{КНК}_{2019} = K_{\text{об}} * P_{\text{кор}} ;$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$\Pi_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * (-1) + 0,1 * 0 = -0,25$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256) (таблица 5).

Таблица 5. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год долгосрочного периода 2015-2019 гг	Факт по предложению организации за 2017 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$K_{над}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{кач1}$	0	1	-1 (не достигнуто)
$K_{кач2}$	2,02	1,67	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2019}$ ), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на передачу АО «Завод Электрон» на 2017 год (804,41 тыс.руб).  $КНК_{2019}$  составил: -0,005.

$$КНК_{2019} = K_{об} * \Pi_{кор} = (-0,25) * 2 \% = -0,005.$$

образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>) составила: - **4,02 тыс.руб. (= (-0,005)\*804,41 тыс.руб.)**.

Исходя из изложенного, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для АО «Завод Электрон» на 2019 год на субабонентов (12,45 %) составила **795,09 тыс. рублей**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 709,60 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 99,03 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: -9,52 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: -4,02 тыс.руб..

**4.5. Ученные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).**

На 2017 год Госкомитетом установлена необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в размере 300,38 тыс.руб. С учетом перерасчета потерь электроэнергии на фактические объемы поступления электрической энергии в сеть и применения средневзвешенного тарифа покупки за 2017 год (по полугодиям) НВВ на оплату потерь за 2017 год составит 351,33 тыс.руб. Информация о фактическом средневзвешенном тарифе покупки потерь была предоставлена АО «Татэнергосбыт». Расчет НВВ на оплату потерь электроэнергии приведен в таблице 6:

Таблица 6. Расчет НВВ на оплату потерь.

№ п/п	Наименование	Факт 2017 г.					
		СН 2	НН	ИТОГО	1 п/г	2 п/г	Год
1.	Пост.в сеть, млн.кВт.ч	3,365	3,036	3,365			
2.	Потери, млн.кВт.ч	0,076	0,077	0,153	0,077	0,077	
3.	Установленные потери, %	2,26	2,54	4,55			
4.	Факт.средневзв.тариф на покупку потерь, руб/МВт.ч				2 135,208	2 451,332	
5.	НВВ на оплату потерь, тыс.руб. (= п.2. * п.4.)				163,557	187,722	351,33

Согласно информации, полученной от АО «Татэнергосбыт», АО «Завод Электрон» не заключен договор на покупку электрической энергии для компенсации потерь.

Руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключает вышеуказанную сумму как расходы, фактически не понесенные. Госкомитетом принято решение учитывать полученный экономически необоснованный доход в необходимой валовой выручке на оплату потерь на 2019 г. в размере 351,33 тыс.руб.

#### **4.6. Оплата потерь.**

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2019 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2019 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год для АО «Завод Электрон» составит 370,27 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие = 178,96 тыс руб (0,077 млн.кВт ч \* 2 375,08 тыс. руб);
- на 2 полугодие = 191,31 тыс.руб (0,077 млн.кВт ч \* 2 538,96 тыс.руб).

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для АО «Завод Электрон» на 2019 год составила **814,03** тыс.руб.:

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии: 795,09 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь: 370,27 тыс. руб.

НВВ на оплату потерь на 2019 год с учетом экономически необоснованного дохода в размере 351,33 тыс.руб. составит 18,94 тыс.руб. (=370,27 – 351,33).

#### **5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям), организацией не заявлена.

**6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования (таблица 6).**

Таблица 6

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРГТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Предложение ГКРГТ на 2019 год			Рост предложения ГКРГТ на 2019 к установл. 2018
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие	
1.	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	685,24	2 167,79	709,60	354,80	354,80	1,04
1.1.	Вспомогательные материалы	262,09	260,77	271,41	135,70	135,70	1,04
1.2.	Работы и услуги производственного характера	0,00	40,33	0,00	0,00	0,00	
1.3.	Затраты на оплату труда	139,13	1 084,40	144,08	72,04	72,04	1,04
1.4.	Прочие затраты	284,02	782,29	294,11	147,06	147,06	1,04
2.	Объем условных единиц	897,65	897,65	897,65			1,00
	ИПЦ	0,04		0,046			
	Индекс эффективности подконтрольных расходов	0,01		0,01			
	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	0,75		0,75			
	Индекс изменения количества активов, %	-0,05		0,00			
	Итого коэффициент индексации, %	0,99		1,036			
3.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	110,36	403,37	99,03	49,52	49,52	0,90
3.1.	Отчисления на социальные нужды	42,58	331,83	44,09	22,04	22,04	1,04
3.2.	Амортизация основных средств	40,15	59,83	45,23	22,62	22,62	1,13
3.3.	Налоги, всего.	27,63	11,71	9,71	4,86	4,86	0,35
3.3.1.	Налог на имущество	14,27	6,96	4,79	2,39	2,39	0,34
3.3.2.	Налог на землю	13,37	4,75	4,93	2,46	2,46	0,37
4.	Итоговая корректировка НВВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)	-3,89		-9,52			
4.1.	Корректировка ΔПР	-1,87		-6,63			
4.2.	Корректировка ΔИР	-2,02		-3,40			
4.3.	Корректировка ПО	0,00		0,00			
4.4.	Корректировка ИП	0,00		0,00			
4.5.	Корректировка НВВ			0,50			
5.	Корректировка по НК	0,00		-4,02			
6.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии (= (стр. 1+стр. 3+стр.4)+ стр.5)	791,71	2 571,16	795,09	397,54	397,54	1,00
7.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	3,11	3,21	3,21	1,60	1,60	1,03
8.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	11,95	12,45	12,45	12,45	12,45	1,04
9.	Заявленная мощность, МВт.	1,09	1,07	1,07	1,07	1,07	0,99
10.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	60 639,67	135 861,99	61 749,63	61 749,63	61 749,63	1,02
11.	НВВ на оплату потерь	344,80	580,71	370,27	178,96	191,31	1,07
12.	Ученные расходы, фактически не понесенные	-300,09		351,33	163,56	187,77	
13.	НВВ на оплату потерь конечная	44,71		18,94	15,41	3,54	0,42
14.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч		3 853,44	2 457,02	2 375,08	2 538,96	0,00
15.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,15	0,15	0,15	0,08	0,08	1,02
16.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	14,37	180,97	5,90	9,60	2,21	0,41
17.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,26886	0,72611	0,25367	0,25737	0,24997	0,94
18.	Итого НВВ	836,42	2 571,16	814,03	412,95	401,08	0,97
19.	НВВ на передачу на 1 у.е.	0,88	2,86	0,89			1,00

**7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. АО «Завод Электрон» владеет на праве собственности и на основании представленных договоров аренды трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, сумма номинальных мощностей которых составляет 11,27 МВА.

8.2. АО «Завод Электрон» владеет линиями электропередачи, участвующими в передаче электрической энергии, следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- среднее второе напряжение (СН2) – 23,18 км.
- низкое напряжение (НН) – 19,63 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении АО «Завод Электрон» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (843) 519-57-19.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: <http://zavod-elecon.ru>

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с

целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям отнесения к ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «Завод Электрон» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 1,07 МВт;
- полезный отпуск в размере 3,21 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 0,15 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «Завод Электрон» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
АО «Завод Электрон»	61 749,63	9,60	0,25737

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
АО «Завод Электрон»	61 749,63	2,21	0,24997

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» и ОАО «Сетевая компания» на 2019 год.

АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» направил на рассмотрение в Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) заявление об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 24.04.2018 № 526, вх. №2120 от 24.04.2018).

АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» расположено по адресу: 423024, РТ, Нурлатский район, с.Мамыково (ИНН 1632004033).

Руководитель организации – генеральный директор Ягудин Шамил Габдулхаевич.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановлений Госкомитета от 08.06.2015 №3-6/э, от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 №3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов на 2018 год составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,33959	169 660,65	2,93

**Экспертное заключение 24.15**  
с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,33986	176 641,33	0,15

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет 24.04.2018 № 526) составил (без НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,704	428 575,17	24,187

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
0,704	428 575,17	24,187

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы.

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	5,91661	1	75	1,06	0,02	0,13		0	1,01	0
2016	х	1	75	1,06	0,02	0,13		0	1,01	0
2017	х	1	75	1,06	0,02	0,13		0	1,01	0
2018	х	1	75	1,06	0,02	0,13		0	1,01	0
2019	х	1	75	1,06	0,02	0,13		0	1,01	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

**Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.**

АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хоз-ва:

- Подстанция 110-150 кВ – 1 шт.;
- Силовые трансформаторы 110-150 кВ – 2 шт.;
- Силовые трансформаторы 1-20 кВ – 2 шт.;
- Однотрансформаторные ТП – 4 шт.;
- ВЛ 110-150 кВ – 5 км.;
- ВЛ 35 кВ – 0,6 км.;
- ВЛ 1-20 кВ – 18,44 км.;
- ВЛ 0,4 кВ – 2 км.;
- КЛ до 1 кВ – 0,07 км.

Электрооборудование АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» на 2019 год в условных единицах составляет 278,29. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., представленная организацией (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

С 2015 года количество условных единиц не менялось.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Организация не ведет отдельный учет по видам деятельности.

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

**2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» не является основным видом деятельности. Данная организация не ведет отдельный учет по видам деятельности согласно п. 5 Основ ценообразования и Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 №585.

Следовательно, дать надлежащую оценку финансового результата от регулируемого вида деятельности не представляется возможным.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение

организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года согласно бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) чистая прибыль в целом по предприятию составила 1 370,157 тыс.руб., с увеличением к факту 2016 года на 40,48% (анализ деятельности предприятия за отчетный период рассмотрен в пп. 3.1 и 4.3 Заключения).

### **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуре полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт».

Согласно представленной АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» структуре полезного отпуска электрической энергии по группам потребителей (форма 1.6) прогнозный объем полезного отпуска всего по организации составит 49,135 млн.кВтч, из них отпуск субабонентам – 21,404 млн.кВтч (на уровне факта 2017 года), доля на субабонентов от величины полезного отпуска всего составит 43,56 %.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии и представленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» на 2019 год составит 0,23 млн.кВтч. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии.

Показатели	Ед.изм.	Всего	В том числе			
			ВН	СН 1	СН 2	НН
<b>Поступление в сеть</b>	млн.кВт.ч	21,634	20,307	8,700	9,345	0,359
<b>Потери</b>	млн.кВт.ч	0,230	0,216	0,002	0,012	0
<b>Потери установленные</b>	%	1,06	1,06	0,020	0,13	0

Отпуск из сети	млн.кВт.ч	21,404	3,373	8,698	8,974	0,359
Трансформировано	млн.кВт.ч		16,718		0,359	

По предложению АО «Татнефтепром-Зюлеевнефть» величина поступления электрической энергии в сеть на 2019 год составит 21,634 млн.кВтч.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2017-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	22,719	21,404	22,962	21,634
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	3,757	2,938	3,757	2,9388
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0,093	0,00	0,242	0,230

### 3.1. Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год	Факт организации за 2017 год	Экономически обоснованная величина (согласно представленным документам)
1	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	6 520,70	6 993,00	3 593,67
1.1.	Затраты на оплату труда	3 104,88	3 136,00	3 104,88
1.2.	Прочие затраты	3 415,82	3 857,00	488,79
2.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	946,99	4080,00	787,00
2.1.	Отчисления на социальные нужды	946,99	787,00	787,00
2.2.	Амортизация основных средств	0,00	2 854,00	0
2.3.	Налоги	0,00	439,00	0

#### 1). Подконтрольные расходы.

1.1). Госкомитетом был произведен расчет численности персонала и фонда оплаты труда, необходимого для оказания услуг по передаче электрической энергии на первый год долгосрочного периода. Установленный ФОТ ежегодно индексируется. Поэтому рост фактических расходов на оплату труда, связанное с оплатой подрядных работ для выполнения ремонта электрооборудования, Госкомитет считает экономически необоснованным. На основании этого, ФОТ принят в размере 3 104,88 тыс.руб.

1.4). На основании представленных договоров и актов выполненных работ, Госкомитет исключает сервисное обслуживание электрооборудования в размере 1 978,72 тыс.руб. из **прочих расходов**, выполненное подрядным способом, т.к. был учтен персонал по ремонту электрооборудования. Другие расходы в размере 1 131,72 тыс.руб., согласно представленным документам, приняты с учетом фактической доли на субабонентов (43,19%) в размере 488,79 тыс.руб.

На основании того, что организация не ведет отдельный учет по видам деятельности дать надлежащую оценку фактически понесенным затратам по регулируемому виду деятельности не представляется возможным.

2). Неподконтрольные расходы.

Анализ неподконтрольных расходов представлен в п. 4.3.2. «Корректировка неподконтрольных расходов» экспертного заключения.

**4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Отмечаем, что согласно Постановлению № 1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление об установлении тарифов).

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющие регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

По предложению АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии, составит 18 024,57 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 13 066,31 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 4 958,26 тыс.руб.

Рассмотрев представленные материалы, Госкомитет провел оценку экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат в нижеуказанных размерах.

**4.1. Подконтрольные расходы**

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год: 104,6 %;

- индекс изменения количества активов на 2019 год: 0, который рассчитан исходя из не изменения количества у.е. (278,29 у.е.);
- индекс эффективности подконтрольных расходов: 1%;
- коэффициент эластичности затрат по росту активов: 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,036.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **6 694,35 тыс.руб.** в том числе:

- 1) затраты на оплату труда – 3 187,56 тыс.руб.;
- 2) прочие расходы – 3 506,78 тыс.руб.

Таким образом подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **6 932,26 тыс.руб.** ( $=6\,694,35 * 1,036$ ), в том числе:

- 1). затраты на оплату труда – 3 300,85 тыс.руб.;
- 2). прочие расходы – 3 631,42 тыс.руб.;

#### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы составят **4 958,26 тыс.руб.**, в том числе:

- 1). отчисления на социальные нужды – 2 734,07 тыс.руб.
- 2). амортизация основных средств – 1 650,63 тыс.руб.
- 3). налог на имущество – 573,56 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере **1 006,76 тыс.руб.**

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере **30,5 %**, от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию- 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,5 %.

Размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев с января 2018 года составляет **0,5 %**, который определен Филиалом №12 ГУ-РО ФСС РФ по РТ согласно уведомлению о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере **1 650,63 тыс.руб.** В связи с не подтверждением отнесения данных затрат на регулируемый вид деятельности, а также не ведением отдельного учета, затраты по указанной статье Госкомитетом не принимаются.

4.2.3. Налог на имущество заявлен организацией в размере **573,56 тыс.руб.** Затраты по данной статье не принимаются Госкомитетом в связи с не ведением отдельного учета.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 1 006,76 тыс.руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

**4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta \text{ПР}_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}_{2019} = \text{ПР}_{\text{уст}}^{2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + \text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКА}^{\Phi}_{2017}) - \text{ПР}_{\text{уст}}^{2017} = 6\,290,89 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0) - 6\,520,70 = -62,28 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{ПР}_{\text{уст}}^{2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (6 290,89 тыс.руб.);

$\text{ПР}_{\text{уст}}^{2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году (6 520,70 тыс.руб.);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$\text{ИПЦ}^{\Phi}_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2017 году (3,7 %);

$K_{\text{эл}}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$\text{ИКА}^{\Phi}_{2017}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$\text{ИКА}^{\Phi}_{2017} = (\text{УЕ}^{\Phi}_{2016} - \text{УЕ}^{\Phi}_{2015}) / \text{УЕ}^{\Phi}_{2015} = (278,29 - 278,29) / 278,29 = 0,00$  (согласно Структуре и объему фактических затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2016 и 2017 годы, представленные организацией в рамках Стандартов раскрытия информации).

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: - 62,28 тыс.руб.

**4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta \text{НР}_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta \text{НР}_{2019} = \text{НР}_{\text{расх.факт.}}^{2017} - \text{НР}_{\text{расх.план}}^{2017} = 787,00 - 946,99 = -159,99 \text{ тыс.руб.},$$

где  $\text{НР}_{\text{расх.факт.}}^{2017}$ ,  $\text{НР}_{\text{расх.план}}^{2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб.) (таблица 5).

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
<b>1.</b>	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>946,99</b>	<b>4080,00</b>	<b>787,00</b>
<b>1.1.</b>	Отчисления на социальные нужды	946,99	787,00	787,00
<b>1.2.</b>	Амортизация основных средств	0	2 854,00	0
<b>1.3.</b>	Налоги	0	439,00	0
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено)		-159,99		

Отчисления на социальные нужды приняты по предложению организации в размере 787,00 тыс.руб. согласно представленным документам.

Фактические амортизация и налог на имущество не принимаются Госкомитетом в связи с отсутствием отдельного учета в организации и невозможностью подтверждения отнесения данных затрат на регулируемый вид деятельности. По материалам, представленным в тарифном деле, использование амортизационных средств по факту 2017 года в основном связано с проведением ремонтных работ и техническое перевооружением ОРУ 35 кВ.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: **-159,99 тыс.руб.**

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

На основании того, что АО «Татнефтепром-Зюсеевнефть» не осуществляет покупку электрической энергии для компенсации потерь в электрических сетях, корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию не производится.

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В<sub>2019</sub><sup>коррИП</sup>).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

**4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 7\,467,69 - 7\,504,44 = -36,75 \text{ тыс.руб}$$

НВВ<sub>уст</sub>2017 - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (7 467,69 тыс.руб);

НВВ<sub>ф</sub>2017 - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (7 504,44 тыс.руб).

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: **-259,02 тыс.руб.** (= (-62,28)+(-159,99)+0+0+(-36,75)).

**4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>).**

КНК<sub>2019</sub> – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1:

$$\text{КНК}_{2019} = K_{об} * P_{кор};$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный

показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  - максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * 0 + 0,1 * 0 = 0$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256) (таблица 6).

Таблица 6. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2017 год долгосрочного периода 2015-2019 гг	Факт по предложению организации за 2017 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$K_{над}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{кач1}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{кач2}$	1,01	1,01	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2019}$ ), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание АО «Татнефтепром-Зюсеевнефть» на 2017 год (7 467,69 тыс.руб.).  $КНК_{2019}$  составил: 0.

$$КНК_{2019} = K_{об} * P_{кор} = 0 * 2 \% = 0.$$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2019}$ ) составила: 0 тыс.руб. (= 0\*7 467,69 тыс.руб.).

Исходя из изложенного, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» на 2019 год с учетом доли на субабонентов (43,56 %) составила **7 680,00 тыс. руб.**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 6 932,26 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 1 006,76 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: - 259,02 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 0,00 тыс.руб..

**4.5. Ученные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).**

На 2017 год Госкомитетом установлена необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии (далее – НВВ на оплату потерь) в размере 465,36 тыс.руб. С учетом перерасчета потерь электроэнергии на фактические объемы поступления электрической энергии в сеть и применения средневзвешенного тарифа покупки за 2017 г. (по полугодиям) НВВ на оплату потерь за 2017 год составит 527,45 тыс.руб. Информация о фактическом средневзвешенном тарифе покупки потерь была предоставлена АО «Татэнергосбыт». Расчет НВВ на оплату потерь электроэнергии приведен в таблице 5:

Таблица 5. Расчет НВВ на оплату потерь.

№ п/п	Наименование	Факт 2017 г.						
		ВН	СН 1	СН 2	Итого	1 п/г	2 п/г	год
1.	Пост.в сеть, млн.кВт.ч	20,371	8,700	9,345				
2.	Потери пересчитанные от фактических объемов, млн.кВт.ч	0,21	0,002	0,012	0,230	0,115	0,115	
3.	Установленные потери, %	1,06	0,02	0,13				
4.	Факт.средневзв.тариф на покупку потерь, руб/МВт.ч					2 135,208	2 451,332	
5.	НВВ на оплату потерь, тыс.руб. (= п.2. * п.4.)					245,55	281,90	527,45

Согласно информации, полученной от АО «Татэнергосбыт», АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» не заключен договор на покупку электрической энергии для компенсации потерь.

Руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключает вышеуказанную сумму как расходы, фактически не понесенные. Госкомитетом принято решение учитывать полученный экономически необоснованный доход в необходимой валовой выручке на оплату потерь на 2019 г. в размере 527,45 тыс.руб.

#### **4.6. Оплата потерь.**

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2019 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2019 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год для АО «Татнефтепром-Зюлеевнефть» составит 565,11 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие = 273,13 тыс руб (0,12 млн.кВт ч \* 2 375,08 тыс. руб);
- на 2 полугодие = 291,98 тыс.руб (0,12 млн.кВт ч \* 2 538,96 тыс.руб).

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для АО «Татнефтепром-Зюлеевнефть» на 2019 год составит 7 717,66 тыс.руб.:

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии: 7 680,00 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь: 565,11 тыс. руб.;
- учтенные, но фактически не понесенные расходы в 2017 году: 527,45 тыс.руб.

НВВ на оплату потерь на 2019 год с учетом экономически необоснованного дохода в размере 527,45 тыс.руб. составит 37,66 тыс.руб. (= 565,11 – 527,45).

#### **5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год, организацией не заявлена.

**6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования (таблица 6).**

Таблица 6.

№ п/п	Наименование показателя	Установлено ГКРПТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Предложение ГКРПТ на 2019 год			Рост предложения ГКРПТ на 2018 г к установл. 2017 г.
				Год	1 полугодие	2 полугодие	
1.	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	6 694,35	13 066,31	6 932,26	3 466,13	3 466,13	1,04
1.1.	Затраты на оплату труда	3 187,56	8 993,67	3 300,85	1 650,42	1 650,42	1,04
1.2.	Прочие затраты	3 506,78	4 072,64	3 631,42	1 815,71	1 815,71	1,04
2.	<b>Объем условных единиц</b>	278,29	278,29	278,29	278,29	278,29	1,00
	<i>Индекс потребительских цен, определенный с учетом социально-экономического</i>	0,04		0,046			
	<i>Индекс эффективности подконтрольных расходов, 1 %</i>	0,01		0,01			
	<i>Коэффициент эластичности подконтрольных расходов на количество</i>	0,75		0,75			
	<i>Индекс изменения количества активов, %</i>	0,00		0,00			
	<i>Итого коэффициент индексации, %</i>	1,03		1,036			
3.	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	972,21	4 958,26	1 006,76	503,38	503,38	1,04
3.1.	Отчисления на социальные нужды	972,21	2 734,07	1 006,76	503,38	503,38	1,04
3.2.	Амортизация основных средств	0,00	1 650,63	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3.	Налог на имущество	0,00	573,56	0,00	0,00	0,00	0,00
4.	<b>Итоговая корректировка НВВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)</b>	-17,57		-259,02			
4.1.	Корректировка ΔПР	-17,57		-62,28			
4.2.	Корректировка ΔНР	0,00		-159,99			
4.3.	Корректировка ПО	0,00		0,00			
4.4.	Корректировка ИП	0,00		0,00			
4.5.	Корректировка НВВ			-36,75			
5.	<b>Корректировка по Ник</b>	0,00		0,00			
6.	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии</b>	7 648,98	18 024,57	7 680,00	3 840,00	3 840,00	1,00
7.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	22,72	21,40	21,40	10,70	10,70	0,94
8.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	46,30	43,43	43,56	43,56	43,56	0,94
9.	Заявленная мощность, МВт.	3,76	2,94	2,94	2,94	2,94	0,78
10.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	169 660,71	428 575,17	217 687,07	217 687,07	217 687,07	1,28
11.	НВВ на оплату потерь плановая	564,59	600,36	565,11	273,13	291,98	1,00
12.	Учетные расходы, фактически не понесенные	-495,02	262,71	527,45	245,55	281,90	
13.	<b>НВВ на оплату потерь конечная</b>	69,57	863,07	37,66	27,59	10,08	
14.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч		2 460,53	2 457,02	2 375,08	2 538,96	
15.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,24	0,23	0,23	0,12	0,12	0,95
16.	Ставка на оплату технологического расхода (потери) электроэнергии, руб./кВтч	3,06	24,19	1,76	2,58	0,94	0,57
17.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,33973	0,70400	0,36064	0,36146	0,35982	1,06
18.	<b>Итого НВВ</b>	7 718,56	18 887,64	7 717,66	3 867,59	3 850,08	1,00
19.	НВВ на передачу на 1 у.е.	27,49	64,77	27,60			1,00

**7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» владеет на праве собственности трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, сумма номинальных мощностей которых составляет 20,63 МВА.

8.2. АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» владеет линиями электропередачи, участвующими в передаче электрической энергии, следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- высокое напряжение (ВН) - 5 км;
- среднее первое напряжение (СН1) – 0,6 км;
- среднее второе напряжение (СН2) – 18,44 км;
- низкое напряжение (НН) – 2,07 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (84345) 41-310, (8927) 421-82-36

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: <http://www.zuzeevneft.tatar>.

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям отнесения к ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 2,94 МВт;
- полезный отпуск в размере 21,40 млн.кВт.ч.;
- потери электрической энергии в размере 0,23 млн.кВт.ч.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть»	217 687,07	2,58	0,36146

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть»	217 687,07	0,94	0,35982

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о корректировке долгосрочных индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями  
ООО «Предприятие электрических сетей-НК» и ОАО «Сетевая компания»  
на 2019 год

В Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) письмом от 26.04.2018 № 438 (Вх. № 2415 от 27.04.2018) поступило заявление ООО «Предприятие электрических сетей - НК» (далее – ООО «ПЭС-НК») об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год.

ООО «ПЭС-НК» расположено по адресу: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ул. Первопроходцев, д. 12а. (ИНН 1651050540).

Руководитель организации – директор Рогов Евгений Васильевич.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическими указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (далее – НВВ), утвержденными приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 08.06.2015 № 3-6/э, от 10.12.2015 № 3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 № 3-11/э) для ООО «ПЭС-НК» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,77502	531 402,93	298,86

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,78698	531 402,93	310,81

ООО «ПЭС-НК» письмом от 26.04.2018 № 438 (Вх. № 2415 от 27.04.2018) обратилось в Госкомитет с заявлением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год со следующим предложением:

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,85097	562 824,46	768,89

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,94864	597 457,96	816,20

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для ООО «ПЭС-НК» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2015-2019 годы

Год	Базовый уровень подконтрол ь-ных расходов, млн.руб.	Индекс эффекти в-ности подконтр ольных расходов , %	Кoeffицие нт эластичност и подконтр ольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежност и реализуем ых товаров (услуг)	Уровсн ь качест ва реализ уе-мых товаро в (услуг)	Уровень качества осущест вляемог о технолог ического присоед и-ния
				ВН	СН- I	СН-II	НН			
2015	58,41208	1	75	2,724		10,367	4,231	0,22413	0,8975	1
2016	x	1	75	2,724		10,367	4,231	0,22077	0,9058	1
2017	x	1	75	2,724		10,367	4,231	0,21746	0,9058	1
2018	x	1	75	2,724		10,367	4,231	0,2142	0,9058	1
2019	x	1	75	2,724		10,367	4,231	0,21098	0,9058	1

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

**Объекты электросетевого хозяйства организации.**

ООО «ПЭС-НК» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- подстанция 110-150 кВ – 1 шт;
- силовые трансформаторы 110-150 кВ – 1 шт;
- силовые трансформаторы 1-20 кВ – 1 шт;
- однострансформаторная ТП, КТП 1-20 кВ – 237 шт;
- двухтрансформаторная ТП, КТП 1-20 кВ – 5 шт;
- воздушные линии 110-150 кВ – 0,043 км;
- воздушные линии 1-20 кВ – 140,35 км;
- кабельные линии до 3-10 кВ – 13,579 км.

Электрооборудование ООО «ПЭС» на 2019 год в условных единицах (далее – у.е.) составит 1 160,20. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная ООО «ПЭС-НК» (таблица № П2.1 и таблица № П2.2), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

Рост условных единиц на 2019 год связан с приобретением энергетического оборудования и электрических сетей от непрофильных организаций: садоводческого потребительского кооператива «Нефтехимик», садоводческого товарищества «Строитель», АО «Профит Групп», ООО «Рыночный комплекс», ООО «НПАТП», СНТ «Птицевод», СНТ «Энергетик-3», СНТ «Кошчылык», СНТ «Дуслык», СНТ «Индустрия», СНТ «Медик», Калимуллин Э.З., ООО ТК «Электро-Лидер».

Подтверждающие документы: договоры купли-продажи, акты приема-передач, документы о принятии к бухгалтерскому учету в тарифном деле представлены.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

**1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

Письмом от 03.04.2018 № 2-31/779 Госкомитетом были запрошены дополнительные материалы для анализа регулируемой деятельности и расчета тарифа на передачу электрической энергии.

ООО «ПЭС-НК» письмами от 24.10.2018 № 1120 (Вх. № 5860 от 25.10.2018) и от 30.10.2018 № 1140 (Вх. № 6028 от 31.10.2018) были направлены в Госкомитет дополнительные, скорректированные и недостающие материалы, в дополнение к ранее представленному тарифному делу.

**2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для ООО «ПЭС-НК» является основным, но не единственным видом деятельности.

Организация осуществляет ведение раздельного учета доходов и расходов по реализуемым видам деятельности (оказание услуг по передаче электрической энергии, деятельность по технологическому присоединению и прочее). Приказ, а также Учетная политика о ведении раздельного учета доходов и расходов на предприятии имеется.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2017 года, согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчет о финансовых результатах за 2017 год, Приложение 2, стр. 11), чистая прибыль по предприятию в целом составила 920 тыс.руб. Согласно данным раздельного учета прибыль получена за счет прочих видов деятельности, от деятельности по передаче электрической энергии прибыль (убыток) отсутствует.

### **3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:**

#### **3.1. Технические показатели.**

ООО «ПЭС - НК» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2017-2019 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания» и структуре полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2017-2019 гг. (форма П1.6), согласованная с АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 год составит 66,086 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 58,890 млн.кВт.ч, потери – 7,196 млн.кВт.ч. (10,89 %).

Полезный отпуск электрической энергии на 2019 год в целом по предприятию составит 59,140 млн.кВт.ч. Следовательно, доля на субабонентов на 2019 год составит 99,58 %.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования, для территориальных сетевых организаций используется величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определенная органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на каждый год долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации исходя из уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определенного органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, и величины планового отпуска электрической энергии в сеть.

Госкомитетом выполнен перерасчет потерь в соответствии с установленными технологическими потерями на долгосрочный период регулирования, в результате которого внесены изменения в величину поступления электрической энергии в

сеть ООО «ПЭС - НК», а полезный отпуск остался без изменений. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	66,086	11,496		65,773	1,512
Потери, млн.кВт ч	7,196	0,313		6,819	0,064
Потери установленные, %	10,889	2,724		10,367	4,231
Полезный отпуск, млн.кВт ч	58,890	0		57,443	1,447

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, величина потерь по электрическим сетям ООО «ПЭС - НК» на 2019 год составит 7,196 млн.кВтч.

Величина поступления электрической энергии в сеть ООО «ПЭС - НК» на субабонентов в 2019 году составит 66,086 млн.кВтч с ростом на 6,61 % к факту 2017 года (61,99 млн.кВтч) и на 3,02 % к принятой Госкомитетом величины на 2018 год (64,147 млн.кВтч).

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2016-2019 годы

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	56,294	55,864	56,707	58,890
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	13,031	12,931	13,127	13,632
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	5,666	6,124	7,440	7,196

Полезный отпуск электроэнергии потребителям на 2019 год, согласно предоставленной организацией информации (список абонентов, присоединенных к сетям ООО «ПЭС-НК» на 2019 год), составит 58,890 млн.кВтч., с ростом на 5,42 % к факту 2017 года (55,864 млн.кВтч.) и на 3,85 % к принятой Госкомитетом величине на 2018 год (56,71 млн.кВтч.).

Причиной роста полезного отпуска электрической энергии на 2019 год от принятой Госкомитетом величины на 2018 год является увеличение числа потребителей с 238 единиц до 261.

### 3.2. Анализ прогнозных и фактических расходов за 2017 год (постатейно).

Госкомитетом письмами от 23.08.2018 № 2-31/2506 и от 06.09.2018 № 2-31/2661 были запрошены данные по использованию амортизации, а также составу фактических прочих расходов за 2017 год.

ООО «ПЭС-НК» письмами от 28.08.2018 № 900 (Вх. № 4721 от 31.08.2018), от 07.09.2018 № 946 (Вх. № 4994 от 21.09.2018) и от 03.12.2018 № 1271 (Вх. № 6811 от 03.12.2018) были представлены дополнительные документы, подтверждающие фактические затраты по каждой статье.

Анализ учтенных Госкомитетом расходов в НВВ на передачу электрической энергии в 2017 году и документально подтвержденных затрат, понесенных предприятием в данном периоде, показал значительное отклонение одних от других:

Таблица 4

№	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 г.	Факт 2017 года по предложению организации	Экономически обоснованная величина (согласно представленным документам)
<b>Подконтрольные расходы</b>		<b>73 650,11</b>	<b>71 754,34</b>	<b>65 600,42</b>
1	Вспомогательные материалы (на ремонт)	14 262,29	13 781,53	12 699,33
1.1.	- материалы на ремонтные работы подрядным способом			1 378,19
1.2.	- материалы на ремонтные работы собственными силами			11 321,14
2	Затраты на оплату труда	15 133,15	14 538,55	14 538,55
3	Прочие затраты, в т.ч.:	44 254,66	43 434,26	38 362,54
3.1.	- аренда		4 640,92	1 791,92
3.2.	- аудиторские услуги		73,50	73,50
3.3.	- коммунальные платежи		34,17	34,17
3.4.	- дератизация		38,01	38,01
3.5.	- добровольное мед.страхование		600,77	0,00
3.6.	- фонд оплаты труда		18 671,35	18 671,35
3.7.	- отчисления на соц.нужды		5 644,94	5 644,94
3.8.	- инвентарь и хоз.принадлежности		1 074,76	1 074,76
3.9.	- консультационные и информационные услуги		229,78	229,78
3.10.	- канцелярские товары		173,19	173,19
3.11.	- командировочные расход		471,99	0,00
3.12.	- комплексное обследование строит конструкций здания Производственной мастерской и здания Управления.		81,22	81,22
3.13.	- расходы на хоз нужды		298,99	298,99
3.14.	- природный газ (отопление)		328,92	328,92
3.15.	- охрана труда		1 552,58	1 552,58
3.16.	- охрана		44,75	44,75
3.17.	- подготовка и переподготовка кадров		116,16	116,16
3.18.	- питьевая вода		91,49	0,00
3.19.	- поверка приборов, испытание, контроль		100,74	100,74
3.20.	- представительские расходы		140,70	0,00
3.21.	- программы ЭВМ, обновление		144,77	144,77
3.22.	- проектные работы		50,85	50,85
3.23.	- пропуск на проезд грузового транспорта		10,12	10,12

3.24.	- мойка а/м		1,53	0,00
3.25.	- техосвидетельствование		1 151,60	1 151,60
3.26.	- прочие расходы		359,85	359,85
3.27.	- разработка проекта ПДВ		12,09	12,09
3.28.	- расходы на подписку и литературу		38,52	0,00
3.29.	- транспортные расходы на служебный транспорт		3 618,48	3 618,48
3.30.	- содержание столовой		13,12	0,00
3.31.	- страхование		218,13	218,13
3.32.	- техобслуживание оргтехники		258,38	258,38
3.33.	- услуги транспорта со стороны		835,48	835,48
3.34.	- сбор и транспортировка ТБО		54,38	54,38
3.35.	- услуги связи, почтовые, интернет		339,09	172,93
3.36.	- утилизация, переработка отходов		8,44	8,44
3.37.	- расходы по электроэнергии (собственные нужды)		1 016,25	1 016,25
3.38.	- экспертиза пром.безопасности		35,00	35,00
3.39.	- услуги мониторинга транспортных средств		22,88	22,88
3.40.	- освобождение охранной зоны от лесонасаждений		698,44	0,00
3.41.	- благоустройство территории		137,93	137,93
<b>Неподконтрольные расходы</b>		<b>5 070,71</b>	<b>5 666,76</b>	<b>4 835,68</b>
4	Отчисления на социальные нужды	4 600,48	4 435,96	4 435,96
5	Амортизация основных средств	258,96	981,25	258,96
6	Арендная плата	82,02	82,38	82,02
7	Налог на имущество	13,28	121,72	13,28
8	Налог на транспорт	58,23	37,58	37,58
9	Плата за предельно допустимые выбросы	57,73	7,87	7,87
<b>Итого:</b>		<b>78 720,82</b>	<b>77 421,10</b>	<b>70 436,10</b>

# 1). Подконтрольные расходы.

1.1). Статья «Вспомогательные материалы» включает в себя материалы на ремонтные работы, произведенные **только собственными силами** организации. В материалах тарифного дела в составе расходов по данной статье ООО «ПЭС-НК» представлены затраты на материалы по ремонту электроэнергетического оборудования собственными силами (Приложение 7 к тарифному делу), а также выполнение ремонтных работ силами сторонних организаций (Приложения 8 и 9 к тарифному делу).

Необходимо отметить, что работы и услуги производственного характера, выполняющиеся **за счет подрядных организаций**, Госкомитетом в необходимой валовой выручке на долгосрочный период регулирования 2015 – 2019 гг. изначально не учтены, так как была учтена необходимая численность персонала, обеспечивающая функционирование организации (42 человека).

Таким образом, выполнение ремонтных работ подрядным способом считаем экономически необоснованным.

При этом, Госкомитет, проанализировав акты о приемке выполненных работ подрядным способом, принимает за экономически обоснованные расходы только затраты на материалы.

Необходимо отметить, что подрядным способом осуществлялись работы по замене деревянных опор на железобетонные на линиях электропередач от подстанции «Соболеково». Необходимость выполнения данных работ была закреплена в графике планово-предупредительных ремонтов ООО «ПЭС-НК» на 2017 год. Фактическое исполнение данных работ, помимо представленных актов о приемке выполненных работ, подтверждается Журналом учета данных первичной информации по всем прекращением передачи электрической энергии, произошедших на объектах ООО «ПЭС-НК» за 2017 год.

Таким образом, общая сумма расходов на материалы для выполнения ремонтных работ подрядным способом составляет – 1 378,19 тыс.руб.

Госкомитет изучил представленные ООО «ПЭС-НК» документы на выполнение ремонтных работ собственными силами, такие как: требование-накладные по материальным ценностям, акты о приемке выполненных работ, дефектные ведомости. Общая сумма, согласно представленным документам, составила 11 321,14 тыс.руб.

На основании изложенного, экономически обоснованные расходы по статье «Вспомогательные материалы» за 2017 год составили 12 699,33 тыс.руб.

2). Фонд оплаты труда (далее – ФОТ) сформирован исходя из принятой на 2015 год (первый год долгосрочного периода регулирования) численности персонала 42 человека и средней заработной платы в размере 23,814 тыс.руб. Ежегодно ФОТ индексировался в соответствии с Методическим указаниями 98-э на 1,06 % на 2016 год и 1,18 % на 2017 год. Таким образом, ФОТ, утвержденный на 2017 год, составил 15 133,15 тыс.руб.

Согласно данным раздельного учета по регулируемому виду деятельности, передача электрической энергии, фактический ФОТ составил 14 538,55 тыс.руб., что ниже утвержденной Госкомитетом величины (15 133,15 тыс.руб.). Расчетные ведомости представлены.

Госкомитет считает экономически обоснованную величину ФОТ за 2017 год в размере 14 538,55 тыс.руб.

### 3). Анализ «Прочих затрат».

3.1). Фактические расходы по статье «Аренда» по данным организации составили 4 640,92 тыс.руб., в сумму которых входит аренда офиса, спецтехники, транспорта, а также финансовая аренда (лизинг). Госкомитет проанализировал затраты данной статьи и исключил лизинг транспорта в размере 2 848,99 тыс.руб., ввиду отсутствия инвестиционной программы согласно пункту 28 Основ ценообразования.

3.2). Затраты на добровольное медицинское страхование, представительские расходы, подписку и литературу, содержание столовой не приняты Госкомитетом, так как не относятся к деятельности по передаче электрической энергии.

3.3). Освобождение охранной зоны от лесонасаждений, Госкомитет считает экономически необоснованными, в связи с нижеизложенным.

Выполнение работ по освобождению охранной зоны от лесонасаждений за счет подрядных организаций, при этом имея в штате необходимое количество персонала промышленно-производственного персонала (40 человек) и наличия на балансе необходимой техники, Госкомитет считает экономически необоснованными.

Необходимо отметить, что затраты по освобождению охранной зоны от лесонасаждений, кроме отдельной статьи в «Прочих затратах», также включены в ведомость ремонтных работ за счет подрядных организаций. Госкомитет исключает данные расходы из всех статей затрат.

3.4). Командировочные расходы в размере 471,99 тыс.руб., связанные с поездкой в Китай на международную выставку энергетических и электрических технологий в строительстве не приняты Госкомитетом ввиду отсутствия необходимости отнесения данных затрат на регулируемый вид деятельности.

3.5). Затраты на аудиторские услуги, коммунальные платежи, дератизацию, фонд оплаты труда, отчисления на социальные нужды, инвентарь и хозяйственные принадлежности, консультационные и информационные услуги, канцелярские товары, комплексное обследование строительных конструкций зданий, хозяйственные нужды, природный газ, охрану труда, охрану, подготовку и переподготовку кадров, поверку приборов, программные продукты, проектные работы, техосвидетельствование, прочие расходы, транспортные расходы, страхование, техобслуживание оргтехники, сбор и транспортировка ТБО, услуги связи, утилизацию и переработку отходов, расходы на электроэнергию, экспертизу промышленной безопасности, услуги мониторинга транспорта со стороны, разработку проектов предельно допустимых выбросов, благоустройство территории, услуги транспорта со стороны приняты по факту организации согласно представленным документам (счета и счета-фактуры, договора и пр.).

## 2). Неподконтрольные расходы.

2.1). Отчисления на социальные нужды рассчитаны от фактического фонда оплаты труда с учетом размера страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. Так как Госкомитетом в качестве экономически обоснованного фонд оплаты труда принята величина по факту организации, следовательно, социальные нужды принимаются аналогично – в размере 4 435,96 тыс.руб. Расходы подтверждаются данными раздельного учета доходов и расходов по осуществляемым видам деятельности.

2.2). Госкомитет изучил и проанализировал амортизационную ведомость по электроэнергетическому оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии в 2017 году. Согласно первоначальной и остаточной стоимости объектов, максимального срока полезного использования (ПП РФ № 1 от 01.01.2002) фактические амортизационные отчисления составили 258,96 тыс.руб. Данная величина принята Госкомитетом в качестве экономически обоснованной.

2.3). Госкомитетом был рассмотрен действующий в 2017 году договор аренды земельного участка с МКУ «Управление земельных и имущественных отношений Нижнекамского муниципального района Республики Татарстан» от 27.09.2016 № 01-16-194. На основании данного договора арендная плата на 2017 год принята Госкомитетом в сумме 82,022 тыс.руб. Годовая арендная плата за земельный участок рассчитана исходя из площади (3 215,00 м<sup>2</sup>), кадастровой стоимости (5 492 248,80 руб.), ставки земельного налога (1,50 %) и поправочного коэффициента, учитывающий вид разрешенного использования земельного участка (1). Необходимо отметить, что на указанном земельном участке проложена КЛ 10 кВ от ПС Городская. Следовательно, данная величина принимается Госкомитетом как экономически обоснованная, она же соответствует фактической величине, заявленной организацией по факту оплаты.

2.4). Исходя из среднегодовой стоимости энергооборудования и налоговых ставок, Госкомитет принимает расходы по налогу на имущество в размере 13,28 тыс.руб. Именно данная величина является экономически обоснованной.

2.5). Налог на транспорт принят Госкомитетом согласно фактическим данным организации в размере 37,58 тыс.руб. соответствующим налоговой декларации за 2017 год.

2.6). Плата за предельно допустимые выбросы принята Госкомитетом по факту организации согласно налоговой декларации за негативное воздействие на окружающую среду в размере 7,87 тыс.руб.

Таким образом, Госкомитет для ООО «ПЭС-НК» утвердил НВВ на 2017 год в размере 78 720,82 тыс.руб. Факт, отраженный предприятием в структуре и объеме затрат на передачу электрической энергии, представленный в тарифном деле и размещенный на официальном сайте организации, а также в бухгалтерской отчетности согласно Приказу Минэнерго России от 13.12.2011 № 585, по данным организации составляет 77 421,10 тыс.руб.

Экономически обоснованная фактическая сумма расходов ООО «ПЭС-НК» по передаче электрической энергии, понесенная организацией в 2017 году, составила 68 431,67 тыс.руб.

На основании изложенного, руководствуясь п.7 «Основ ценообразования», формулой №1 Методических указаний № 98-э и письмом ФАС России от 27.11.2018 №ВК/96651/18 «Об исполнении законодательства и соблюдения параметров Прогноза» по результатам деятельности ООО «ПЭС-НК» за 2017 год Госкомитет исключает из НВВ на содержание электрических сетей 2019 года учтенные расходы в 2017 году, но фактически не понесенные в размере 6 985,00 тыс.руб.

#### **4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.**

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям ООО «ПЭС-НК» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно пункту 17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность, прилагаются обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат в нижеуказанных размерах:

##### **4.1. Подконтрольные расходы**

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год – 104,6 %;
- индекс изменения количества активов, который на 2019 год составил 0,06. Рассчитан, исходя из изменения количества у.е.:
  - 1 093,21 у.е. в 2018 году;
  - 1 160,20 у.е. на 2019 год;
- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,083.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере 75 629,96 тыс.руб., в том числе:

- 1) вспомогательные материалы – 14 645,69 тыс.руб.;
- 3) затраты на оплату труда – 15 539,96 тыс.руб.;
- 4) прочие расходы – 45 444,31 тыс.руб.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **81 917,13 тыс.руб. (= 75 629,96 тыс.руб.\*1,083)**, в том числе:

- 1). вспомогательные материалы – 15 863,20 тыс.руб.;
- 2). затраты на оплату труда – 16 831,81 тыс.руб.;
- 3). прочие расходы – 49 222,12 тыс.руб.

##### **4.2. Неподконтрольные расходы:**

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 6 811,05 тыс.руб., в том числе:

- 1). отчисления на социальные нужды – 4 983,98 тыс.руб.;
- 2). амортизация основных средств – 1 464,33 тыс.руб.;

- 3). арендная плата – 82,38 тыс.руб.;
- 4). налог на имущество – 221,00 тыс.руб.;
- 5). налог на транспорт – 51,06 тыс.руб.;
- 6). плата за предельно допустимые выбросы – 8,30 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 5 116,87 тыс.руб.. Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,4 % от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию – 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование – 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,40 %.

Размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев с января 2017 года составляет 0,40 %, который определен Филиалом № 11 ГУ-РО ФСС РФ по РТ согласно уведомлению о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 156,45 тыс.руб.

Госкомитетом был проведен расчет амортизации на 2019 год согласно представленной в тарифном деле ведомости амортизации основных средств. Из расчета было исключено оборудование, не относящееся к деятельности по передаче электрической энергии (здание склада, автомастерская, столовая, цистерна и пр.).

Электроэнергетическое оборудование с нулевой остаточной стоимостью на момент принятия к бухгалтерскому балансу ООО «ПЭС-НК» (самортизированное оборудование) Госкомитетом в расчет не принято.

Таким образом, величина амортизации на 2019 год принята Госкомитетом в размере 156,45 тыс.руб.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств организации приняты на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

4.2.3. Налог на имущество по предложению предприятия составит 221,00 тыс.руб. Согласно проведенному расчету амортизационных отчислений, исходя из среднегодовой стоимости основных средств и налоговых ставок (Закон РТ от 28.11.2003 № 49-ЗРТ), был рассчитан налог на имущество, который составил 18,36 тыс.руб.

4.2.4. Арендная плата по предложению организации составит 82,38 тыс.руб. В тарифном деле ООО «ПЭС-НК» представлены договора аренды с истекшим сроком действия. Дополнительные соглашения по договорам не представлены. Следовательно, Госкомитетом данные расходы не приняты.

4.2.5. Налог на транспорт принимается Госкомитетом на уровне предложения организации в размере 51,06 тыс.руб. (согласно анализу налоговых деклараций по транспортному налогу и с учетом неизменения налоговых ставок на транспортные средства согласно № 24-ЗРТ от 29.11.2002 «Закон о транспортном налоге»).

4.2.6. Плата за предельно допустимые выбросы принята на уровне факта 2017 года, подтвержденного налоговой декларацией, в размере 7,87 тыс.руб.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год принимаются в размере 5 350,61 тыс.руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

#### **4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ( $\Delta ПР_{2019}$ ).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$\Delta ПР_{2019} = ПР_{уст.2016} * (1 - X_{2019}) * (1 + ИПЦ^ф_{2017}) * (1 + K_{эл} * ИКА^ф_{2017}) - ПР_{уст.2017} = 62\,391,83 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0,19) - 73\,650,11 = -703,44$  тыс.руб.,  
где  $ПР_{уст.2016}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году, тыс.руб. (62 391,83);

$ПР_{уст.2017}$  – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году, тыс.руб. (73 650,11);

$X_{2019}$  – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах (1 %);

$ИПЦ^ф_{2017}$  – фактические значения индекса потребительских цен в 2016 году (3,7 %);

$K_{эл}$  – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

$ИКА^ф_{2017}$  – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$ИКА^ф_{2017} = (УЕ^ф_{2017} - УЕ^ф_{2016}) / УЕ^ф_{2016} = (922,14 - 1\,092,85) / 1\,092,85 = 0,19$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов (согласно данным, утвержденным Госкомитетом на 2016 и 2017 года) составила:

**- 703,44 тыс.руб.**

#### **4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ( $\Delta НР_{2019}$ ).**

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta НР_{2019} = НР_{расх.факт.2017} - НР_{расх.план.2017} = 4\,836,03 - 5\,070,70 = -234,67 \text{ тыс.руб.},$$

где  $НР_{расх.факт.2017}$ ,  $НР_{расх.план.2017}$  – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году, тыс.руб. (таблица 5):

Таблица 5. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017 года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	<b>Неподконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>5 070,70</b>	<b>5 666,76</b>	<b>4 836,03</b>
1.1.	Отчисления на социальные нужды	4 600,48	4 435,96	4 435,96
1.2.	Амортизация основных средств	258,96	981,25	258,96
1.3.	Налог на имущество	13,25	121,72	13,28
1.4.	Аренда на землю	82,02	82,38	82,38
1.5.	Налог на транспорт	58,23	37,58	37,58
1.6.	Плата за предельно допустимые выбросы	57,73	7,87	7,87
2.	Доля на субабонентов, %	99,56 %	99,60%	99,60%
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт, признанный ГКРТТ – утверждено)		-234,67		

В качестве экономически обоснованных величин затрат по пунктам 1.1.,1.4.,1.5. и 1.6. таблицы Госкомитет принимает фактические данные организации, представленные в тарифном деле и на официальном сайте (исходя из раздельного учета доходов и расходов по видам деятельности).

Затраты по пунктам 1.2. и 1.3.(амортизация и налог на имущество) приняты Госкомитетом на уровне экономически обоснованных фактических затрат, рассчитанных исходя из данных по электроэнергетическому оборудованию, с учетом доли на субабонентов.

Исходя из изложенного, корректировка неподконтрольных расходов составила: - 234,67 тыс.руб.

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО<sub>2019</sub>).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$ПО_{2019} = (\mathcal{E}_{отп.ф}^{2017} - \mathcal{E}_{отп}^{2017}) * ЦП_{ф}^{2017} * \alpha_{2017} + \mathcal{E}_{отп}^{2017} * (ЦП_{ф}^{2017} - ЦП_{2017}) * \alpha_{2017} = (61,99 - 63,60) * 2\,301,09 * 11,02 \% + 63,60 * (2\,301,09 - 1\,997,24) * 11,02 \% = 1\,721,03 \text{ тыс.руб};$$

где  $\mathcal{E}_{отп.ф}^{2017}$  – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2017 году (61,99, согласно фактическим данным полезного отпуска на субабоненты и фактического объема купленной электроэнергии для компенсации потерь по договорам с АО «Татэнергосбыт»);

$\mathcal{E}_{отп}^{2017}$  - прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2017 год (63,60, согласно принятым Госкомитетом величин на 2017 год);

$ЦП_{2017}^{\Phi}$  - фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году (2 301,09).

Необходимо отметить, что в 2017 году ООО «ПЭС-НК» осуществляло покупку потерь у АО «Татэнергосбыт».

$ЦП_{2017}$  - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2017 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 9997,24 согласно принятой Госкомитетом величине на 2017 год);

$\alpha_{2017}$  - величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2017 год (11,02 %).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит: **1 721,03 тыс.руб.**

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год ( $V_{2019}^{корр\text{ИП}}$ ).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ООО «ПЭС-НК» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\Phi 2017} = 78\,720,82 - 75\,869,43 = 2\,851,39 \text{ тыс.руб.}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная Госкомитетом на 2017 год (78 720,82 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\Phi 2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (75 777,93 тыс.руб.).

Таблица 6. Расчет фактической выручки на содержание электрических сетей

№ п/п	Показатель	тыс.руб.
1.	Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год	91 497,61
2.	Фактическая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии за 2017 год	15 628,17
3.	Фактическая выручка на содержание электрических сетей ( $\text{НВВ}_{\Phi 2017} = \text{п.1.} - \text{п.2.}$ )	75 869,43

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет:  
**3 634,30 тыс.руб.** ( $= -703,44 + (-234,67) + 1\,721,03 + 0,00 + 2\,851,39$ ).

#### **4.3.6. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК<sub>2019</sub>).**

КНК<sub>2019</sub> – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК}_{2019} = K_{об} * P_{кор} = -0 * 2 \% = -0,02;$$

где  $K_{об}$  – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2019 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256).

$P_{кор}$  – максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$K_{об} = \alpha * K_{над} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач2} = 0,65 * (-1) + 0,25 * (-1) + 0,1 * (-1) = -0,02$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$  (согласно п.5.1.3. Методических указаний № 1256);

$K_{над}$  – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяется в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256);

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256).

Таблица 7. Оценка фактических и плановых показателей надежности и качества

Показатель	Утверждено ГК РТТ	Факт организации	Оценка (согласно п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний № 1256)
Уровень надежности реализуемых товаров (услуг), $K_{над}$	0,21746	22,034	-1 (не достигнуто)
Уровень качества осуществляемого технологического присоединения, $K_{кач1}$	1	нет данных	-1 (не достигнуто)
Уровень качества реализуемых товаров (услуг), $K_{кач2}$	0,9058	6,9186	-1 (не достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ( $КНК_{2019}$ ), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на передачу ООО «ПЭС-НК» на 2017 год (78 720,82 тыс.руб).  $КНК_{2019}$  составил: - 0,02.

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ( $КНК_{2019}$ ) составила: **-1 574,42 тыс.руб. (= - 0,02\* 78 720,82 тыс.руб).**

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, корректировки по показателям надежности и качества оказываемых услуг экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для ООО «ПЭС-НК» на 2019 год на субабонентов (99,58 %) составила **82 342,62 тыс. рублей**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 81 917,13 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 5 350,61 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: 3 634,30 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: - 1 574,42 тыс.руб.;
- расходы, учтенные в тарифе на 2017 год, но фактически не понесенные, составили – 6 985,00 тыс.руб.

#### 4.4. Оплата потерь.

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год составит 17 680,71 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 8 545,53 тыс.руб. (= 3,60 млн.кВт ч \*2 375,08 тыс.руб.);
- на 2 полугодие – 9 135,18 тыс.руб. (= 3,60 млн.кВт ч\*2 538,96 тыс.руб.).

ООО «ПЭС-НК» заключен договор с АО «Татэнергосбыт» на покупку потерь.

**5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям, Том 1, стр.20), организацией не заявлена.

**6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.**

Таблица 8

тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено ГКРПТ на 2018 год	Предложение организации на 2019 год	Утверждено ГКРПТ на 2019 год			Рост предложения ГКРПТ на 2019г.к установл. на 2018г.
		Год		Год	1 полугодие	2 полугодие	
1.	Подконтрольные расходы, в т.ч.:	75 629,96	93 315,51	81 917,13	40 958,56		108,31
1.1.	Вспомогательные материалы	14 645,69	25 525,08	15 863,20	7 931,60		108,31
1.2.	Затраты на оплату труда	15 539,96	16 394,66	16 831,81	8 415,90		108,31
1.3.	Прочие затраты	45 444,31	51 395,77	49 222,12	24 611,06		108,31
2.	Объем условных единиц	1 093,21	1 160,20	1 160,20			106,13
3.	Индекс потребительских цен, определенных с учетом социально-экономического развития, %	0,037		0,046			
4.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	0,01		0,01			
5.	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	0,75		0,75			
6.	Индекс изменения количества активов, %	0,00		0,06			
7.	Итого коэффициент индексации, %	1,03		1,083			
8.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	5 041,80	6 811,05	5 350,61	2 675,31		106,12
8.1.	Отчисления на социальные нужды	4 724,15	4 983,98	5 116,87			108,31
8.2.	Амортизация основных средств	181,23	1 464,33	156,45			86,33
8.3.	Арендная плата	20,60	82,38	0,00			0,00
8.4.	налог на имущество	12,41	221,00	18,36			147,97
8.5.	налог на транспорт	45,91	51,06	51,06			111,22
8.6.	плата за предельно допустимые выбросы	57,50	8,30	7,87			13,69
9.	Итоговая корректировка НВВ (стр.9.1+стр.9.2+стр.9.3+стр.9.4+стр.9.5)	2 168,83		3 634,30			
9.1.	Корректировка АПР	-174,28		-703,44			
9.2.	Корректировка АНР	-11,79		-234,67			
9.3.	Корректировка ПО	2 354,90		1 721,03			
9.4.	Корректировка ИП	0,00		0,00			
9.5.	Корректировка НВВ			2 851,39			
10.	Корректировка по НК	868,12		-1 574,42			
11.	Учитные в тарифе 2017 года, но фактически не понесенные			-6 985,00			
12.	Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии	83 708,71	100 126,56	82 342,62	41 171,31	41 171,31	98,37
13.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	56,71	58,89	58,89	29,45	29,45	103,85
14.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	99,61	99,58	99,58	99,58	99,58	99,97
15.	Заявленная мощность, МВт.	13,13	13,63	13,63	13,63	13,63	103,85
16.	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	531 402,93	580 141,21	503 366,00	503 366,00	503 366,00	94,72
17.	ПВВ на оплату потерь	17 286,36	17 960,15	17 680,71	8 545,53	9 135,18	102,28
18.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2 323,44	2 323,43	2 457,02	2 375,08	2 538,96	105,75
19.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	7,44	7,73	7,20	3,60	3,60	96,72
20.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	304,84	792,55	300,23	290,22	310,25	98,49
21.	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	1,78100	1,900	1,69848	1,68846	1,70849	95,37
22.	Итого НВВ	100 995,07	118 086,71	100 023,34	49 716,85	50 306,49	99,04
23.	На 1 у.е.	76,57		70,97			

**7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

**8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. ООО «ПЭС-НК» владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, участвующими в передаче электрической энергии, суммарной мощностью 147,7 МВА.

8.2. «ПЭС-НК» владеет линиями электропередач 2-х уровней напряжения, участвующими в передаче электрической энергии, присоединенные к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

- высокое напряжение (ВН) - 0,043 км;
- среднее второе напряжение (СН2) – 153,929 км.

8.3. За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении ООО «ПЭС-НК» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (8555) 44-03-63.

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.pes-nk.ru](http://www.pes-nk.ru).

9.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует критериям ТСО.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «ПЭС-НК» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 13,63 МВт;
- полезный отпуск в размере 58,89 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 7,20 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ООО «ПЭС-НК» на 2019 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2019 г. по 30 июня 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	
ООО «ПЭС-НК»	503 366,00	290,22	1,68846

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2019 г. по 31 декабря 2019 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт мес	руб./МВт ч	
ООО «ПЭС-НК»	503 366,00	310,25	1,70849

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

О корректировке индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями  
Федеральное казенное предприятие «Казанский государственный казенный пороховой завод» и ОАО «Сетевая компания» на 2019г.

В Государственный комитет Республики Татарстан (далее - Госкомитет) поступило заявления от Федерального казенного предприятия «Казанский государственный казенный пороховой завод» (далее ФКП «КГКПЗ») об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год (письмо от 20.04.2018 №1632/15-Э, вх. № 2258 от 25.04.2018).

ФКП «КГКПЗ» расположен по адресу: 420032, Республика Татарстан, г. Казань, ул.1 Мая д.14, ИНН 1656025681, КПП 1656010011, ОКПО 13999838.

Руководитель организации – Генеральный директор Лившиц Александр Борисович.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э (в ред. Постановления Госкомитета от 10.12.2015 №3-10/э, от 08.12.2016 № 3-4/э и от 14.12.2017 №3-11/э) для ФКП «КГКПЗ» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2015-2019 года. Размер тарифов составил (без НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,02731	257 088,51	124,21

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,02731	257 088,51	124,21

По предложению организации, размер тарифов на 2019 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 20.04.2018 №1632/15-Э) составил (бес НДС):

с 1 января 2019 года по 30 июня 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,17322	292 455,03	54,5

с 1 июля 2019 года по 31 декабря 2019 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,17322	292 455,03	54,5

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются на основе долгосрочных параметров регулирования на 2015-2019 годы, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2019 год является пятым годом второго долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования. Постановлением Госкомитета от 05.12.2014 № 3-9/э для ФКП «КГКПЗ» установлены следующие долгосрочные параметры:

ГОД	Базовый уровень подконтрольных расходов, млн.руб.	Индекс эффективности подконтрольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности и реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологического присоединения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2015	1,00825	1	75	3,50		3,20	2,80	0	0	0
2016				3,50		3,20	2,80			
2017				3,50		3,20	2,80			
2018				3,50		3,20	2,80			
2019				3,50		3,20	2,80			

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение, которого они не пересматриваются.

## **Объекты электросетевого хозяйства организации.**

ФКП «КГКПЗ» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Подстанция 110кВ - 1 шт;
- Силовые трансформаторы 110кВ - 2 шт;
- Силовые трансформаторы 10кВ – 2 шт.;
- Однотрансформаторная-маторная ТП, КТП - 2 шт;
- Двухтрансформаторная ТП, КТП - 23 шт;
- Воздушная линия 110 кВ -1,292 км;
- Кабельные линии 10 кВ-35,797км;
- Кабельные линии до 1кВ-9,166км

Электрооборудование ФКП «КГКПЗ» на 2019 год в условных единицах составляет 967,49. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная ФКП «КГКПЗ» (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

При расчете тарифов Госкомитет также руководствуется следующими технико-экономическими показателями:

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

### **1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.**

Организация не ведет отдельный учет по видам деятельности.

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

### **2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.**

Оказание услуг по передаче электрической энергии для ФКП «КГКПЗ» является не основным видом деятельности. В соответствии с приказом ФКП «КГКПЗ» от 06.03.2014 №201 данная организация должна вести отдельный учет по видам деятельности в соответствии с Основами ценообразования в частности услуги по передаче электрической энергии (мощности). Однако бухгалтерский баланс не представлен, так как форма №2 (отчет о финансовых результатах) на предприятии является секретной (оборонное предприятие). Согласно приказу Минэнерго РФ от 13.12.2011 №585 по ведению отдельного учета формы 1.3 и 1.6 не представлены.

Следовательно, подтвердить, что организацией ведется отдельный учет по видам деятельности, и дать надлежащую оценку финансового результата от регулируемого вида деятельности не предоставляется возможным.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение

организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

Анализ прогнозных и фактических расходов (по статьям) за 2017 год.

№ п.п	Наименование	Установлено на 2017г тыс.руб	Факт 2017года, тыс. руб.	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным тыс. руб
1.	Подконтрольные расходы	1 111,20	2 673,152	1 111,20
1.1	Затраты на оплату труда	983,01	2 364,452	983,01
1.2.	Прочие затраты	128,19	308,7	128,19
2.	Неподконтрольные расходы	513,43	Анализ приведен в п.п. 4.3.2.	

Организацией не ведет отдельный учет по видам деятельности. Фактические данные по статьям затрат указываются организацией по электроцеху, который обслуживает электрооборудование основного производства и участвующего в передаче электрической энергии потребителям.

Дать надлежащую оценку фактическим затратам от регулируемого вида деятельности не предоставляется возможным.

### 3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:

ФКП «КГКПЗ» предоставлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН за 2016-2018 гг. (форма П1.4), согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2016-2018 гг. (форма П1.6), согласованная с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2019 г. составляет 4,671 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 4,400 млн.кВт.ч, потери – 0,271млн.кВт.ч. (5,81%).

Полезный отпуск электроэнергии потребителям на 2019г., согласно предоставленной организацией информации (форма П1.6), составляет 4,40 млн.кВтч, на уровне факта 2017г. и принятой Госкомитетом величины на 2018г.

Потери по уровням напряжения (%) указанные в представленных формах не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с абзацем 22 п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Потери по уровням напряжения (%) указанные в представленных формах соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

Потери электрической энергии приведены в таблице:

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	4,671	4,578		3,411	0,051
Потери, млн.кВт ч	0,271	0,160		0,110	0,001
Потери установленные, %	5,81	3,5		3,2	2,8
Полезный отпуск, млн.кВт ч	4,40	1,10		3,25	0,05

Величина поступления электрической энергии в сеть ФКП «КГКПЗ» на 2019 год составит 4,671 млн.кВтч с ростом на 6,8% от факта 2017 года и на уровне принятой величины Госкомитетом на 2018 год. Рост поступления электроэнергии относительно факта 2017 года связан с тем, что в поступлении электроэнергии в сеть на 2019г. учитываются прогнозные расчетные потери в электрических сетях от передаче электроэнергии потребителям в объеме 0,271млн.кВт\*ч. По фактическому балансу за 2017 год потери = 0, так как ФКП «КГКПЗ» не имеет договора на покупку электрической энергии для компенсации потерь. Поступление в сеть за 2017г. равно полезному отпуску потребителям.

На основании установленной Госкомитетом величины технологического расхода (потерь) электрической энергии и предоставленного организацией прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по электрическим сетям ФКП «КГКПЗ» составляет 0,271млн.кВтч.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице:

Показатели	Ед.изм.	2016 факт	2017 факт	2018 установлено	2019 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	4,303	4,375	4,40	4,40
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	1,258	1,311	1,288	1,288
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0	0	0,271	0,271

#### 4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год по сетям ФКП «КГКПЗ» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением №1178 и Методическими указаниями.

Согласно п.17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Согласно предложению ФКП «КГКПЗ» на 2019 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии составил 4 520,19тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 3645,41 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 874,78 тыс.руб.

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2019 год приняты следующие значения по статьям затрат:

#### 4.1. Подконтрольные расходы

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2019 год -104,6%;
- индекс изменения количества активов, который на 2019год составил 0.00, рассчитанный исходя из не изменения количества у.е.(967,49)
- индекса эффективности подконтрольных расходов -1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п. 11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,036.

На 2018 год подконтрольные расходы установлены в размере **1 106,00 тыс.руб.**, в том числе:

- 1).затраты на оплату труда - 978,41 тыс. руб.;
- 2).прочие расходы - 127,59 тыс. руб.

Таким образом, подконтрольные расходы на 2019 год приняты в размере **1 145,31 тыс.руб.** ( $=1\ 106,00 \cdot 1,036$ ), в том числе:

- 1).затраты на оплату труда –1 013,18 тыс.руб.;
- 2).прочие расходы –132,13 тыс. руб.

#### 4.2. Неподконтрольные расходы:

Согласно предложению организации неподконтрольные расходы составляют 874,78 тыс. руб, в том числе:

- 1).отчисления на социальные нужды 825,07 тыс. руб.;
- 2).амортизация основных средств 36,13 тыс. руб.;
- 3).налог на имущество 13,58 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 311,05 тыс. руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,7% от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование 5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности 2,9%.

- страховые взносы от несчастных случаев на производстве 0,7% согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по Республики Татарстан с января 2017г. (регистрационный номер страхователя 1606561690, дата выдачи 13.04.2017)

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 36,13 тыс. руб.

Госкомитетом проведен анализ расчета остаточной стоимости оборудования, участвующего в передаче электрической энергии и способа начисления амортизационного износа, дата ввода в эксплуатацию, срок эксплуатации, первоначальную стоимость, способ начисления амортизации и с учетом доли на субабонентов 27,16% принимает амортизацию по предложению организации, со снижением к установленному Госкомитетом на 2018 год на 15,5%.

Отмечаем, что сроки полезного использования основных средств, приняты организацией на максимальном уровне по соответствующим амортизационным группам согласно Постановлению Правительства от 01.01.2002 №1.

4.2.3. Налог на имущество принят в сумме 5,8 тыс.руб. согласно расчету от остаточной среднегодовой стоимости основных средств на 2019г. и налоговой ставки (2,2%) на имущество с учетом доли полезного отпуска на субабонентов (27,16%).

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2019 год составляют 352,98 тыс. руб.

**4.3. Корректировка необходимой валовой выручки** осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

#### **4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов (ΔПР2019).**

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

$$\Delta \text{ПР}2019 = \text{ПРуст}2016 * (1 - X2019) * (1 + \text{ИПЦф}2017) * (1 + K_{\text{эл}} * \text{ИКАф}2017) - \text{ПРуст}2017 = 1072,03 * (1 - 1\%) * (1 + 3,7\%) * (1 + 0,75 * 0) - 1111,20 = - 10,617 \text{ тыс.руб.},$$

где ПРуст2016 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2016 году (тыс.руб.) = 1072,03 тыс.руб;

ПРуст2017 – подконтрольные расходы, учтенные Госкомитетом в 2017 году (тыс.руб.) = 1111,20 тыс.руб;

Х2018 – индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный в процентах =1%;

ИПЦф2017 – фактические значения индекса потребительских цен в 2016 году= 3,7%;

Кэл – коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, равный 0,75;

ИКАф2017 – индекс изменения количества активов (УЕ) по факту 2017 года, определяемый по формуле:

$$\text{ИКАф2017} = (\text{УЕф2017} - \text{УЕф2016}) / \text{УЕф2015} = (1008,49 - 1008,49) / 1008,49 = 0.$$

Таким образом, корректировка подконтрольных расходов составила: -10,617 тыс.руб.

#### 4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов (ΔНР2019).

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta \text{НР2019} = \text{НРрасх.факт.2017} - \text{НРрасх.план2017} = 513,43 - 513,43 = 0 \text{ тыс.руб.},$$

где НРрасх.факт.2017, НРрасх.план2017 – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2017 году (тыс.руб), приведены в таблице:

**Таблица:** Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2017 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2017 год	Факт 2017года по предложению организации	Факт 2017 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	Неподконтрольные расходы, в т.ч.:	513,43	941,4	513,43
1.1.	Отчисления на социальные нужды	304,54	732,51	304,54
1.2.	Амортизация основных средств	195,89	195,89	195,89
1.3.	Налоги	13,0	13,0	13,0
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено)		0		

В связи с тем, что данная организация не ведет отдельный учет по видам деятельности, Госкомитет принимает экономически обоснованные неподконтрольные расходы равными установленным на 2017 год

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: - 0 тыс.руб.

#### **4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО2019).**

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ФКП «КГКПЗ» отсутствует договор на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт», указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется

#### **4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2017 год (В2019коррИП).**

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ФКП «КГКПЗ» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

#### **4.3.5. Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности в соответствии с формулой 7.1 Методических указаний № 98-э.**

$$\Delta \text{НВВ}_{2019} = \text{НВВ}_{\text{уст}2017} - \text{НВВ}_{\text{ф}2017} = 1\,624,621 - 1\,624,621 = 0 \text{ тыс.руб}$$

$\text{НВВ}_{\text{уст}2017}$  - необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на 2017 год (1 624,621 тыс.руб);

$\text{НВВ}_{\text{ф}2017}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2017 год в части содержания электрических сетей (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год 2017 тарифов на услуги по передаче электрической энергии без учета ставки, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, и фактических объемов оказанных услуг (1 624,621 тыс.руб). В 2017 году оплата услуг за передачу электрической энергии осуществлялась по двухставочному тарифу.

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2017 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: -10,617 тыс.руб. (= - 10,617 + 0 + 0 + 0).

#### 4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2019).

КНК2019 – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году.

Определяется по формуле 1 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, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$$\text{КНК2019} = \text{Коб} * \text{Пкор} = 0 * 2 \%;$$

где Коб – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

$P_{кор}$  – максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$\text{Коб} = \alpha * \text{Кнад} + \beta_1 * \text{Ккач1} + \beta_2 * \text{Ккач2} = 0,65 * 0 + 0,25 * 0 + 0,1 * 0 = 0$$

где  $\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:  $\alpha = 0,65$ ,  $\beta_1 = 0,25$  и  $\beta_2 = 0,1$ ;

Кнад – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяются в соответствии с п. п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний №1256).;

Ккач1 и Ккач2 – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п. п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний №1256).

Таблица. Расчет коэффициентов достижения (не достижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2016 год	Факт по предложению организации за	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний
-------------------------	-------------------------------	------------------------------------	---

		2016 год	№ 1256
$K_{\text{над}}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{\text{кач1}}$	0	0	0 (достигнуто)
$K_{\text{кач2}}$	0	0	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2017 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент, корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание ФКП «КГКПЗ» на 2017 год, который составил: 0.

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2019) составила: 0 тыс.руб. ( $= 0 * \text{НВВ}_{2017}^{\text{сол}} = 0 * 1\,624,62 \text{ тыс.руб.}$ ).

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для ФКП «КГКПЗ» на 2019 год на субабонентов (27,16 %) составила 1 487,67 тыс. рублей, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 1 145,31 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 352,98 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2017 год: -10,617 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 0 тыс.руб..

#### **4.5. Учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).**

На 2017 год Госкомитетом установлена необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии (далее – НВВ на оплату потерь) в размере 511,29 тыс.руб. С учетом перерасчета потерь электроэнергии на фактические объемы поступления электрической энергии в сеть и применения средневзвешенного тарифа покупки за 2017г., НВВ на оплату потерь за 2017г. составит 622,543 тыс.руб. Информация о фактическом средневзвешенном тарифе покупки потерь была предоставлена АО «Татэнергосбыт». Расчет НВВ на оплату потерь электроэнергии приведен в таблице:

№ пп	Наименование	2017г. (факт)					
		ВН	СН 2	НН	ИТОГО	1 полугодие	2 полугодие
1.	Поступление в сеть, млн.кВт.ч	4,57	3,43	0,03	4,65		
2	потери пересчитанные от фактических объемов млн.кВт.ч	0,16	0,11	0,00	0,271	0,136	0,136

3.	Установленные потерь, %	3,50	3,20	2,80	5,84		
4	Фактический средневзвешенный тариф на покупку потерь, руб/МВт.ч					2135,208	2451,332
5	НВВ на оплату потерь, тыс.руб. (п.2 x п.4)				<b>622,543</b>	<b>289,8171</b>	<b>332,7254</b>

Согласно информации гарантирующего поставщика АО «Татэнергосбыт» ФКП «КГКПЗ» не заключил договор на покупку электроэнергии для компенсации потерь, и, руководствуясь п.7 Основ ценообразования, Госкомитет исключает вышеуказанную сумму как расходы, фактически не понесенные. Госкомитетом принято учитывать экономически необоснованный доход в необходимой валовой выручке на оплату потерь на 2019 г. в размере 622,542 тыс.руб.

#### **4.6. Оплата потерь.**

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2018 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2018 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2019 год составит 665,852 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 321,823 тыс.руб. ( $=0,136 \text{млн.кВт ч} * 2 \text{ 375,079 тыс.руб.}$ );
- на 2 полугодие – 344,029 тыс.руб. ( $=0,136 \text{млн.кВт ч} * 2 \text{ 538,96 тыс.руб.}$ ).

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для ФКП «КГКПЗ» на 2019 составила 1 530,98тыс. руб., в т.ч.:

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии – 1 487,67 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь – 665,852 тыс. руб.
- Учтенные расходы в 2017 г., но фактически не понесенные 622,542 тыс.руб

С учетом экономически необоснованного дохода в размере 622,543 тыс.руб. НВВ на оплату потерь на 2019 год составит 43,310 тыс.руб. ( $=665,852 - 622,542$ ).

#### **5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.**

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям) организацией не заявлена.

**6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.**

№ пп	Наименование показателей	Утвержден о ГКРТТ на 2018 г. (тыс.руб)	Утверждено ГКРТТ на 2019г. (тыс.руб)			Рост предложения ГКРТТ на 2019г. к установлен на 2018г.
			всего	1 полу-годие	2 полу-годие	
<b>1.</b>	<b>Подконтрольные расходы, в т.ч.:</b>	<b>1106,00</b>	<b>1145,31</b>			1,036
2.	Затраты на оплату труда	978,41	1013,18			1,036
3.	Прочие затраты	127,59	132,13			1,036
4.	Объем условных единиц	967,49	967,49			
<b>5.</b>	<b>Неподконтрольные расходы</b>	<b>352,85</b>	<b>352,98</b>			1,0
6.	Отчисления на социальные нужды	303,11	311,05			0,995
7.	Амортизация основных средств	42,762	36,13			0,218
8.	Налог на имущество	6,974	5,8			0,536
9.	Итоговая корректировка НВВ в т.ч.:	-2,995	-10,617			
9.1	Корректировка ДПР	-2,995	-10,617			
9.2	Корректировка ДНР	0,00	0,00			
9.3	Корректировка ПО	0,00	0,00			
9.4	Корректировка ИП	0,00	0,00			
9.5.	Корректировка НВВ		0,00			
10.	Корректировка по НиК	0,00	0,00			
<b>11.</b>	<b>Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрическую энергию.</b>	<b>1 455,86</b>	<b>1 487,67</b>	<b>743,835</b>	<b>743,835</b>	<b>1,022</b>
12	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	4,4	4,4	2,2	2,2	1,00
13	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	27,16	27,16	27,16	27,16	1,015
14	Заявленная мощность, МВт.	1,288	1,288	1,288	1,288	1,00
15	Ставка на содержание, руб./кВт в месяц	94193,,60	96 251,97	96 251,97	96 251,97	1,022
16	НВВ на оплату потерь	629,697	665,852	321,823	344,029	1,057
17	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	2323,605	2457,0195	2375,079	2538,96	1,057
18	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,271	0,35636	0,36106	0,35165	1,016
19	Учетные расходы, фактически не понесенные	542,475	622,542	289,817	332,725	1,148

20	Фактическая цена покупки потерь за 2016г, руб./МВт.ч			2135,208	2451,332	
21	Потери на субабонентов, пересчитанные на фактические объемы 2016г, млн.кВт.ч.	0,2674	0,27	0,136	0,136	
22	НВВ на оплату потерь (п.16-п.19)	87,222	43,310	32,006	11,304	0,497
23	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВт.ч	19,82	9,84	14,55	5,14	0,497
24	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	0,35070	0,34795	0,35266	0,34324	
25.	Итого НВВ	1543,08	1 530,98			0,992

## **7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.**

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

## **8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».**

8.1. ФКП «КГКПЗ» владеет на праве собственности силовыми трансформаторами, используемых для оказания услуг по передаче электрической энергии, суммарной мощностью 53,33МВА.

8.2. ФКП «КГКПЗ» владеет на праве собственности воздушными и кабельными линиями электропередачи, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1, используемых для осуществления регулируемой деятельности 3-х уровней напряжения:

высокое напряжение (ВН) – 2,584 км

среднее второе напряжение (СН2) – 35,797км

низкое напряжение (НН) – 9,166 км

8.3. За 3 предшествующих расчетному периоду регулирования Госкомитетом в отношении ФКП «КГКПЗ» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4. Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8(843) 554-40-84, (554-40-73).

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: [www.kazanpowder.ru](http://www.kazanpowder.ru).

8.6. У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах субъекта Российской Федерации и используемые для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащие на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

Следовательно, организация соответствует установленным критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ФКП «КГКПЗ» на 2019 год:

- заявленную мощность в размере 1,288 МВт;
- полезный отпуск в размере 4,40 млн. кВтч;
- потери электрической энергии в размере 0,271 млн. кВтч.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ФКП «КГКПЗ» на 2019 год в следующих размерах (без НДС)

Наименование сетевой организации	с 1 января по 30 июня 2019г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	
ФКП «КГКПЗ»	96 251,97	14,55	0,35266

Наименование сетевой организации	с 1 июля по 31 декабря 2019г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·мес	
ФКП «КГКПЗ»	96 251,97	5,14	0,34324