

ПРОТОКОЛ № 48
заседания Правления комитета
Тульской области по тарифам

26 декабря 2019 года

ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ:

Председатель комитета Тульской области по тарифам
Д.А. Васин

Присутствовали

Денисова Е.В. – зам. председателя комитета
Маловинский Е.В. – начальник отдела комитета
Войтицкая Т.В. – начальник отдела комитета
Кречетова Е.В. – начальник отдела комитета
Коновалов А.П. – представитель Ассоциации «НП
«Совет рынка»
Фаткина М.Г. – начальник отдела анализа
товарных рынков Управления федеральной
антимонопольной службы по Тульской области

От аппарата комитета

Филимонова И.В., Шашок Л.А., Карсеева Г.В.,
Шалик С.В., Круглова А.Ю. Катаева Ю.Ю.

Приглашенные на заседание:

Уварова Е.В. – директор ГКУ ТО «Экспертиза»;
Шорохов Р.С. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;
Веселовская Ж.С. – представитель АО «ТГЭС»;
Власенко М.Л. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;
Волкова А.А. – главный советник государственно-правового комитета;
Горбачев Е.С. – представитель Института проблем ценообразования и регулирования
естественных монополий национального исследовательского университета «Высшая
школа экономики»;
Губина В.М. – представитель АО «Щекинская городская электросеть»;
Грашина Л.В. – представитель АО «ТГЭС»;
Давыдов Э.В. – представитель Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;
Зайцева Е.А. – представитель ООО «НЭСК»;
Шалиткин А.В. – представитель АО «ТНС Энерго Тула»;
Мукимова И.В. – представитель АО «ТНС Энерго Тула»;
Мишкин А.В. – представитель Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;
Степанкова Н.В. – представитель ООО «Алексинэнергосбыт»;
Полякова Н.В. – представитель ООО «Промэнергосбыт»;
Ставцев В.А. – представитель ООО «Промэнергосбыт»;
Тимофеева О.А. – представитель АО «Щекинская городская электросеть»;
Толстых Л.И. – представитель АО «Алексинская электросетевая компания»;
Чиркова Т.Д. – представитель АО «Алексинская электросетевая компания»;
Фалкин В.Ф. – представитель ОАО «Щекиноазот»;
Арбузов Н.М. – представитель ОАО «Щекиноазот»;
Паршина М.В. – представитель ООО Аудиторской фирмы «ОСБИ-М»;
Яворский В.К. – представитель ООО Аудиторской фирмы «ОСБИ-М»;

Потапова Е. В. – представитель Московской дирекции по энергообеспечению СП
Трансэнерго филиала ОАО «РЖД»;
Тишин С.С. – представитель Московской дирекции по энергообеспечению СП
Трансэнерго филиала ОАО «РЖД»;
Никитин С.А. – представитель Московской дирекции по энергообеспечению СП
Трансэнерго филиала ОАО «РЖД».

Повестка дня

1. Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2020 год:

- 1.1 АО «ТНС энерго Тула» – докладчик Филимонова И.В.;
- 1.2 ООО «Алексинэнергосбыт» – докладчик Филимонова И.В.;
- 1.3 ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» – докладчик Шалик С.В.

2. Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2020 год (по списку):

докладчик Филимонова И.В.:

- 2.1 АО «Алексинская электросетевая компания»;
- 2.2 ООО «ТОЗ-Энерго»;
- 2.3 АО «МСК Энерго»;
- 2.4 ЗАО «Узловский машиностроительный завод»;
- 2.5 ООО «Энерго - Сеть»;

докладчик Шалик С.В.:

- 2.6 ООО «Промэнергосбыт»;
- 2.7 ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области;
- 2.8 ПАО «Октава»;
- 2.9 ООО «ПромТехноПарк»;
- 2.10 АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова»;

докладчик Шашок Л.А.:

- 2.11 ООО «Солерс»;
- 2.12 ООО «Энергосеть»;
- 2.13 АО «Пластик»;
- 2.14 ООО «КС-Энерго»;
- 2.15 АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод»;
- 2.16 АО «Акционерная компания «Туламашзавод»;
- 2.17 ООО «Профэнерго»;
- 2.18 ООО «ТранзитЭнерго»;

докладчик Карсеева Г.В.:

- 2.19 ООО «Зернопродукт»;
- 2.20 ОАО «Щекиноазот»;
- 2.21 АО «Комбайнмашстрой»;
- 2.22 АО «Технопарк»;
- 2.23 Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры»;
- 2.24 Центральный филиал ООО «Газпром энерго»;
- 2.25 ОАО «Щекинская городская электросеть»;
- 2.26 Московская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго филиал ОАО «РЖД»;
- 2.27 Филиал Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»;
- 2.28 ООО «Ин-Групп Энерго»;

Докладчик Круглова А Ю.

- 2.29 ООО «Энерго Холдинг».

3 Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2020 год - докладчик Маловинский Е.В.;

4 Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2020 год для сетевых организаций Тульской области - докладчик Маловинский Е.В.;

5. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2020 год для филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - докладчик Катаева Ю.Ю.;

6. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2020 год для АО «Тульские городские электрические сети» и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети» - докладчик Шалик С.В.;

7. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям Тульской области и утверждении тарифов на услугу по передаче электроэнергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2020 год – докладчик Маловинский Е.В.

1.1 Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2020 год для АО «ТНС энерго Тула»

Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В., Коновалов А.П., Филимонова И.В., Шалиткин А.В., Мукимова И.В.

Слушали Филимонову И.В., которая доложила по вопросу утверждения сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год.

На 2019 год для АО «ТНС энерго Тула» постановлением комитета Тульской области по тарифам от 26.12.2018 № 50/3 были установлены сбытовые надбавки ти в размерах:

Таблица 1

Наименование показателей	Величины	
	1-е полугодие 2019 года	2-е полугодие 2019 года
сбытовая надбавка для населения, руб./кВт.ч.	0,15736	0,47267
сбытовая надбавка на потери для сетевых организаций, руб./кВт.ч.	0,15664	0,30875
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей менее 670 кВт, руб./кВт.ч.	0,28690	0,47538
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей от 670 кВт до 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,10669	0,20335
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей не менее 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,10669	0,17919

Размер необходимой валовой выручки (далее НВВ) на 2019 год составил **1 433 679 323** руб.

На 2020 год АО «ТНС энерго Тула» вышло с предложением об установлении сбытовых надбавок.

Сумма НВВ по предложению АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год составила **2 447 719 463** руб., в том числе по группе «Население» - 845 646 879 руб., по группе «Прочие потребители» - 1 073 483 245 руб., по группе «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» -528 589 339 руб.

По предложению экспертной группы комитета Тульской области по тарифам сумма необходимой валовой выручки АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год составит **1 999 017 441** руб., в том числе по группам потребителей:

«Население» - 696 153 730 руб.;

«Прочие потребители» - 1 057 420 673 руб.;

«Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 245 443 038 руб.

Расчет сбытовых надбавок для АО «ТНС» на 2020 год произведен экспертной группой комитета Тульской области по тарифам в соответствии со следующими нормативными документами:

Налоговый кодекс РФ;

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;

постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии».

постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2012 № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)»;

методические указания по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утвержденные приказом Федеральной антимонопольной службы РФ от 21.11.2017 г. № 1554/17;

прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года, опубликованный на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации 30.09.2019 г.

Расчет НВВ и сбытовых надбавок гарантирующего поставщика АО «ТНС энерго Тула» с использованием метода сравнения аналогов на 2020 год

I. Техничко-экономические показатели сбытовой деятельности АО «ТНС энерго Тула» за 2018-2020 гг.

Утвержденный на 2018 год объем потребления электрической энергии потребителями АО «ТНС энерго Тула» составляет 5 314,6500 млн. кВт.ч. в том числе:

- населением – 1 282,2627 млн. кВт.ч;
- прочими потребителями – 3 144,0880 млн. кВт.ч;
- сетевыми организациями – 888,2993 млн. кВт.ч.

Фактический объем потребления электрической энергии потребителями АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год составил 5 422,5454 млн. кВт*ч, что на 107,8954 млн. кВт*ч, или 2,03 %, выше утвержденного на 2018 год объема. Доля фактического потребления электрической энергии за 2018 год по группам потребителей составила:

- население и приравненные к ней категории потребителей – 24 %;
- прочие потребители – 61 %;
- сетевые организации, приобретающие электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях – 15 %.

Фактический объем потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей в 2018 году составил 1 300,0247 млн. кВт*ч, что на 17,7620 млн. кВт*ч, или 1,39 %, выше утвержденного на 2018 год объема. Объем потребления электрической энергии группой «Прочие потребители» в 2018 году составил 3309,3496 млн. кВт*ч, что на 165,2616 млн. кВт*ч, или 5,26 %, выше утвержденного на 2018 год объема. Фактический объем потребления электрической энергии, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями, в 2018 году составил 813,1711 млн. кВт*ч, что на 75,1282 млн. кВт*ч, или 5,46 %, ниже утвержденного на 2018 год объема.

Плановый объем потребления электрической энергии потребителями АО «ТНС энерго Тула» на 2019 год составил 5 444,2427 млн. кВт.ч, что на 129,5927 млн. кВт.ч, или 2,44 %, выше утвержденного на 2018 год объема. Доля прогнозного потребления электрической энергии на 2019 год по группам потребителей составила:

- население и приравненные к нему категории потребителей – 24,1 %;
- прочие потребители – 59,4 %;
- сетевые организации, приобретающие электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях – 16,5 %.

Плановый объем потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей в 2019 году составит 1 311,7230 млн. кВт.ч, что на 29,4603 млн. кВт.ч, или 2,30 %, выше утвержденного на 2018 год объема. Объем потребления электрической энергии группой «Прочие потребители» в 2019 году составит 3 234,1944 млн. кВт.ч, что на 90,1064 млн. кВт.ч, или 2,87 %, выше утвержденного на 2018 год объема. Плановый объем потребления электрической энергии, приобретаемой у АО «ТНС энерго Тула» для компенсации потерь электрической энергии сетевыми

организациями, в 2019 году составит 898,3253 млн. кВт.ч, что на 10,0260 млн. кВт.ч, или 1,13 %, выше утвержденного на 2018 год объема.

Прогнозные объемы потребления электрической энергии (мощности) потребителями АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год соответствуют показателям сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2020 год, утвержденного приказом ФАС России от 31 октября 2019 года № 1452/19-ДСП, а также структуре полезного отпуска по группам потребителей на 2020 год, представленной АО «ТНС энерго Тула».

Плановый объем потребления электрической энергии потребителями АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год составит 5 449,5000 млн. кВт.ч, что на 5,2573 млн. кВт.ч, или 0,10 %, выше утвержденного на 2019 год объема. Доля прогнозного потребления электрической энергии на 2020 год по группам потребителей составила:

население и приравненные к нему категории потребителей – 24,3 %;

прочие потребители – 59,0 %;

сетевые организации, приобретающие электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях – 16,7 %.

Плановый объем потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей в 2020 году составит 1 324,6388 млн. кВт*ч. Объем потребления электрической энергии группой «Прочие потребители» в 2020 году составит 3 216,9591 млн. кВт*ч. Плановый объем потребления электрической энергии, приобретаемой у АО «ТНС энерго Тула» для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями, в 2020 году составит 907,9021 млн. кВт*ч.

II. Определение необходимой валовой выручки

Эталонные затраты ГП на 2019 год.

Эталонная выручка ГП определяется как сумма следующих составляющих:

произведение прогнозного количества точек поставки по каждой группе потребителей (сетевых организаций), суммы постоянных компонентов эталонов затрат для соответствующей группы (подгруппы) потребителей (сетевых организаций) и индекса потребительских цен в соответствии с одобренным Правительством Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период регулирования по отношению к году, в ценах которого были определены эталонные затраты;

произведение суммы переменных компонентов эталонов затрат ГП и прогнозной валовой выручки ГП от продажи электрической энергии (мощности) соответствующей группе (подгруппе) потребителей (сетевых организаций) на соответствующий период регулирования;

расчетная предпринимательская прибыль ГП в размере полутора процентов от валовой выручки ГП по регулируемому виду деятельности без учета стоимости услуг по передаче электрической энергии и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

Эталонные затраты ГП дифференцируются по группам масштаба деятельности ГП. Группа масштаба деятельности ГП определяется для каждого планируемого периода регулирования (i) в соответствии с величиной приведенного количества точек поставки (шт.)

Данные о количестве точек поставки АО «ТНС энерго Тула» по каждой группе потребителей и величина приведенного количества точек поставки представлены в таблице.

Данные о количестве точек поставки АО «ТНС энерго Тула»

№ п/п	Группы (категории потребителей)	Количество точек поставки		
		2018 год факт на 31 декабря	2019 год на 01 октября	2020 год
1	2	3	4	5
1.	Население и приравненные к нему категории потребителей, всего, в том числе:	769 011	796 387	796 387
1.1.	население, проживающее в городских населенных пунктах	504 195	523 343	523 343
1.2.	население, проживающее в сельских населенных пунктах	252 083	260 213	260 213
1.3.	исполнители коммунальных услуг (определенные пунктом 71(1) Основ ценообразования);	10 593	10 059	10 059
1.4.	иные потребители, приравненные к населению	2 140	2 772	2 772
2.	Прочие потребители, всего, в том числе:	63 829	62 275	62 275
2.1.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств менее 670 кВт	62 981	61 523	61 523
2.2.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт	744	657	657
2.3.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств не менее 10 МВт	104	95	95
3.	Сетевые организации	757	771	771
4.	Всего	833 597	859 433	859 433
5.	Приведенное количество точек поставки	107 570	107 219	107 219
6.	Группа масштаба деятельности ГП	Пятая	Пятая	Пятая

Приведенное количество точек поставки АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год составляет 107 219 шт., что соответствует 5 группе масштаба деятельности ГП (от 90 701 до 181 300).

1. Постоянные компоненты эталона затрат

Постоянные компоненты эталона затрат для населения и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Городское население	Сельское население	Исполнители коммунальных услуг	Иные потребители, приравненные к населению
1	2	3	4	5	6
1.	Значение постоянных компонентов эталона затрат ГП (в рублях) всего, в том числе:	491,42	641,67	4 712,74	8 178,69
1.1.	на оплату труда	169,61	237,4	2 843,14	4 059,88
1.2.	на содержание помещений	44,81	64,35	489,47	697,42

№ п/п	Наименование показателя	Городское население	Сельское население	Исполнители коммунальн ых услуг	Иные потребители, приравнен ные к населению
1	2	3	4	5	6
1.3.	на печать и доставку документов	56,64	74,41	550,82	2 156,87
1.4.	на организацию работы колл-центров, взаимодействие с потребителями (покупателями) через информационно-телекоммуникационную сеть «Интернет»	18,88	18,88		
1.5.	на организацию сбора и обработки показаний приборов учета	30,32	82,12		
1.6.	на обеспечение потребителю (покупателю) возможности внесения платы по договору энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) различными способами	126,34	95,23		
1.7.	на накладные расходы	44,82	69,28	829,31	1 264,52
2.	Количество точек поставки, шт.	506 143	246 068	10 059	2 772
3.	ИПЦ (2017 г./ 2016 г.)	1,037			
4.	ИПЦ (2018 г./ 2017 г.)	1,029			
5.	ИПЦ (2019 г./ 2018 г.)	1,047			
6.	ИПЦ (2020 г./ 2019 г.)	1,030			
	Итого постоянные эталоны затрат, руб.	295 949 278	192 140 432	54 551 453	26 088 855

Постоянные эталоны затрат для прочих потребителей и сетевых организаций на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
1.	Значение постоянных компонентов эталона затрат ГП (в рублях) всего, в том числе:	6 720,25	6 286,54	5 538,05	9 261,35
1.1.	на оплату труда	3 631,73	3 397,35	2 992,85	6 314,29
1.2.	на содержание помещений	624,75	584,43	514,85	768,41
1.3.	на печать и доставку документов	1 365,24	1 277,13	1 125,07	716,6
1.4.	на накладные расходы	1 098,53	1 027,63	905,28	1 462,05
2.	Количество точек поставки, шт.	61 523	657	95	771
3.	ИПЦ (2017 г./ 2016 г.)	1,037			
4.	ИПЦ (2018 г./ 2017 г.)	1,029			
5.	ИПЦ (2019 г./ 2018 г.)	1,047			

№ п/п	Наименование показателя	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
6.	ИПЦ (2020 г./ 2019 г.)	1,030			
	Итого постоянные эталоны затрат, руб.	475 774 292	4 752 861	605 422	8 216 876

Постоянные компоненты эталона затрат АО «ТНС энерго Тула» составят 1 058 079 468 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» - 568 730 018 руб.;

группа «Прочие потребители» - 481 132 575 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 8 216 876 руб.

2. Переменные компоненты эталона затрат ГП для целей расчета сбытовой надбавки на расчетный период регулирования

Переменные компоненты эталона затрат включают расходы на обслуживание заемных средств, необходимых для поддержания достаточного размера оборотного капитала при просрочке платежей со стороны потребителей, в том числе с учетом просроченной задолженности предыдущих лет, расходы на формирование резерва по сомнительным долгам и расчетную предпринимательскую прибыль гарантирующего поставщика.

2.1. Расходы на обслуживание заемных средств

Затраты определяются по каждой категории потребителей исходя из следующих параметров:

средняя ключевая ставка, установленная Центральным банком Российской Федерации на базовый период регулирования (2019), увеличенная на 4 процентных пункта; доля (не более 1/12) выручки от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей, используемая для определения величины достаточного оборотного капитала, устанавливаемая в размере, заявленном ГП.

Расчет расходов на уплату процентов по заемным средствам произведен исходя из прогнозной товарной выручки от продажи электрической энергии потребителям (в разрезе групп) за 2019 год, используемой для определения величины достаточного оборотного капитала, доли величины достаточного оборотного капитала по данным ГП и средней ключевой ставки ЦБ РФ, увеличенной на 4 пункта (7,33+ 4 =11,33 %).

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2019 год рассчитана исходя из фактических расходов за январь-сентябрь 2019 года (на основании статистических форм 46-ээ «Сведения о полезном отпуске (продаже) электрической энергии и мощности отдельным категориям потребителей» за январь-сентябрь 2019 года) и прогнозных объемов электрической энергии на октябрь, ноябрь, декабрь 2019 года исходя из сводного прогнозного баланса на 2019 год и цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей в Тульской области, установленных постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 17.12.2018 № 47/2 (с учетом НДС).

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии прочим потребителям и сетевым организациям на 2019 год складывается из фактической валовой выручки за 9 месяцев 2019 года по каждой группе потребителей (на основании статистических форм 46-ээ «Сведения о полезном отпуске (продаже) электрической энергии и мощности отдельным категориям потребителей» за январь-сентябрь 2019 года) и прогнозной валовой выручки за октябрь, ноябрь, декабрь 2019 года, рассчитанной исходя

из объемов электрической энергии в соответствии со сводным прогнозным балансом на 2019 год и фактической средневзвешенной цены (с учетом НДС) за июль-сентябрь 2019 года.

Расходы на уплату процентов по заемным средствам

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации	
1	2	3	4	5	6	7	
1.	Прогнозная валовая выручка ГП от продажи электрической энергии в 2019 году	4 998 415 008	10 892 369 595	6 287 939 389	3 548 147 618	2 670 713 546	
2.	Средняя ключевая ставка ЦБ РФ, увеличенная на 4 пункта	11,33					
3.	Доля величины достаточного оборотного капитала по данным ГП	1/12	1/12	1/12	1/24	1/24	
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	47 191 086	102 837 149	59 365 757	33 498 807	25 214 768	

2.2 Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам

Расчет расходов на формирование резерва по сомнительным долгам произведен исходя из минимальной величины расходов на формирование резерва по сомнительным долгам по предложению ГП и 1,5 % от прогнозной товарной выручки от продажи электрической энергии потребителям (в разрезе групп) на 2020 год.

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год рассчитана исходя из прогнозных цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2019 год.

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии прочим потребителям и сетевым организациям на 2020 год рассчитана исходя из фактических цен за 9 месяцев 2019 года с учетом прогнозного роста цен на электрическую энергию и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год (с учетом НДС).

Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации	
1	2	3	4	5	6	7	
1.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам по предложению ГП	77 995 977	169 303 724	93 835 533	48 562 013	47 637 250	
2.	Планируемая валовая выручка ГП от продажи электрической энергии на 2020 год	5 229 213 410	11 286 914 919	6 255 702 232	3 237 467 511	3 175 816 684	
3.	Переменный компонент эталона затрат, отражающий расходы на формирование РСД	1,5%					
4.	Предельная величина расходов на формирование резерва по сомнительным долгам	78 438 201	169 303 724	93 835 533	48 562 013	47 637 250	
5.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	77 995 977	169 303 724	93 835 533	48 562 013	47 637 250	

2.3. Расчетная предпринимательская прибыль (РПП)

Расчетная предпринимательская прибыль гарантирующего поставщика определяется в размере 1,5 % от валовой выручки ГП по регулируемому виду деятельности без учета стоимости услуг по передаче электрической энергии и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на население

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли	1,50%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения населения и приравненных к нему категорий потребителей	1 916 797 379
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для населения	568 730 018
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	47 191 086
5.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	77 995 977
6.	Неподконтрольные расходы ГП	1 190 827

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
7.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за период, предшествующий базовому периоду (i-2),	-37 569 218
8.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	38 615 041
9.	РПП по данным ГП на 2020 год	41 351 825
	РПП ГП, относимая на население, на 2020 год	38 615 041

Стоимость покупки электрической энергии (мощности) для энергоснабжения населения, используемая для расчета расчетной предпринимательской прибыли АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год, определена исходя из прогнозных индикативных цен на электрическую энергию и мощность на 2020 год и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год.

Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на прочих потребителей (руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли	1,5%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения прочих потребителей	8 841 338 505
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей	481 132 575
4.	Переменные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей (расходы на обслуживание заемных средств, резерв по сомнительным долгам)	507 402 983
5.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на прочих потребителей	3 026 685
6.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении прочих потребителей за период, предшествующий базовому периоду (i-2)	-80 428 650
7.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	146 287 081
8.	РПП по данным ГП на 2020 год	146 524 469
9.	Доля расчетной предпринимательской прибыли, относимая на прочих потребителей	
	менее 670 кВт	0,48
	от 670 кВт до 10 МВт	0,33
	не менее 10 МВт	0,19
10.	РПП ГП, относимая на прочих потребителей, на 2020 год, всего, в том числе:	146 287 081
	менее 670 кВт	70 517 001
	от 670 кВт до 10 МВт	47 594 638
	не менее 10 МВт	28 175 442

Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на сетевые организации (руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли, %	1,5%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения сетевых организаций	2 494 964 039
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций	8 216 876

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	25 214 768
5.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения, учитываемые при установлении сбытовых надбавок ГП для сетевых организаций на расчетный период регулирования	107 524 017
6.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на сетевые организации	744 267
7.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении сетевых организаций, предшествующий базовому периоду (i-2)	16 311 232
8.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	39 794 628
9.	РПП по данным ГП на 2020 год	43 979 059
10.	РПП ГП, относимая на сетевые организации, на 2020 год	39 794 628

Стоимость покупки электрической энергии (мощности) для энергоснабжения потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, определена исходя из прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации на основании официально опубликованных 28.11.2019 г. Советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию на 2020 год, и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год.

Переменные компоненты эталона затрат на 2020 год составят 930 138 814 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» - 163 802 104 руб.;

группа «Прочие потребители» - 653 690 064 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 112 646 646 руб.

Таким образом, постоянные и переменные компоненты необходимой валовой выручки АО «ТНС энерго Тула» для целей расчета сбытовых надбавок на 2020 год, определяемые методом сравнения аналогов, в 2020 году составят 1 988 218 282 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 732 532 122 руб.;

группа «Прочие потребители» – 1 134 822 639 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 120 863 521 руб.

3. Неподконтрольные расходы на 2019 год

Неподконтрольные расходы ГП включают амортизацию основных средств, налоги (включая налог на прибыль) и расходы на капитальные вложения из прибыли.

Неподконтрольные расходы

(руб.)

№ п/п	Наименование статей	2018 год		План на 2020 год
		Утверждено	Факт	
1	2	3	4	5
1.	Амортизация основных средств	5 813 709	5 017 592	3 921 850

№ п/п	Наименование статей	2018 год		План на 2020 год
		Утверждено	Факт	
1	2	3	4	5
2.	Налоги	26 587 287	1 039 928	1 039 928
3.	Капитальные вложения из прибыли	-	-	99 990 349
	Итого неподконтрольные расходы	32 400 996	6 057 520	101 181 175

3.1. Амортизация основных средств

Расчет амортизационных отчислений на 2020 год произведен исходя из текущей (восстановительной) стоимости основных средств, находящихся на балансе Общества по состоянию на 15 ноября 2019 года, и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 №1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Распределение «распределяемых» затрат по регулируемой деятельности по группам потребителей осуществляется пропорционально объемам полезного отпуска электроэнергии.

Доля фактического полезного отпуска электроэнергии по группам потребителей в 2018 году составила:

- население и приравненные к нему категории потребителей - 24 %;
- прочие потребители – 61 %;
- сетевые организации – 15 %.

Величина экономически обоснованных расходов по статье «Амортизация основных средств» на 2020 год составит 3 921 850 руб., в том числе:

- население и приравненные к нему категории потребителей – 941 244 руб.;
- прочие потребители – 2 392 329 руб.;
- сетевые организации – 588 278 руб.

3.2. Налоги

В соответствии с Методическими указаниями по расчету сбытовых надбавок методом сравнения аналогов расходы на уплату налогов в расчетном периоде регулирования учитываются по данным раздельного учета в объеме экономически обоснованных фактически понесенных расходов, отнесенных на регулируемый вид деятельности, за последний истекший год.

Исчисление и уплата налогов и сборов производится в соответствии с законодательством о налогах и сборах Российской Федерации и внутренними распорядительными документами Общества, регламентирующими порядок исчисления и уплаты соответствующих налогов и сборов.

В обоснование расходов на уплату налогов АО «ТНС энерго Тула» представлены налоговые декларации по налогу на имущество организаций за 2018 год, налоговые декларации по транспортному налогу за 2018 год, налоговая декларация по налогу на прибыль организаций за 2018 год, отчет «Показатели раздельного учета доходов и расходов гарантирующего поставщика электрической энергии согласно форме «Отчет о прибылях и убытках» за 2018 год и оборотно-сальдовые ведомости по счетам 44 «Расходы на продажу», 90 «Продажи» и 91 «Прочие расходы и доходы» за 2018 год.

В соответствии с представленными обосновывающими документами фактические расходы Общества на уплату налогов за 2018 год, относимые на сбытовую деятельность, составили 1 039 928 руб.:

- налог на имущество – 51 152 руб.;
- транспортный налог – 86 766 руб.
- налог на прибыль – 902 010 руб.

Распределение «распределяемых» затрат по регулируемой деятельности по группам потребителей осуществляется пропорционально объемам полезного отпуска электроэнергии.

Доля фактического полезного отпуска электроэнергии по группам потребителей в 2018 году составила:

- население и приравненные к нему категории потребителей - 24 %;
- прочие потребители – 61 %;
- сетевые организации – 15 %.

Экономически обоснованными расходами по статье «Налоги» по регулируемому виду деятельности на 2020 год являются расходы в сумме 1 039 928 руб., в том числе относимые на группы:

- население и приравненные к нему категории потребителей – 249 583 руб.;
- прочие потребители – 634 356 руб.;
- сетевые организации – 155 989 руб.

3.3. Капитальные вложения из прибыли

На 2020 год АО «ТНС энерго Тула» планируются расходы на капитальные вложения из прибыли в сумме 99 990 349 руб.

Расходы на капитальные вложения из прибыли в сумме 99 990 349 руб. не приняты экспертной группой в расчет НВВ АО «ТНС энерго Тула», так как Обществом не представлена инвестиционная программа, утвержденная в установленном Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики (Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 г. № 977) порядке.

Величина неподконтрольных расходов в 2020 году по расчету экспертной группы составит 4 961 778 руб., в том числе:

- группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 1 190 827 руб.;
- группа «Прочие потребители» – 3 026 685 руб.;
- группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 744 267 руб.

4. Выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы ГП от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования (за 2018 год), и установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год

В соответствии с п.65 Постановления Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 при определении необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика для расчета сбытовых надбавок учитываются в соответствии с методическими указаниями по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования, обусловленные:

разницей между сбытовой надбавкой, установленной для организации, которой был присвоен статус гарантирующего поставщика, и сбытовой надбавкой организации, ранее осуществлявшей функции гарантирующего поставщика, на период с момента присвоения статуса гарантирующего поставщика до момента установления сбытовой надбавки для организации, которой был присвоен статус гарантирующего поставщика;

процедурой принятия гарантирующим поставщиком на обслуживание покупателей (потребителей) электрической энергии в случаях, установленных пунктом 15 Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии;

установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей;

недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением величины фактического полезного отпуска от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок гарантирующего поставщика, за исключением дохода, полученного от увеличения полезного отпуска, связанного с принятием на обслуживание покупателей (потребителей) электрической энергии в течение периода, предшествующего базовому периоду регулирования.

При установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков в отношении сетевых организаций учитываются величина перекрестного субсидирования, определенная в соответствии с пунктом 65(1) настоящего документа, а также отклонение фактической величины перекрестного субсидирования от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок гарантирующего поставщика в отношении сетевых организаций.

Величина, связанная с отклонением фактических объемов отпуска электрической энергии от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок на 2018 год, по расчету экспертной группы составляет (-32 457 861) руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-2 192 885) руб.;

группа «Прочие потребители» – (-48 657 731) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 18 392 755 руб.

Величины, связанные с отклонением фактических объемов отпуска электрической энергии (мощности) по группам (подгруппам) потребителей от утвержденных показателей рассчитаны исходя из следующих показателей:

- утвержденные комитетом Тульской области по тарифам сбытовые надбавки на 2018 год;

- объемы электрической энергии, поставляемой ГП потребителям (в разрезе групп (подгрупп) потребителей) в 2018 году, определенные в соответствии со сводным прогнозным балансом на 2018 год;

- фактические объемы отпуска электрической энергии в разрезе групп (подгрупп) потребителей.

Величина, связанная с отклонением фактического количества точек поставки от количества точек поставки, принятого при расчете сбытовых надбавок на 2018 год, по расчету экспертной группы составляет 1 466 499 руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-1 978 389) руб.;

группа «Прочие потребители» – 3 452 159 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-7 270) руб.

Величины, связанные с отклонением фактического количества точек поставки от количества точек поставки, принятых при расчете сбытовых надбавок на 2018 год, рассчитаны исходя из следующих показателей:

- фактическое количество точек поставки по договорам энергоснабжения (купли-продажи), заключенным ГП с потребителями;

- количество точек поставки по договорам энергоснабжения (купли-продажи), заключенным ГП с потребителями, принятое при расчете сбытовых надбавок на 2018 год;

- постоянные компоненты эталона затрат ГП, установленные на одну точку поставки для групп (подгрупп);
- фактический индекс потребительских цен за 2017 год – 3,7 %;
- фактический индекс потребительских цен за 2018 год – 2,9 %;
- прогнозный индекс потребительских цен за 2017 год – 3,9 %;
- прогнозный индекс потребительских цен за 2018 год – 3,7 %;
- доля эталонной выручки ГП на 2018 год - 0,1.

Величина, связанная с отклонением неподконтрольных расходов (2018 год), по расчету экспертной группы составляет -26 343 476 руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-4 992 885) руб.;

группа «Прочие потребители» – (-19 397 742) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-1 952 850) руб.

По расчету экспертной группы выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения в 2018 году, учитываемые при установлении бытовых надбавок для сетевых организаций на 2020 год, составляют (-176 029) руб.

Отклонение в стоимости покупки единицы электрической энергии на оптовом рынке для населения за 2018 год по расчету экспертной группы составляет 11 614 288 руб.

Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения на 2020 год, по расчету экспертной группы составят 107 524 017 руб.

В соответствии с пунктом 7 Основ ценообразования в области государственного регулирования тарифов в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178, при установлении регулируемых цен (тарифов) регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. К экономически необоснованным расходам организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, относятся, в том числе выявленные на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов:

расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в предыдущем периоде регулирования, не связанные с осуществлением регулируемой деятельности этих организаций и покрытые за счет поступлений от регулируемой деятельности;

учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).

Постановлением Правительства РФ от 21.07.2017 г. N 863 в пункт 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178 внесен абзац 18:

«Особенности учета выявленных за предшествующий период регулирования экономически необоснованных расходов или экономически необоснованных доходов гарантирующих поставщиков, а также экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении бытовых надбавок гарантирующих поставщиков, и доходов, недополученных при осуществлении гарантирующими поставщиками регулируемого вида деятельности, определяются пунктом 65 настоящего документа.»

В соответствии с п. 65 Основ ценообразования № 1178 при определении эталонной выручки (необходимой валовой выручки) гарантирующего поставщика с использованием метода сравнения аналогов при определении величины выпадающих (излишне полученных) доходов гарантирующего поставщика не учитывается отклонение фактических расходов от эталонов затрат гарантирующего поставщика в доле, соответствующей доле эталонной выручки гарантирующего поставщика в совокупной величине эталонной выручки (необходимой валовой выручки), определяемой в соответствии с графиком поэтапного доведения необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика до эталонной выручки гарантирующего поставщика.

В рамках тарифного регулирования сбытовых надбавок на 2020 год экспертной группой комитета Тульской области по тарифам дополнительно проведен постатейный анализ экономической обоснованности затрат АО «ТНС энерго Тула», фактически понесенных в 2016-2018 годах.

В целях проведения анализа экономической обоснованности затрат АО «ТНС энерго Тула», фактически понесенных в 2016-2018 г.г., экспертной группой комитета Тульской области по тарифам были запрошены дополнительные материалы, а именно обосновывающие первичные учетные документы, карточки счетов, регистры бухгалтерского и налогового учета, оборотно-сальдовые ведомости, материалы по итогам деятельности за 2016-2018 г.г., бухгалтерская и статистическая отчетности.

По результатам проведенного анализа фактически понесенных затрат АО «ТНС энерго Тула» за 2016-2018 годы определены экономически необоснованные расходы Общества в сумме 55 790 058 руб., в том числе по группам (подгруппам) потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-28 405 059) руб.;

группа «Прочие потребители» – (-15 825 336) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-11 559 662) руб.

По расчету экспертной группы комитета выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика составят 61 627 439 руб., в том числе относимые на:

группу «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-9 164 159) руб.;

группу «Прочие потребители» – (-64 603 314) руб.;

группу «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 135 394 912 руб.

Кроме того, необходимая валовая выручка АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год подлежит корректировке в сторону уменьшения на сумму экономически необоснованных расходов Общества за 2016-2018 годы в сумме 55 790 058 руб., в том числе по группам (подгруппам) потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-28 405 059) руб.;

группа «Прочие потребители» – (-15 825 336) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-11 559 662) руб.

5. Определение необходимой валовой выручки для расчета сбытовых надбавок АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год

При определении необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика для расчета сбытовых надбавок на 2020 год в соответствии с методическими указаниями по расчету сбытовых

надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утвержденными Федеральной антимонопольной службой учитываются:

эталонны затрат гарантирующего поставщика;

неподконтрольные расходы гарантирующего поставщика, включающие амортизацию основных средств, налоги, капитальные вложения из прибыли в соответствии с утвержденной в установленном порядке инвестиционной программой гарантирующего поставщика, внереализационные расходы на списание безнадежной к взысканию дебиторской задолженности сетевых организаций;

выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования, а также выпадающие доходы, связанные с установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год.

По расчету экспертов необходимая валовая выручка АО «ТНС энерго Тула», определяемая методом сравнения аналогов, на 2020 год составляет **1 999 017 441 руб.**, в том числе:

- эталоны затрат гарантирующего поставщика – **1 988 218 282 руб.**;

- неподконтрольные расходы - **4 961 778 руб.**

- выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования, а также выпадающие доходы, связанные с установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год – **5 837 381 руб.**, из них

- выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования – **(-45 896 578) руб.**;

- выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин экономически обоснованных расходов, учтенных при установлении сбытовых надбавок, без учета отклонения фактических расходов от эталонов затрат в доле, соответствующей доле эталонной выручки АО «ТНС энерго Тула» в совокупной величине необходимой валовой выручки, определяемой в соответствии с графиком поэтапного доведения необходимой валовой до эталонной выручки (пункт 65 абз. 15 Основ ценообразования 1178) - **(-55 790 058) руб.**

- выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения на 2020 год – **107 524 017 руб.**

Составляющие для расчета необходимой валовой выручки на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Всего	в том числе		
			Население	Прочие	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
1.	Эталонны затрат гарантирующего поставщика, всего, в том числе:	1 988 218 282	732 532 122	1 134 822 639	120 863 521
1.1.	Постоянные компоненты (по точкам поставки)	1 058 079 468	568 730 018	481 132 575	8 216 876
1.2.	Переменные компоненты, в том числе:	930 138 814	163 802 104	653 690 064	112 646 646
1.2.1.	Расходы на обслуживание заемных средств	268 107 566	47 191 086	195 701 713	25 214 768

№ п/п	Наименование показателя	Всего	в том числе		
			Население	Прочие	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
1.2.2.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	437 334 497	77 995 977	311 701 270	47 637 250
1.2.3.	Расчетная предпринимательская прибыль	224 696 750	38 615 041	146 287 081	39 794 628
2.	Неподконтрольные расходы, всего, в том числе:	4 961 778	1 190 827	3 026 685	744 267
2.1.	Амортизация	3 921 850	941 244	2 392 329	588 278
2.2.	Налоги	1 039 928	249 583	634 356	155 989
2.3.	Капитальные вложения из прибыли				
3.	Величина недополученных или излишне полученных доходов	5 837 381	-37 569 218	-80 428 650	123 835 249
3.1.	Величина недополученных или излишне полученных доходов от осуществления деятельности в качестве ГП, всего, в том числе:	61 627 439	-9 164 159	-64 603 314	135 394 912
3.1.1.	Обусловленные отклонением величины фактического полезного отпуска от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок ГП	-32 457 861	-2 192 885	-48 657 731	18 392 755
3.1.2.	Отклонение величины неподконтрольных расходов	-26 343 476	-4 992 885	-19 397 742	-1 952 850
3.1.3.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением количества точек поставки и ИПЦ от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	1 466 499	-1 978 389	3 452 159	-7 270
3.1.4.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения в предыдущем периоде регулирования	-176 029			-176 029
3.1.5.	Отклонение в стоимости покупки единицы электрической энергии на оптовом рынке для населения в 2018 году	11 614 288			11 614 288

№ п/п	Наименование показателя	Всего	в том числе		
			Население	Прочие	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
3.1.6.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения на 2020 год	107 524 017			107 524 017
3.2.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	-55 790 058	-28 405 059	-15 825 336	-11 559 662
4.	Итого необходимая валовая выручка для расчета сбытовых надбавок на 2020 год	1 999 017 441	696 153 730	1 057 420 673	245 443 038

По расчету экспертов необходимая валовая выручка для расчета сбытовых надбавок на 2020 год составляет **1 999 017 441** руб., в том числе относимая на:

группу «Население и приравненные к нему категории потребителей» – **696 153 730** руб.;

группу «Прочие потребители» – **1 057 420 673** руб.;

группу «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – **245 443 038** руб.

6. Расчет сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии на периоды с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г. и с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г. по группам (категориям) потребителей

В соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2020 год, утвержденного приказом ФАС России от 28 ноября 2019 № 1567/19-ДСП, и структурой полезного отпуска по группам потребителей АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год, показатели потребления и полезного отпуска АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год составят:

Таблица

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2020 год	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5	6
1	Объем потребления электрической энергии, предусмотренный сводным прогнозным балансом на расчетный период регулирования	Млн.кВт*ч	5 449,5000	2 760,5756	2 688,9244
2	Объем потребления электрической энергии населением, указанный в сводном прогнозном балансе ГП на расчетный период регулирования	Млн.кВт*ч	1 324,6388	687,0443	637,5945

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2020 год	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5	6
3	Прогнозный объем потребления электрической энергии по подгруппам группы «прочие потребители»	Млн.кВт*ч	3 216,9591	1 615,5242	1 601,4349
4	Суммарный объем потребления электрической энергии, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями в расчетном периоде регулирования, определяемый в соответствии со сводным прогнозным балансом	Млн.кВт*ч	907,9021	458,0071	449,8950
5	Объем потребления электрической мощности, предусмотренный сводным прогнозным балансом на расчетный период регулирования	МВт	729,6124	746,9652	712,2597
6	Объем потребления электрической мощности населением, указанный в сводном прогнозном балансе ГП на расчетный период регулирования	МВт	220,7731	229,0148	212,5315
7	Прогнозный объем потребления электрической мощности по подгруппам группы «прочие потребители»	МВт	384,4318	391,0288	377,8349
8	Суммарный объем потребления электрической мощности, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями в расчетном периоде регулирования, определяемый в соответствии со сводным прогнозным балансом	МВт	124,4075	126,9216	121,8933

Распределение полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей, в т. ч. группы «Прочие потребители», в зависимости от величины максимальной мощности принадлежащих им энергопринимающих устройств, произведено в соответствии с предложением АО «ТНС энерго Тула».

Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам РФ на 2019 год по состоянию на 28.11.2019 года разработан и размещен на официальном сайте Ассоциации «НП Совет рынка» в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 21.01.2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».

Таблица

**Расчет сбытовых надбавок АО «ТНС энерго Тула» для группы «Население и приравненные к нему категории потребителей»
на 2020 год**

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для населения на расчетный период регулирования (i)	$ЭВ_i^{нас}$	Руб.	732 532 122
2.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на население	$НР_i^{нас}$	Руб.	1 190 827

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
3.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за период, предшествующий базовому периоду (i-2),	$Рез_{i-2}^{нас}$	Руб.	-9 164 159
4.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП		Руб.	- 28 405 059
5.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для населения на расчетный период регулирования (i)	$НВВ_i^{нас}$	Руб.	696 153 730
6.	Объем продаж электрической энергии, поставляемый населению, всего, в том числе:		Млн кВт.ч	1 324,6388
6.1.	- в первом полугодии	$\mathcal{E}_{i,1п/г}^{нас}$	Млн кВт.ч	687,0443
6.2.	- во втором полугодии	$\mathcal{E}_{i,2п/г}^{нас}$	Млн кВт.ч	637,5945
7.	Величина сбытовой надбавки для населения во 2-м полугодии 2019 г. (на 31.12.2019)	$СН_{i-1,2п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	0,47267
8.	НВВ на 1 кВт*ч полезного отпуска		руб./кВт.ч	0,52554
9.	Величина сбытовой надбавки для группы население:			
	- в первом полугодии	$СН_{i,1п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	0,47267
	- во втором полугодии	$СН_{i,2п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	0,58252

По расчету экспертов, сбытовая надбавка гарантирующего поставщика АО «ТНС энерго Тула» для группы потребителей «Население и приравненные к нему категории потребителей» составит:

с 01 января 2020 года – 0,47267 руб./кВт.ч;

с 01 июля 2020 года – 0,58252 руб./кВт.ч.

Таблица

Необходимая валовая выручка АО «ТНС энерго Тула» для целей расчета сбытовой надбавки для группы потребителей «Прочие потребители» на 2020 год

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на расчетный период регулирования (i)	$ЭВ_{i,i}^{мп}$	Руб.	1 134 822 639
	менее 670 кВт		Руб.	818 432 166
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	205 548 789
	не менее 10 МВт		Руб.	110 841 684

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
2.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на прочих потребителей	$HP_{i,i}^{nn}$	Руб.	3 026 685
	менее 670 кВт		Руб.	1 374 115
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	1 038 153
	не менее 10 МВт		Руб.	614 417
3.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за период, предшествующий базовому периоду (i-2)	$Рез_{i,i-2}^{nn}$	Руб.	-64 603 314
	менее 670 кВт		Руб.	-53 207 123
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	-11 859 144
	не менее 10 МВт		Руб.	462 953
4.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП		Руб.	-15 825 336
	менее 670 кВт		Руб.	-8 916 421
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	-6 736 414
	не менее 10 МВт		Руб.	-172 502
5.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на расчетный период регулирования (i)	$HBB_{z,i}^{nn}$	Руб.	1 057 420 673
	менее 670 кВт		Руб.	757 682 737
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	187 991 384
	не менее 10 МВт		Руб.	111 746 552

Таблица

Расчет сбытовых надбавок АО «ГНС энерго Тула» для группы «Прочие потребители» на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Всего	менее 670 кВт	от 670 кВт до 10 МВт	не менее 10 МВт
1	2	3	4	5	6
1.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на 2019 год	1 057 420 673	757 682 737	187 991 384	111 746 552
2.	Величина сбытовой надбавки во 2-м полугодии 2019 г. (на 31.12.2019 г.), руб./кВт.ч		0,47538	0,20335	0,17919
3.	Необходимая валовая выручка на 1 кВт.ч полезного отпуска		0,51878	0,17037	0,17112
4.	Удельная величина НВВ на 1-ое полугодие 2020 года		0,47538	0,17037	0,17112

№ п/п	Наименование показателя	Всего	менее 670 кВт	от 670 кВт до 10 МВт	не менее 10 МВт
1	2	3	4	5	6
5.	Удельная величина НВВ на 2-ое полугодие 2020 года		0,56257	0,13369	0,13518
6.	Объем эл. энергии, приобретаемой ГП в интересах прочих потребителей в 2020 году				
	1-е полугодие		733,4480	554,1248	327,9514
	2-е полугодие		727,0515	549,2922	325,0913
7.	Сбытовые надбавки для прочих потребителей на 2020 год				
	1-ое полугодие		0,47538	0,20674	0,20674
	2-ое полугодие		0,51683	0,17228	0,17228

Сбытовые надбавки гарантирующего поставщика АО «ТНС энерго Тула» для группы потребителей «Прочие потребители» на период с 1 января 2020 года составят:

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств менее 670 кВт – 0,47538руб./кВт.ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт – 0,20674 руб./кВт.ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не менее 10 МВт – 0,20674 руб./кВт.ч.

Сбытовые надбавки гарантирующего поставщика АО «ТНС энерго Тула» для группы потребителей «Прочие потребители» на период с 1 июля 2020 года составят:

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств менее 670 кВт – 0,51683 руб./кВт.ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт – 0,17228 руб./кВт.ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не менее 10 МВт – 0,17228 руб./кВт.ч.

Таблица

Расчет сбытовых надбавок АО «ТНС энерго Тула» для группы «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» на 2020 год

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
3.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций на расчетный период регулирования (i)	$ЭВ_i^{сет}$	Руб.	120 863 521
5.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения, учитываемые при установлении сбытовых надбавок для сетевых организаций в периоде (i)	$Вып_i$	Руб.	107 524 017
6.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые сетевые организации	$НР_i^{сет}$	Руб.	744 267

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
7.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении сетевых организаций за период, предшествующий базовому периоду (i-2),	$Рез_{i-2}^{сет}$	Руб.	27 870 894
8.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП		Руб.	-11 559 662
5.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций на расчетный период регулирования (i)	$НВВ_i^{сет}$	Руб.	245 443 038
6.	Объем потерь электрической энергии, приобретаемых у ГП сетевыми организациями, определенный в сводном прогнозном балансе		Млн кВт.ч	907,9021
6.1.	- в первом полугодии	$\mathcal{E}_{i,1п/г}^{пот}$	Млн кВт.ч	458,0071
6.2.	- во втором полугодии	$\mathcal{E}_{i,2п/г}^{пот}$	Млн кВт.ч	449,8950
7.	Величина сбытовой надбавки для сетевых организаций во 2-м полугодии 2019 г. (на 31.12.2019 г.)		руб./кВт.ч	0,30875
8.	Необходимая валовая выручка на 1 кВт.ч полезного отпуска			0,27034
9.	Величина сбытовой надбавки для группы «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь»			
	- в первом полугодии 2020 года	$(С Н_{i,1п/г}^{сет})$	руб./кВт.ч	0,27034
	- во втором полугодии 2020 года	$(С Н_{i,2п/г}^{сет})$	руб./кВт.ч	0,27034

По расчету экспертов, сбытовая надбавка гарантирующего поставщика АО «ТНС энерго Тула» для группы потребителей «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» составит:

с 01 января 2020 года – 0,27034 руб./кВт.ч;

с 01 июля 2020 года – 0,27034 руб./кВт.ч.

В соответствии с величиной необходимой валовой выручки АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год к утверждению предлагаются следующие сбытовые надбавки

Таблица

Наименование показателей	Величины	
	1-е полугодие 2020 года	2-е полугодие 2020 года
сбытовая надбавка для населения, руб./кВт.ч.	0,47267	0,58252
сбытовая надбавка на потери для сетевых организаций, руб./кВт.ч.	0,27034	0,27034

Наименование показателей	Величины	
	1-е полугодие 2020 года	2-е полугодие 2020 года
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей менее 670 кВт, руб./кВт.ч.	0,47538	0,51683
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей от 670 кВт до 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,20674	0,17228
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей не менее 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,20674	0,17228

Представители предприятия выразили свое согласие с уровнем необходимой валовой выручки и сбытовых надбавок на 2020 год.

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

согласиться с уровнем необходимой валовой выручки и размерами сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии АО «ТНС энерго Тула» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

1.2 Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2020 год для ООО «Алексинэнергосбыт»

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.,
Коновалов А.П., Филимонова И.В., Степанкова Н.Н.**

Слушали Филимонову И.В., которая доложила об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2020 год для ООО «Алексинэнергосбыт».

На 2019 год для ООО «Алексинэнергосбыт» постановлением комитета Тульской области по тарифам от 26.12.2018 № 50/3 были установлены сбытовые надбавки в размерах:

Наименование показателей	Величины	
	1-е полугодие 2019 года	2-е полугодие 2019 года
сбытовая надбавка для населения, руб./кВт.ч.	0,24912	0,36363
сбытовая надбавка на потери для сетевых организаций, руб./кВт.ч.	0,27209	0,27209
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей менее 670 кВт, руб./кВт.ч.	0,21745	0,55022
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей от 670 кВт до 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,14954	0,28247
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей не менее 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,07248	0,18341

Размер необходимой валовой выручки (далее НВВ) на 2019 год составил **46 446 091,49** руб.

На 2020 год ООО «Алексинэнергосбыт» вышло с предложением об установлении сбытовых надбавок.

Сумма НВВ по предложению ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год составила 150 949 890,18 руб., в том числе по группе «Население» - 57 251 756,71 руб., по группе «Прочие потребители» - 55 280 375,90 руб., по группе «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 38 417 757,57 руб.

По предложению экспертной группы комитета Тульской области по тарифам необходимая валовая выручка для расчета сбытовых надбавок на 2020 год составляет 119 112 917,13 руб., в том числе по группам потребителей:

«Население и приравненные к нему категории потребителей» – 44 412 014,15 руб.;

«Прочие потребители» – 54 363 986,66 руб.;

«Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 20 336 916,32 руб.

Расчет сбытовых надбавок для АО «ТНС» на 2019 год произведен экспертной группой комитета Тульской области по тарифам в соответствии со следующими нормативными документами:

Налоговый кодекс РФ;

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;

постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии».

постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2012 № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)»;

методические указания по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утвержденные приказом Федеральной антимонопольной службы РФ от 21.11.2017 г. № 1554/17;

прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года, опубликованный на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации 30.09.2019 г.

Расчет НВВ и сбытовых надбавок гарантирующего поставщика ООО «Алексинэнергосбыт» с использованием метода сравнения аналогов на 2020 год

I. Техничко-экономические показатели сбытовой деятельности ООО «Алексинэнергосбыт» за 2018-2020 гг.

Утвержденный на 2018 год объем потребления электрической энергии потребителями ООО «Алексинэнергосбыт» составляет 144,2442 млн. кВт.ч.

Объем потребления электрической энергии потребителями ООО «Алексинэнергосбыт» за 2018 год составил 136,1476 млн. кВт.ч, что на 8,0966 млн. кВт.ч, или 5,61 %, ниже утвержденного на 2018 год объема. Доля фактического потребления электрической энергии за 2018 год по группам потребителей составила:

- население и приравненные к ней категории потребителей – 33 %;

- прочие потребители – 55 %;

- сетевые организации, приобретающие электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях – 12 %.

Фактический объем потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей в 2018 году составил 44,3374 млн. кВт.ч, что на 0,7637 млн. кВт.ч, или 1,69 %, ниже утвержденного на 2018 год объема. Объем потребления электрической энергии группой «Прочие потребители» в 2018 году составил 74,8694 млн. кВт.ч, что на 6,8142 млн. кВт.ч, или 8,34 %, ниже утвержденного на 2018 год

объема. Фактический объем потребления электрической энергии, приобретаемой у ООО «Алексинэнергосбыт» для компенсации потерь электрической энергии сетевой организацией ООО «АЭСК», в 2018 году составил 16,9408 млн. кВт. ч, что на 0,5187 млн. кВт. ч, или 2,97 %, ниже утвержденного на 2018 год объема.

Учтенный при регулировании на 2019 год объем потребления электрической энергии потребителями ООО «Алексинэнергосбыт» составил 137,7100 млн. кВт ч., в том числе:

населением – 45,3200 млн. кВт.ч;

прочими потребителями – 75,2126 млн. кВт.ч;

сетевыми организациями – 17,1774 млн. кВт.ч.

Прогнозные объемы потребления электрической энергии (мощности) потребителями ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год соответствуют показателям сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2020 год, утвержденного приказом ФАС России от 28 ноября 2019 № 1567/19-ДСП, а также структуре полезного отпуска по группам потребителей на 2020 год, представленной ООО «Алексинэнергосбыт».

Плановый объем потребления электрической энергии потребителями ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год составил 133,1911 млн. кВт.ч, что на 4,5189 млн. кВт.ч, или 3,28 %, ниже утвержденного на 2019 год объема. Доля прогнозного потребления электрической энергии на 2020 год по группам потребителей составила:

население и приравненные к нему категории потребителей – 33 %;

прочие потребители – 54 %;

сетевые организации, приобретающие электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях – 13 %.

Плановый объем потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей в 2020 году составит 44,0538 млн. кВт.ч, что на 1,2662 млн. кВт.ч, или 2,79 %, ниже утвержденного на 2019 год объема. Объем потребления электрической энергии группой «Прочие потребители» в 2020 году составит 72,0873 млн. кВт.ч, что на 3,1253 млн. кВт.ч, или 4,16% ниже утвержденного на 2019 год объема. Плановый объем потребления электрической энергии, приобретаемой у ООО «Алексинэнергосбыт» для компенсации потерь электрической энергии сетевой организацией ООО «АЭСК», в 2020 году составит 17,0500 млн. кВт.ч, что на 0,1274 млн. кВт.ч, или 0,74 %, ниже утвержденного на 2019 год объема. В 2020 году у ООО «Алексинэнергосбыт» изменилась структура полезного отпуска прочим потребителям. В структуре полезного отпуска отсутствуют «Прочие потребители от 670 кВт до 10 МВт» и «Прочие потребители не менее 10 МВт».

II. Определение необходимой валовой выручки

Эталонные затраты ГП на 2020 год.

Эталонная выручка ГП определяется как сумма следующих составляющих:

произведение прогнозного количества точек поставки по каждой группе потребителей (сетевых организаций), суммы постоянных компонентов эталонов затрат для соответствующей группы (подгруппы) потребителей (сетевых организаций) и индекса потребительских цен в соответствии с одобренным Правительством Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период регулирования по отношению к году, в ценах которого были определены эталонные затраты;

произведение суммы переменных компонентов эталонов затрат ГП и прогнозной валовой выручки ГП от продажи электрической энергии (мощности) соответствующей группе (подгруппе) потребителей (сетевых организаций) на соответствующий период регулирования;

расчетная предпринимательская прибыль ГП в размере полутора процентов от валовой выручки ГП по регулируемому виду деятельности без учета стоимости услуг по передаче электрической энергии и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

Эталоны затрат ГП дифференцируются по группам масштаба деятельности ГП. Группа масштаба деятельности ГП определяется для каждого планируемого периода регулирования (i) в соответствии с величиной приведенного количества точек поставки (шт.)

Количество точек поставки, заявленных ООО «Алексинэнергосбыт» для расчета сбытовых надбавок на 2020 год, соответствует количеству точек поставки на последнюю отчетную дату 2019 года (на 01 октября 2019 года).

Данные о количестве точек поставки ООО «Алексинэнергосбыт»

№ п/п	Группы (категории потребителей)	Количество точек поставки		
		2018 год факт на 31 декабря	2019 год факт на 01 октября	2020 год
1	2	3	4	5
1.	Население и приравненные к нему категории потребителей, всего, в том числе:	30870	30 819	30 819
1.1.	население, проживающее в городских населенных пунктах	30455	30 084	30 084
1.2.	население, проживающее в сельских населенных пунктах	137	139	139
1.3.	исполнители коммунальных услуг (определенные пунктом 71(1) Основ ценообразования);	52	400	400
1.4.	иные потребители, приравненные к населению	226	196	196
2.	Прочие потребители, всего, в том числе:	1563	1575	1575
2.1.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств менее 670 кВт	1563	1 575	1 575
2.2.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт	0	0	0
2.3.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств не менее 10 МВт	0	0	0
3.	Сетевые организации	43	43	43
4.	Всего	32476	32437	32437
5.	Приведенное количество точек поставки	3107,68	3422,92	3422,92

Приведенное количество точек поставки, заявленное ООО «Алексинэнергосбыт» для расчета сбытовых надбавок на 2020 год составляет 3422,92 шт., что соответствует 1 группе масштаба деятельности ГП (до 11 300).

1. Постоянные компоненты эталона затрат

№ п/п	Наименование показателя	Городское население	Сельское население	Исполнители коммунальных услуг	Иные потребители, приравненные к населению
1	2	3	4	5	6
1.	Значение постоянных компонентов эталона затрат ГП (в рублях) всего, в том числе:	765,79	959,86	17062,29	20806,76
1.1.	на оплату труда	277,95	377,78	12705,86	13936,04
1.2.	на содержание помещений	78,88	102,74	1421,14	1726,32
1.3.	на печать и доставку документов	56,64	74,41	550,82	2156,87
1.4.	на организацию работы колл-центров, взаимодействие с потребителями (покупателями) через информационно-телекоммуникационную сеть «Интернет»	94,59	94,59	-	-
1.5.	на организацию сбора и обработки показаний приборов учета	30,32	82,12	-	-
1.6.	на обеспечение потребителю (покупателю) возможности внесения платы по договору энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) различными способами	126,34	95,23	-	-
1.7.	на накладные расходы	101,07	132,99	2384,47	2987,53
2.	Количество точек поставки, шт.	30 397	137	52	233
3.	ИПЦ (2017 г./ 2016 г.)	1,037			
4.	ИПЦ (2018 г./ 2017 г.)	1,027			
5.	ИПЦ (2019 г./ 2018 г.)	1,047			
6.	ИПЦ (2020 г./ 2019 г.)	1,03			
	Итого постоянные эталоны затрат, руб.	26 510 829	153 533	7 853 719	4 692 870

Постоянные эталоны затрат для прочих потребителей и сетевых организаций на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Менее 670 кВт	от 670 кВт до 10 МВт	не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
1.	Значение постоянных компонентов эталона затрат ГП (в рублях) всего, в том числе:	20004,81	18713,77	16485,65	20317,9
1.1.	на оплату труда	14124,08	13212,57	11639,43	12911,98

№ п/п	Наименование показателя	Менее 670 кВт	от 670 кВт до 10 МВт	не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
1.2.	на содержание помещений	1669,83	1562,06	1376,08	2351,14
1.3.	на печать и доставку документов	1365,24	1277,13	1125,07	716,6
1.4.	на накладные расходы	2845,66	2662,01	2345,07	4338,18
2.	Количество точек поставки, шт.	1575	0	0	43
3.	ИПЦ (2017 г./ 2016 г.)	1,037			
4.	ИПЦ (2018 г./ 2017 г.)	1,027			
5.	ИПЦ (2019 г./ 2018 г.)	1,047			
6.	ИПЦ (2020 г./ 2019 г.)	1,03			
	Итого постоянные эталоны затрат, руб.	36 257 096,84	0,00	0,00	1 005 368,59

Постоянные компоненты эталона затрат ООО «Алексинэнергосбыт» составят 76 473 416,35 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» - 39 210 950,92 руб.;

группа «Прочие потребители» - 36 257 096,84 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 1 005 368,59 руб.

2. Переменные компоненты эталона затрат ГП для целей расчета сбытовой надбавки на расчетный период регулирования

Переменные компоненты эталона затрат включают расходы на обслуживание заемных средств, необходимых для поддержания достаточного размера оборотного капитала при просрочке платежей со стороны потребителей, в том числе с учетом просроченной задолженности предыдущих лет, расходы на формирование резерва по сомнительным долгам и расчетную предпринимательскую прибыль гарантирующего поставщика.

2.2.1. Расходы на обслуживание заемных средств

Затраты определяются по каждой категории потребителей исходя из следующих параметров:

средняя ключевая ставка, установленная Центральным банком Российской Федерации на базовый период регулирования (2019 год), увеличенная на 4 процентных пункта;

доля (не более 1/12) величины достаточного оборотного капитала в планируемой валовой выручке ГП выручки от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей, используемая для определения величины достаточного оборотного капитала, устанавливаемая в размере, заявленном ГП.

Расчет расходов на уплату процентов по заемным средствам произведен исходя из прогнозной товарной выручки от продажи электрической энергии потребителям (в разрезе групп) за 2018 год, используемой для определения величины достаточного оборотного капитала, доли величины достаточного оборотного капитала по данным ГП и средней ключевой ставки ЦБ РФ, увеличенной на 4 пункта (7,33+ 4 =11,33 %).

Доля величины достаточного оборотного капитала в планируемой валовой выручке ГП выручки от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей, используемая для определения величины достаточного оборотного капитала, заявлена ООО «Алексинэнергосбыт» в размере 1/24.

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2019 год рассчитана исходя из фактических расходов за январь-сентябрь 2019 года (на основании статистических форм 46-ээ «Сведения о полезном отпуске (продаже) электрической энергии и мощности отдельным категориям потребителей» за январь-сентябрь 2019 года) и прогнозных объемов электрической энергии на октябрь, ноябрь, декабрь 2019 года исходя из сводного прогнозного баланса на 2019 год и цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей в Тульской области, установленных постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 17.12.2018 № 47/2 (с учетом НДС).

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии прочим потребителям и сетевым организациям на 2019 год складывается из фактической валовой выручки за 9 месяцев 2019 года по каждой группе потребителей (на основании статистических форм 46-ээ «Сведения о полезном отпуске (продаже) электрической энергии и мощности отдельным категориям потребителей» за январь-сентябрь 2019 года) и прогнозной валовой выручки за октябрь, ноябрь, декабрь 2019 года, рассчитанной исходя из объемов электрической энергии в соответствии со сводным прогнозированным балансом на 2019 год и фактической средневзвешенной цены (с учетом НДС) за июль-сентябрь 2019 года.

Таблица

Расчет средней ключевой ставки, установленной Центральным банком РФ на базовый период регулирования

Дата действия ставки	Значение ставки, %	Срок действия, дней
1	2	3
с 01.01.2019 (с 14.12.2018 г)	7,75	167
с 17.06.2019 по 28.07.2019	7,5	42
с 29.07.2019 по 08.09.2019	7,25	42
с 09.09.2019 по 27.10.2019	7	49
с 28.10.2019 по 15.12.2019	6,5	49
с 16.12.2019	6,25	16
Итого средняя ключевая ставка	7,33	365

Таблица

Расходы на уплату процентов по заемным средствам

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6	7
1.	Прогнозная валовая выручка ГП от продажи электрической энергии в 2019 году	188 552 582,92	559 182 131,79	-	-	57 893 829,01

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации	
1	2	3	4	5	6	7	
2.	Средняя ключевая ставка ЦБ РФ, увеличенная на 4 пункта	11,33					
3.	Доля величины достаточного оборотного капитала по данным ГП	1/24	1/24	1/24	1/24	1/24	
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	890 082,27	2 639 677,98	-	-	273 293,90	

2.2.2 Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам

Расчет расходов на формирование резерва по сомнительным долгам произведен исходя из минимальной величины расходов на формирование резерва по сомнительным долгам по предложению ГП и 1,5 % от прогнозной товарной выручки от продажи электрической энергии потребителям (в разрезе групп) на 2020 год.

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год рассчитана исходя из планируемых к утверждению цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год.

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии прочим потребителям и сетевым организациям на 2020 год рассчитана исходя из средневзвешенных фактических цен за 9 месяцев 2019 года с учетом прогнозного роста цен на электрическую энергию (5,6 % - прочие потребители, 3 % - сетевые организации) и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год (с учетом НДС).

Таблица

Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6	7
1.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам по предложению ГП	2 899 129,00	8 192 628,34	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6	7
2.	Планируемая валовая выручка ГП от продажи электрической энергии на 2020 год	194 258 016,55	573 004 215,30	-	-	59 369 923,43
3.	Переменный компонент эталона затрат, отражающий расходы на формирование РСД	1,5				
4.	Предельная величина расходов на формирование резерва по сомнительным долгам	2 913 870,25	8 595 063,23	0,00	0,00	890 548,85
5.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	2 899 129,00	8 192 628,34	-	-	-

2.2.3. Расчетная предпринимательская прибыль (РПП)

Расчетная предпринимательская прибыль гарантирующего поставщика определяется в размере 1,5 % от валовой выручки ГП по регулируемому виду деятельности без учета стоимости услуг по передаче электрической энергии и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на население

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли	1,50%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения населения и приравненным к нему категориям потребителей	63 765 090,75
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для населения	39 210 950,92
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	890 082,27
5.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	2 899 129,00
6.	Неподконтрольные расходы ГП	580 336,12
7.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за период, предшествующий базовому периоду (i-2),	-767 160,58
8.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	1 598 676,43
9.	РПП по данным ГП на 2020 год	1 795 425,98
	РПП ГП, относимая на население, на 2020 год	1 598 676,43

Стоимость покупки электрической энергии (мощности) для энергоснабжения населения, используемая для расчета расчетной предпринимательской прибыли ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год, определена исходя из прогнозных индикативных цен на электрическую энергию и мощность на 2020 год и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год.

Таблица
Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на прочих потребителей
(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли	1,5%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения прочих потребителей, всего, в том числе:	198 623 475,32
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей, всего, в том числе	36 257 096,84
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	2 639 677,98
5.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	8 192 628,34
6.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на прочих потребителей	1 621 568,70
7.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении прочих потребителей за период, предшествующий базовому периоду (i-2)	2 675 666,18
8.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	3 750 151,70
9.	РПП по данным ГП на 2020 год	2 977 348,61
10.	Доля расчетной предпринимательской прибыли, относимая на прочих потребителей	
	менее 670 кВт	1
	от 670 кВт до 10 МВт	-
	не менее 10 МВт	-
11.	РПП ГП, относимая на прочих потребителей, на 2020 год, всего, в том числе:	2 977 348,61
	менее 670 кВт	2 977 348,61
	от 670 кВт до 10 МВт	-
	не менее 10 МВт	-

Таблица
Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на сетевые организации
(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли, (%)	1,5%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения сетевых организаций	46 997 620,86
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций	1 005 368,59
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	273 293,90
5.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения	
6.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на сетевые организации	152 689,02
7.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении сетевых организаций, предшествующий базовому периоду (i-2)	18 730 604,73
8.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	1 007 393,66
9.	РПП по данным ГП на 2020 год	174 960,09

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
10.	РПП ГП, относимая на сетевые организации, на 2020 год	174 960,09

Стоимость покупки электрической энергии (мощности) для энергоснабжения потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, используемая для расчета расчетной предпринимательской прибыли, определена исходя из прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации на основании официально опубликованных 28.11.2019 г. Советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию на 2020 год, и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год.

Переменные компоненты эталона затрат на 2020 год составят 19 645 796,62 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» - 5 387 887,70 руб.;

группа «Прочие потребители» - 13 809 654,93 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 448 253,99 руб.

Таким образом, постоянные и переменные компоненты необходимой валовой выручки ООО «Алексинэнергосбыт» для целей расчета сбытовых надбавок на 2020 год, определяемые методом сравнения аналогов, в 2020 году составят 96 119 212,97 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 44 598 838,61 руб.;

группа «Прочие потребители» – 50 066 751,78 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 1 453 622,58 руб.

3. Неподконтрольные расходы на 2019 год

Неподконтрольные расходы ГП включают амортизацию основных средств, налоги (включая налог на прибыль) и расходы на капитальные вложения из прибыли.

Неподконтрольные расходы

(руб.)

№ п/п	Наименование статей	2018 год		План на 2020 год
		Утверждено	Факт	
1	2	3	4	5
1.	Амортизация основных средств	543 895	759 562	856 614
2.	Налоги	55 182	1 497 980	1 497 980
3..	Капитальные вложения из прибыли	-	-	-
	Итого неподконтрольные расходы	599 077	2 257 542	2 354 594

3.1. Амортизация основных средств

Расчет амортизационных отчислений на 2020 год произведен исходя из текущей (восстановительной) стоимости основных средств, находящихся на балансе Общества по состоянию на 1 октября 2019 года, и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 №1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Распределение расходов на амортизацию основных средств между группами потребителей выполнено пропорционально прямым материальным расходам по каждой группе потребителей за 2018 год:

Доля распределения прямых материальных расходов по группам потребителей в 2018 году составила:

- население и приравненные к нему категории потребителей – 24,77 %;
- прочие потребители – 68,75 %;
- сетевые организации – 6,48 %.

Величина неподконтрольных экономически обоснованных расходов по статье «Амортизация основных средств» на 2020 год составит 856 613,84 руб., в том числе:

население и приравненные к нему категории потребителей – 212 170,45 руб.;

прочие потребители – 588 939,21 руб.;

сетевые организации – 55 504,18 руб.

3.2. Налоги

В обоснование расходов на уплату налогов ООО «Алексинэнергосбыт» представлены налоговые декларации по налогу на прибыль, транспортному налогу и налогу на имущество за 2018 год, отчет «Показатели раздельного учета доходов и расходов гарантирующего поставщика электрической энергии согласно форме «Отчет о прибылях и убытках», оборотно-сальдовые ведомости по счетам 20, 90 и 91.

В соответствии с Методическими указаниями по расчету сбытовых надбавок методом сравнения аналогов расходы на уплату налогов в расчетном периоде регулирования учитываются по данным раздельного учета в объеме экономически обоснованных фактически понесенных расходов, отнесенных на регулируемый вид деятельности, за последний истекший год.

Исчисление и уплата налогов и сборов производится в соответствии с законодательством о налогах и сборах Российской Федерации и внутренними распорядительными документами Общества, регламентирующими порядок исчисления и уплаты соответствующих налогов и сборов.

В соответствии с представленными обосновывающими документами фактические расходы предприятия на уплату налогов за 2018 год, относимые на бытовую деятельность, составили 1 497 980 руб.:

налог на имущество – 41 533 руб.;

транспортный налог – 7 388 руб.

налог на прибыль – 1 449 059 руб.

Распределение расходов на налоги между группами потребителей выполнено пропорционально прямым материальным расходам по каждой группе потребителей за 2018 год.

Экономически обоснованными расходами по статье «Налоги» по регулируемому виду деятельности на 2020 год являются расходы в сумме 1 497 980,00 руб., в том числе относимые на группы :

население и приравненные к нему категории потребителей – 368 165,67 руб.;

прочие потребители – 1 032 629,49 руб.;

сетевые организации – 97 184,84 руб.

Величина неподконтрольных расходов в 2020 году составит 2 354 593,84руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 580 336,12 руб.;

группа «Прочие потребители» – 1 621 568,70 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 152 689,02 руб.

4. Выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы ГП от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования (за 2018 год), и установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год

В соответствии с п.65 Постановления Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 при определении необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика для расчета сбытовых надбавок учитываются в соответствии с методическими указаниями по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования, обусловленные:

разницей между сбытовой надбавкой, установленной для организации, которой был присвоен статус гарантирующего поставщика, и сбытовой надбавкой организации, ранее осуществлявшей функции гарантирующего поставщика, на период с момента присвоения статуса гарантирующего поставщика до момента установления сбытовой надбавки для организации, которой был присвоен статус гарантирующего поставщика;

процедурой принятия гарантирующим поставщиком на обслуживание покупателей (потребителей) электрической энергии в случаях, установленных пунктом 15 Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии;

установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей;

недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением величины фактического полезного отпуска от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок гарантирующего поставщика, за исключением дохода, полученного от увеличения полезного отпуска, связанного с принятием на обслуживание покупателей (потребителей) электрической энергии в течение периода, предшествующего базовому периоду регулирования.

При установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков в отношении сетевых организаций учитываются величина перекрестного субсидирования, определенная в соответствии с пунктом 65(1) настоящего документа, а также отклонение фактической величины перекрестного субсидирования от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок гарантирующего поставщика в отношении сетевых организаций.

Величина, связанная с отклонением фактических объемов отпуска электрической энергии от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок на 2018 год, по расчету экспертной группы составляет 2 062 035,04 руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 57 054,83 руб.;

группа «Прочие потребители» – 1 414 832,65 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 580 147,56 руб.

Величины, связанные с отклонением фактических объемов отпуска электрической энергии (мощности) по группам (подгруппам) потребителей от утвержденных показателей рассчитаны исходя из следующих показателей:

- утвержденные комитетом Тульской области по тарифам сбытовые надбавки на 2018 год;

- объемы электрической энергии, поставляемой ГП потребителям (в разрезе групп (подгрупп) потребителей) в 2018 году, определенные в соответствии со сводным прогнозным балансом на 2018 год;

- фактические объемы отпуска электрической энергии в разрезе групп (подгрупп) потребителей.

Величина, связанная с отклонением фактического количества точек поставки от количества точек поставки, принятого при расчете сбытовых надбавок на 2018 год, по расчету экспертной группы составляет (-1 007 923,15) руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-954 130,77) руб.;

группа «Прочие потребители» – (-52 886,39) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-906) руб.

Величины, связанные с отклонением фактического количества точек поставки от количества точек поставки, принятых при расчете сбытовых надбавок на 2018 год, рассчитаны исходя из следующих показателей:

- фактическое количество точек поставки по договорам энергоснабжения (купли-продажи), заключенным ГП с потребителями;

- количество точек поставки по договорам энергоснабжения (купли-продажи), заключенным ГП с потребителями, принятое при расчете сбытовых надбавок на 2018 год;

- постоянные компоненты эталона затрат ГП, установленные на одну точку поставки для групп (подгрупп);

- фактический индекс потребительских цен за 2017 год – 3,7 %;

- фактический индекс потребительских цен за 2018 год – 2,9 %;

- прогнозный индекс потребительских цен за 2017 год – 3,9 %;

- прогнозный индекс потребительских цен за 2018 год – 3,7 %;

- доля эталонной выручки ГП на 2018 год - 0,1.

Величина, связанная с отклонением неподконтрольных расходов (2018 год), по расчету экспертной группы составляет 1 658 464,54 руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 416 792,03 руб.;

группа «Прочие потребители» – 1 128 576,23 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 113 096,28 руб.

По расчету экспертной группы выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения в 2018 году, учитываемые при установлении сбытовых надбавок для сетевых организаций на 2020 год, составляют (-3 574,03) руб.

Отклонение в стоимости покупки единицы электрической энергии на оптовом рынке для населения за 2018 год по расчету экспертной группы составляет (-677 987,72) руб.

Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения на 2020 год, по расчету экспертной группы составят 20 048 464,12 руб.

В соответствии с пунктом 7 Основ ценообразования в области государственного регулирования тарифов в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178, при установлении регулируемых цен (тарифов) регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. К экономически необоснованным расходам организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, относятся, в том числе

выявленные на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов:

расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в предыдущем периоде регулирования, не связанные с осуществлением регулируемой деятельности этих организаций и покрытые за счет поступлений от регулируемой деятельности;

учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).

Постановлением Правительства РФ от 21.07.2017 г. N 863 в пункт 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178 внесен абзац 18:

«Особенности учета выявленных за предшествующий период регулирования экономически необоснованных расходов или экономически необоснованных доходов гарантирующих поставщиков, а также экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков, и доходов, недополученных при осуществлении гарантирующими поставщиками регулируемого вида деятельности, определяются пунктом 65 настоящего документа.»

В соответствии с п. 65 Основ ценообразования № 1178 при определении эталонной выручки (необходимой валовой выручки) гарантирующего поставщика с использованием метода сравнения аналогов при определении величины выпадающих (излишне полученных) доходов гарантирующего поставщика не учитывается отклонение фактических расходов от эталонов затрат гарантирующего поставщика в доле, соответствующей доле эталонной выручки гарантирующего поставщика в совокупной величине эталонной выручки (необходимой валовой выручки), определяемой в соответствии с графиком поэтапного доведения необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика до эталонной выручки гарантирующего поставщика.

В рамках тарифного регулирования сбытовых надбавок на 2020 год экспертной группой комитета Тульской области по тарифам дополнительно проведен постатейный анализ экономической обоснованности затрат ООО «Алексинэнергосбыт», фактически понесенных в 2016-2018 годах.

В целях проведения анализа экономической обоснованности затрат ООО «Алексинэнергосбыт», фактически понесенных в 2016-2018 г.г., экспертной группой комитета Тульской области по тарифам были запрошены дополнительные материалы, а именно обосновывающие первичные учетные документы, карточки счетов, регистры бухгалтерского и налогового учета, оборотно-сальдовые ведомости, материалы по итогам деятельности за 2016-2018 г.г., бухгалтерская и статистическая отчетности.

По результатам проведенного анализа фактически понесенных затрат ООО «Алексинэнергосбыт» за 2016-2018 годы определены экономически необоснованные расходы Общества в сумме 1 440 368,47 руб., в том числе по группам (подгруппам) потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-296 876,68) руб.;

группа «Прочие потребители» – 185 143,69 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-1 328 635,49) руб.

По расчету экспертной группы комитета выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика составят 22 079 478,80 руб., в том числе относимые на:

группу «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-470 283,91) руб.;

группу «Прочие потребители» – 2 490 522,49 руб.;

группу «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 20 059 240,22 руб.

Кроме того, необходимая валовая выручка ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год подлежит корректировке в сторону уменьшения на сумму экономически необоснованных расходов Общества за 2016-2018 годы в сумме 1 440 368,47 руб., в том числе по группам (подгруппам) потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – (-296 876,68) руб.;

группа «Прочие потребители» – 185 143,69 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-1 328 635,49) руб.

5. Определение необходимой валовой выручки для расчета сбытовых надбавок ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год

При определении необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика для расчета сбытовых надбавок на 2020 год в соответствии с методическими указаниями по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утвержденными Федеральной антимонопольной службой учитываются:

эталонные затраты гарантирующего поставщика;

неподконтрольные расходы гарантирующего поставщика, включающие амортизацию основных средств, налоги, капитальные вложения из прибыли в соответствии с утвержденной в установленном порядке инвестиционной программой гарантирующего поставщика, внереализационные расходы на списание безнадежной к взысканию дебиторской задолженности сетевых организаций;

выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования, а также выпадающие доходы, связанные с установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год.

Эталонная выручка ООО «Алексинэнергосбыт», определяемая методом сравнения аналогов, на 2020 год составляет 96 119 212,97 руб.

Неподконтрольные расходы составляют 2 354 593,84 руб.;

Выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за 2018 год (формула МУ 13, 66, 82) составляют 2 031 014,68 руб.;

Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения на 2020 год составляют 20 048 464,12 руб.

Выпадающие (излишне полученные) доходы экономически обоснованных расходов за 2018 год, без учета отклонения фактических расходов от эталонных затрат в доле, соответствующей доле эталонной выручки ООО «Алексинэнергосбыт» в совокупной величине необходимой валовой выручки, определяемой в соответствии с графиком поэтапного доведения необходимой валовой до эталонной выручки (пункт 65 абз. 15 Основ ценообразования 1178), составляет (-1 440 368,47) руб.

Таблица

Составляющие для расчета необходимой валовой выручки на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Всего	в том числе		
			Население	Прочие	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
1.	Эталоны затрат гарантирующего поставщика, всего, в том числе:	96 119 212,97	44 598 838,61	50 066 751,78	1 453 622,58
1.1.	Постоянные компоненты (по точкам поставки)	76 473 416,35	39 210 950,92	36 257 096,84	1 005 369
1.2.	Переменные компоненты, в том числе:	19 645 796,62	5 387 887,70	13 809 654,93	448 253,99
1.2.1.	Расходы на обслуживание заемных средств	3 803 054,15	890 082,27	2 639 677,98	273 293,90
1.2.2.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	11 091 757,34	2 899 129,00	8 192 628,34	-
1.2.3.	Расчетная предпринимательская прибыль	4 750 985,13	1 598 676,43	2 977 348,61	174 960,09
2.	Неподконтрольные расходы, всего, в том числе:	2 354 593,84	580 336,12	1 621 568,70	152 689,02
2.1.	Амортизация	856 613,84	212 170,45	588 939,21	55 504,18
2.2.	Налоги	1 497 980,00	368 165,67	1 032 629,49	97 184,84
3.3.	Капитальные вложения из прибыли	-	-	-	-
3.	Величина недополученных или излишне полученных доходов от осуществления деятельности в качестве ГП в 2018 году, всего, в том числе:	2 031 014,68	-470 283,91	2 490 522,49	10 776,10
3.1.	Обусловленные отклонением величины фактического полезного отпуска от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок ГП	2 062 035,04	67 054,83	1 414 832,65	580 147,56
3.2.	Обусловленные отклонением количества точек поставки и ИПЦ от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	-1 007 923,15	-954 130,77	-52 886,39	-906,00
3.3.	Отклонение величины неподконтрольных расходов	1 658 464,54	416 792,03	1 128 576,23	113 096,28
3.4.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения в 2018 году	-3 574,03			-3 574,03

№ п/п	Наименование показателя	Всего	в том числе		
			Население	Прочие	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
3.5.	Отклонение в стоимости покупки единицы электрической энергии на оптовом рынке для населения в 2018 году	-677 987,72			-677 987,72
4.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения на 2020 год	20 048 464,12			20 048 464,12
5.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	-1 440 368,47	-296 876,68	185 143,69	-1 328 635,49
6.	Итого необходимая валовая выручка для расчета сбытовых надбавок	119 112 917,13	44 412 014,15	54 363 986,66	20 336 916,32

Необходимая валовая выручка для расчета сбытовых надбавок на 2020 год составляет 119 112 917,13 руб., в том числе относимая на:

группу «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 44 412 014,15 руб.;

группу «Прочие потребители» – 54 363 986,66 руб.;

группу «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 20 336 916,32 руб.

6. Расчет сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии на периоды с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г. и с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г. по группам (категориям) потребителей

В соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2020 год, утвержденного приказом ФАС России от 28 ноября 2019 № 1567/19-ДСП, и структурой полезного отпуска по группам потребителей ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год, показатели потребления и полезного отпуска ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год составят:

Таблица

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2020 год	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5	6
1	Объем потребления электрической энергии	Млн.кВт*ч	133,1911	66,8409	66,3502
2	Объем потребления электрической энергии населением	Млн.кВт*ч	44,0538	21,7388	22,3150
3	Прогнозный объем потребления электрической энергии группы «прочие потребители»	Млн.кВт*ч	72,0873	36,6797	35,4076
4	Суммарный объем потребления электрической энергии, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями	Млн.кВт*ч	17,0500	8,4224	8,6276
5	Объем потребления электрической мощности	МВт	18,4100	18,8217	17,9983
6	Объем потребления электрической мощности населением	МВт	7,3423	7,2463	7,4383
7	Прогнозный объем потребления электрической мощности группы «прочие потребители»	МВт	8,7856	9,3169	8,2542
8	Суммарный объем потребления электрической мощности, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями	МВт	2,2821	2,2585	2,3058

Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам РФ на 2020 год по состоянию на 28.11.2019 года разработан и размещен на официальном сайте Ассоциации «НП Совет рынка» в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 21.01.2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».

Расчет сбытовых надбавок ООО «Алексинэнергосбыт» для группы «Население и приравненные к нему категории потребителей» на 2020 год

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для населения на расчетный период регулирования (i)	$ЭВ_i^{нас}$	Руб.	44 598 838,61
2.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на население	$НР_i^{нас}$	Руб.	580 336,12
3.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за период, предшествующий базовому периоду (i-2),	$Рез_{i-2}^{нас}$	Руб.	-470 283,91
4.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	П.65 абз 15 Основ 1178	Руб.	-296 876,68
5.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для населения на расчетный период регулирования (i)	$НВВ_i^{нас}$	Руб.	44 412 014,15
6.	Объем продаж электрической энергии, поставляемый населению, всего, в том числе:		Млн кВт.ч	44,0538
6.1.	- в первом полугодии	$Э_{i,1п/г}^{нас}$	Млн кВт.ч	21,7388
6.2.	- во втором полугодии	$Э_{i,2п/г}^{нас}$	Млн кВт.ч	22,3150
7	Величина сбытовой надбавки для населения во 2-м полугодии 2019 г. (на 31.12.2019)	$СН_{i-1,2п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	0,36363
8.	Величина сбытовой надбавки для группы население:			
	- в первом полугодии	$СН_{i,1п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	0,36363
	- во втором полугодии	$СН_{i,2п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	1,63599

По расчету экспертной группы, сбытовая надбавка гарантирующего поставщика ООО «Алексинэнергосбыт» для группы потребителей «Население и приравненные к нему категории потребителей» составит:
с 01 января 2020 года – 0,36363 руб./кВт.ч;
с 01 июля 2020 года – 1,63599 руб./кВт.ч.

Таблица

Необходимая валовая выручка ООО «Алексинэнергосбыт» для целей расчета сбытовой надбавки для группы потребителей «Прочие потребители» на 2020 год

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на расчетный период регулирования (i)	$ЭВ_{i,и}^{mn}$	Руб.	50 066 751,78
	менее 670 кВт		Руб.	50 066 751,78
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	-
	не менее 10 МВт		Руб.	-
2.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на прочих потребителей	$НР_{i,i}^{mn}$	Руб.	1 621 568,70
	менее 670 кВт		Руб.	1 621 568,70
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	-
	не менее 10 МВт		Руб.	-
3.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за период, предшествующий базовому периоду (i-2)	$Рез_{i,i-2}^{mn}$	Руб.	2 490 522,49
	менее 670 кВт		Руб.	2 490 522,49
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	-
	не менее 10 МВт		Руб.	-
4.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	П.65 абз 15 Основ 1178	Руб.	185 143,69
5.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на расчетный период регулирования (i)	$НВВ_{z,i}^{mn}$	Руб.	54 363 986,66
	менее 670 кВт		Руб.	54 363 986,66
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	-
	не менее 10 МВт		Руб.	-

Таблица

Расчет сбытовых надбавок ООО «Алексинэнергосбыт» для группы «Прочие потребители» на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Всего	менее 670 кВт	от 670 кВт до 10 МВт	не менее 10 МВт
1	2	3	4	5	6
1.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на 2020 год	54 363 986,66	54 363 986,66	-	-
2.	Величина сбытовой надбавки во 2-м полугодии 2019 г. (на 31.12.2019 г.), руб./кВт.ч		0,55022	0,28247	0,18341
3.	НВВ на 1 кВт.ч полезного отпуска		0,75414	-	-
4.	Удельная величина НВВ на 1-ое полугодие 2020 года		0,55022	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Всего	менее 670 кВт	от 670 кВт до 10 МВт	не менее 10 МВт
1	2	3	4	5	6
5.	Удельная величина НВВ на 2-ое полугодие 2020 года	0,75414	0,96539	-	0,32180
6.	Объем эл. энергии, приобретаемой ГП в интересах прочих потребителей в 2020 году	72,0873	72,0873	-	-
	1-е полугодие	36,6797	36,6797	-	-
	2-е полугодие	35,4076	35,4076	-	-
7.	Сбытовые надбавки для прочих потребителей на 2020 год				
	1-ое полугодие		0,55022	0,18341	0,18341
	2-ое полугодие		0,96539	0,32180	0,32180

Сбытовые надбавки гарантирующего поставщика ООО «Алексинэнергосбыт» для группы потребителей «Прочие потребители» на период с 1 января 2020 года составят:

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств до 670 кВт – 0,55022 руб./кВт.ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт – 0,18341 руб./кВт.ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не менее 10 МВт – 0,18341 руб./кВт.ч.

Сбытовые надбавки гарантирующего поставщика ООО «Алексинэнергосбыт» для группы потребителей «Прочие потребители» на период с 1 июля 2020 года составят:

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств до 670 кВт – 0,96539 руб./кВт.ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт – 0,32180 руб./кВт.ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не менее 10 МВт – 0,32180 руб./кВт.ч.

Таблица

Расчет сбытовых надбавок ООО «Алексинэнергосбыт» для группы «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» на 2020 год

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций на расчетный период регулирования (i)	$\text{ЭВ}_i^{\text{сет}}$	Руб.	1 453 622,58
2.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые сетевые организации	$\text{НР}_i^{\text{сет}}$	Руб.	152 689,02
3.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении сетевых организаций за период, предшествующий базовому периоду (i-2),	$\text{Рез}_{i-2}^{\text{сет}}$	Руб.	10 776,10

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
4.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения, учитываемые при установлении сбытовых надбавок для сетевых организаций в периоде (i)	$Вып_i$	Руб.	20 048 464,12
5.	Недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	П.65 абз 15 Основ 1178	Руб.	-1 328 635,49
6.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций на расчетный период регулирования (i)	$НВВ_i^{сет}$	Руб.	20 336 916,32
7.	Объем потерь электрической энергии, приобретаемых у ГП сетевыми организациями, определенный в сводном прогнозном балансе		Млн кВт.ч	17,0500
7.1.	- в первом полугодии	$\mathcal{E}_{i,1п/г}^{пот}$	Млн кВт.ч	8,4224
7.2.	- во втором полугодии	$\mathcal{E}_{i,2п/г}^{пот}$	Млн кВт.ч	8,6276
7.	Величина сбытовой надбавки для сетевых организаций во 2-м полугодии 2019 г. (на 31.12.2019 г.)		руб./кВт.ч	0,27209
8.	НВВ на 1 кВт.ч полезного отпуска			1,19278
9.	Величина сбытовой надбавки для группы «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь»			
	- в первом полугодии 2020 года	$(С Н_{i,1п/г}^{сет})$	руб./кВт.ч	0,27209
	- во втором полугодии 2020 года	$(С Н_{i,2п/г}^{сет})$	руб./кВт.ч	2,09157

Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика ООО «Алексинэнергосбыт» для группы потребителей «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» составит:

с 01 января 2020 года – 0,27209 руб./кВт.ч;

с 01 июля 2020 года – 2,09157 руб./кВт.ч.

В соответствии с величиной необходимой валовой выручки ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год к утверждению предлагаются следующие сбытовые надбавки

Таблица

Наименование показателей	Величины	
	1-е полугодие 2020 года	2-е полугодие 2020 года
сбытовая надбавка для населения, руб./кВт.ч.	0,36363	1,63599

Наименование показателей	Величины	
	1-е полугодие 2020 года	2-е полугодие 2020 года
сбытовая надбавка на потери для сетевых организаций, руб./кВт.ч.	0,27209	2,09157
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей менее 670 кВт, руб./кВт.ч.	0,55022	0,96539
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей от 670 кВт до 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,18341	0,32180
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей не менее 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,18341	0,32180

Представитель предприятия Степанкова Н.В. выразила свое согласие с уровнем сбытовых надбавок на 2020 год.

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

согласиться с уровнем необходимой валовой выручки и размерами сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии ООО «Алексинэнергосбыт» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

1.3 Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2020 год для ООО «Новомосковская энергосбытовая компания»

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

Слушали Шалик С.В., которая доложила об установлении сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии на территории Тульской области ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год.

На 2019 год для ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» постановлением комитета Тульской области по тарифам от 26.12.2018 № 50/3 были установлены сбытовые надбавки в размерах:

Наименование показателей	Величины	
	1-е полугодие 2019 года	2-е полугодие 2019 года
сбытовая надбавка для населения, руб./кВт.ч.	0,18520	0,37866
сбытовая надбавка на потери для сетевых организаций, руб./кВт.ч.	0,09789	0,59662
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей менее 670 кВт, руб./кВт.ч.	0,16864	0,70317
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей от 670 кВт до 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,06136	0,37889
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей не менее 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,05621	0,23439

На 2020 год ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» вышло с предложением об установлении сбытовых надбавок.

Сумма НВВ по предложению ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год составила 266 496 тыс. руб., в том числе по группе «Население» - 187 851 тыс. руб., по группе «Прочие потребители» - 76 128 тыс. руб., по группе «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 2 516 тыс. руб.

Представленные расчетные материалы соответствуют требованиям действующего законодательства, подписаны руководителем предприятия и ведущими специалистами, несущими ответственность за достоверность данных.

При расчете сбытовых надбавок для ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год и экспертная группа комитета по тарифам (далее Комитет) руководствовались следующими нормативными документами:

Налоговый кодекс РФ;

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии».

Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2012 № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)»;

Методические указания по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утвержденные приказом Федеральной антимонопольной службы РФ от 21.11.2017 г. № 1554/17;

Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года, опубликованный на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации 30.09.2019.

По предложению экспертной группы необходимая валовая выручка для расчета сбытовых надбавок на 2020 год составляет 198 390 928,90 руб., в том числе относимая на:

группу «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 86 458 209,22 руб.;

группу «Прочие потребители» – 76 196 061,65 руб.;

группу «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 35 736 658,04 руб.

Расчет НВВ и сбытовых надбавок гарантирующего поставщика ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» с использованием метода сравнения аналогов на 2020 год

I. Техничко-экономические показатели сбытовой деятельности ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» за 2018-2020 гг.

Утвержденный на 2018 год объем потребления электрической энергии потребителями ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» составляет 267,7131 млн. кВт. ч.

Фактический объем потребления электрической энергии потребителями ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» за 2018 год составил 261,6620 млн. кВт. ч, что на 6,0511 млн. кВт. ч, или 2,26%, ниже утвержденного на 2018 год объема. Доля фактического потребления электрической энергии за 2018 год по группам потребителей составила:

- население и приравненные к ней категории потребителей – 39%;
- прочие потребители – 9,2 %;
- сетевые организации, приобретающие электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях – 51,8 %.

Фактический объем потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей в 2018 году составил 102,0440 млн. кВт. ч, что на 1,5489 млн. кВт. ч, или 1,5 %, ниже утвержденного на 2018 год объема. Объем потребления электрической энергии группой «Прочие потребители» в 2018 году составил 135,6228 млн. кВт. ч, что на 13,3315 млн. кВт. ч, или 10,9 %, выше утвержденного на 2018 год объема. Фактический объем потребления электрической энергии, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями, в 2018 году составил 23,9951 млн. кВт. ч, что на 17,8338 млн. кВт. ч, или 42,64 %, ниже утвержденного на 2018 год объема.

Учтенный при регулировании на 2019 год объем потребления электрической энергии потребителями ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» составил 259,6308 млн. кВт. ч., в том числе:

- населением – 104,6298 млн. кВт. ч;
- прочими потребителями – 116,2122 млн. кВт. ч;
- сетевыми организациями – 38,7888 млн. кВт. ч.

Прогнозные объемы потребления электрической энергии (мощности) потребителями ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год соответствуют показателям сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2020 год, утвержденного приказом ФАС России от 31 октября 2019 № 1452/19-ДСП, а также структуре полезного отпуска по группам потребителей на 2020 год, представленной ООО «Новомосковская энергосбытовая компания».

Плановый объем потребления электрической энергии потребителями ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год составит 262,8050 млн. кВт. ч, что на 3,1742 млн. кВт. ч, или 1,022 %, выше утвержденного на 2019 год объема. Доля прогнозного потребления электрической энергии на 2020 год по группам потребителей составила:

- население и приравненные к нему категории потребителей – 38,11 %;
- прочие потребители – 46,10 %;
- сетевые организации, приобретающие электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях – 15,11 %.

Плановый объем потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей в 2020 году составит 101,9272 млн. кВт. ч, что на 2,7026 млн. кВт. ч, или 2,58% ниже утвержденного на 2019 год объема. Объем потребления электрической энергии группой «Прочие потребители» в 2019 году составит 121,1591 млн. кВт. ч, что на 4,9469 млн. кВт. ч, или 4,26 %, выше утвержденного на 2019 год объема. Плановый объем потребления электрической энергии, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями, в 2020 году составит 39,7187 млн. кВт. ч, что на 0,9299 млн. кВт. ч, или 2,40 % выше утвержденного на 2019 год объема.

II. Определение необходимой валовой выручки

Эталонные затраты ГП на 2020 год.

Эталонная выручка гарантирующего поставщика определяется как сумма следующих составляющих:

произведение прогнозного количества точек поставки по каждой группе потребителей (сетевых организаций), суммы постоянных компонентов эталонов затрат для соответствующей группы (подгруппы) потребителей (сетевых организаций) и индекса потребительских цен в соответствии с одобренным Правительством Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период регулирования по отношению к году, в ценах которого были определены эталонные затраты;

произведение суммы переменных компонентов эталонов затрат гарантирующего поставщика и прогнозной валовой выручки гарантирующего поставщика от продажи электрической энергии (мощности) соответствующей группе (подгруппе) потребителей (сетевых организаций) на соответствующий период регулирования;

расчетная предпринимательская прибыль гарантирующего поставщика в размере полутора процентов от валовой выручки гарантирующего поставщика по регулируемому виду деятельности без учета стоимости услуг по передаче электрической энергии и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

Эталонные затраты гарантирующего поставщика дифференцируются по группам масштаба деятельности гарантирующего поставщика. Группа масштаба деятельности гарантирующего поставщика определяется для каждого планируемого периода регулирования (i) в соответствии с величиной приведенного количества точек поставки (шт.)

Данные о количестве точек поставки ООО «Новомосковская энергосбытовая компания»

№ п/п	Группы (категории потребителей)	Количество точек поставки	
		2019 год	2020 год
1	2	3	4
1.	Население и приравненные к нему категории потребителей, всего, в том числе:	61 546	63 527
1.1.	население, проживающее в городских населенных пунктах	60 509	62 471
1.2.	население, проживающее в сельских населенных пунктах	710	723
1.3.	исполнители коммунальных услуг (определенные пунктом 71(1) Основ ценообразования);	117	119
1.4.	иные потребители, приравненные к населению	210	214
2.	Прочие потребители, всего, в том числе:	4 099	4 338
2.1.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств менее 670 кВт	4 037	4 276
2.2.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт	62	62
2.3.	прочие потребители с величиной максимальной мощности энергопринимающих устройств не менее 10 МВт	-	-
3.	Сетевые организации	98	99
4.	Всего	65 743	67964
5.	Приведенное количество точек поставки	6 972,76	7198,76
6.	Группа масштаба деятельности ГП	первая	первая

Приведенное количество точек поставки ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год составляет 7198,76 шт., что соответствует 1 группе масштаба деятельности ГП (до 11 300).

2.1. Постоянные компоненты эталона затрат

Постоянные компоненты эталона затрат для населения и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Городское население	Сельское население	Исполнители коммунальн ых услуг	Иные потребители, приравненные к населению
1	2	3	4	5	6
1.	Значение постоянных компонентов эталона затрат ГП (в рублях) всего, в том числе:	765,79	959,86	17 062,29	20 806,76
1.1.	на оплату труда	277,95	377,78	12 705,86	13 936,04
1.2.	на содержание помещений	78,88	102,74	1 421,14	1 726,32
1.3.	на печать и доставку документов	56,64	74,41	550,82	2156,87
1.4.	на организацию работы колл-центров, взаимодействие с потребителями (покупателями) через информационно-телекоммуникационную сеть «Интернет»	94,59	94,59	-	-
1.5.	на организацию сбора и обработки показаний приборов учета	30,32	82,12	-	-
1.6.	на обеспечение потребителю (покупателю) возможности внесения платы по договору энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) различными способами	126,34	95,23	-	-
1.7.	на накладные расходы	101,07	132,99	2384,47	2987,53
2.	Количество точек поставки, шт.	61 957	720	111	216
3.	Прогнозный ИПЦ (2017 г./ 2016 г.)	1,039			
4.	Фактический ИПЦ (2017 г./ 2016 г.)	1,037			
5.	Прогнозный ИПЦ (2018 г./ 2017 г.)	1,037			
6.	Фактический ИПЦ (2018 г./ 2017 г.)	1,029			
7.	Прогнозный ИПЦ (2019 г./ 2018 г.)	1,047			
8.	Прогнозный ИПЦ (2020 г./ 2019 г.)	1,03			
	Итого постоянные эталоны затрат, руб.	55 051 123,46	798 590,66	2 336 481,35	5 123 848,36

Постоянные эталоны затрат для прочих потребителей и сетевых организаций на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Менее 670 кВт	от 670 кВт до 10 МВт	не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
1.	Значение постоянных компонентов эталона затрат ГП (в рублях) всего, в том числе:	20 004,81	18 713,77	16 485,65	20 317,9
1.1.	на оплату труда	14 124,08	13 212,57	11 639,43	12 911,98
1.2.	на содержание помещений	1 669,83	1 562,06	1 376,08	2 351,14
1.3.	на печать и доставку документов	1 365,24	1 277,13	1 125,07	716,6
1.4.	на накладные расходы	2 845,66	2 662,01	2 345,07	4 338,18
2.	Количество точек поставки, шт.	4 276	63	-	99
3.	Прогнозный ИПЦ (2017 г./ 2016 г.)	1,039			
4.	Фактический ИПЦ (2017 г./ 2016 г.)	1,037			
5.	Прогнозный ИПЦ (2018 г./ 2017 г.)	1,037			
6.	Фактический ИПЦ (2018 г./ 2017 г.)	1,029			
7.	Прогнозный ИПЦ (2019 г./ 2018 г.)	1,047			
8.	Прогнозный ИПЦ (2020 г./ 2019 г.)	1,03			
6.	Итого постоянные эталоны затрат, руб.	98 435 140,38	1 335 152,93	-	2 314 685,82

Постоянные компоненты эталона затрат ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» составят 165 395 022,97 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» - 63 310 043,84 руб.;

группа «Прочие потребители» - 99 770 293,32 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 2 314 685,82 руб.

2.2. Переменные компоненты эталона затрат ГП для целей расчета сбытовой надбавки на расчетный период регулирования

Переменные компоненты эталона затрат включают расходы на обслуживание заемных средств, необходимых для поддержания достаточного размера оборотного капитала при просрочке платежей со стороны потребителей, в том числе с учетом просроченной задолженности предыдущих лет, расходы на формирование резерва по сомнительным долгам и расчетную предпринимательскую прибыль гарантирующего поставщика.

2.2.1. Расходы на обслуживание заемных средств

Затраты определяются по каждой категории потребителей исходя из следующих параметров:

средняя ключевая ставка, установленная Центральным банком Российской Федерации на базовый период регулирования (2019), увеличенная на 4 процентных пункта;

доля (не более 1/12) выручки от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей, используемая для определения величины достаточного оборотного капитала, устанавливаемая в размере, заявленном гарантирующим поставщиком.

Расчет расходов на уплату процентов по заемным средствам произведен исходя из прогнозной товарной выручки от продажи электрической энергии потребителям (в разрезе групп) за 2018 год, используемой для определения величины достаточного оборотного капитала, доли величины достаточного оборотного капитала по данным ГП и средней ключевой ставки ЦБ РФ, увеличенной на 4 пункта (7,33+ 4 =11,33 %).

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2019 год рассчитана исходя из фактических расходов за январь-сентябрь 2019 года (на основании статистических форм 46-ээ «Сведения о полезном отпуске (продаже) электрической энергии и мощности отдельным категориям потребителей» за январь-октябрь 2019 года) и прогнозных объемов электрической энергии на ноябрь-декабрь 2019 года исходя из сводного прогнозного баланса на 2019 год и цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей в Тульской области, установленных постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 17.12.2018 № 47/2 (с учетом НДС).

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии прочим потребителям и сетевым организациям на 2019 год складывается из фактической валовой выручки за 10 месяцев 2019 года по каждой группе потребителей (на основании статистических форм 46-ээ «Сведения о полезном отпуске (продаже) электрической энергии и мощности отдельным категориям потребителей» за январь-октябрь 2019 года) и прогнозной валовой выручки за ноябрь-декабрь 2019 года, рассчитанной исходя из объемов электрической энергии в соответствии со сводным прогнозным балансом на 2019 год и фактической средневзвешенной цены (с учетом НДС) за январь-октябрь 2019 года.

Расчет средней ключевой ставки, установленной Центральным банком РФ на базовый период регулирования

Дата действия ставки	Значение ставки, %	Срок действия, дней
1	2	3
с 01.01.2019 (с 14.12.2018 г)	7,75	167
с 17.06.2019 по 28.07.2019	7,5	42
с 29.07.2019 по 08.09.2019	7,25	42
с 09.09.2019 по 27.10.2019	7	49
с 28.10.2019	6,5	65
с 16.12.2019	6,25	16
Итого средняя ключевая ставка	7,33	365

Расходы на уплату процентов по заемным средствам

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6	7
1.	Прогнозная валовая выручка ГП от продажи электрической энергии в 2018 году	425 162 446,45	858 612 989,60	149 476 208,11		83 175 433,72

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6	7
2.	Средняя ключевая ставка ЦБ РФ, увеличенная на 4 пункта			11,33		
3.	Доля величины достаточного оборотного капитала по данным ГП	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12
	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	4 014 047,96	8 106 345,58	1 411 236,28	-	785 276,74

2.2.2. Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам

Расчет расходов на формирование резерва по сомнительным долгам произведен исходя из минимальной величины расходов на формирование резерва по сомнительным долгам по предложению гарантирующего поставщика и 1,5 % от прогнозной товарной выручки от продажи электрической энергии потребителям (в разрезе групп) на 2020 год.

Прогнозная валовая выручка от продажи электрической энергии населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год рассчитана исходя из прогнозных цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год.

Прогнозная выручка от продажи электрической энергии прочим потребителям и сетевым организациям на 2020 год рассчитана исходя из фактических цен за 10 месяцев 2019 года с учетом прогнозного роста цен на электрическую энергию для конечных потребителей (5,6 % - прочие потребители, 3 % - сетевые организации) и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год (с учетом НДС).

Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6	7
1.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам по предложению ГП	6 708 082,00	-	2 643 000	-	4 339 000

№ п/п	Наименование показателя	Население	Прочие менее 670 кВт	Прочие от 670 кВт до 10 МВт	Прочие не менее 10 МВт	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6	7
2.	Планируемая валовая выручка ГП от продажи электрической энергии на 2019 год	447 205 457,53	799 647 179,71	159 078 287,08		134 763 173,40
3.	Переменный компонент эталона затрат, отражающий расходы на формирование РСД			0,015		
4.	Предельная величина расходов на формирование резерва по сомнительным долгам	6 708 081,86	11994707,7	2 386 174,31	-	2 021 447,60
5.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	6 708 081,86	-	2 386 174,31	-	2 021 447,60

2.2.3. Расчетная предпринимательская прибыль (РПП)

Расчетная предпринимательская прибыль гарантирующего поставщика определяется в размере 1,5 % от валовой выручки ГП по регулируемому виду деятельности без учета стоимости услуг по передаче электрической энергии и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на население

(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли	1,50%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения населения и приравненным к нему категориям потребителей	147 493 169,7
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для населения	63 310 043,84
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	4 014 047,96
5.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	6 708 081,86
6.	Неподконтрольные расходы ГП	184 862,29
7.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за период, предшествующий базовому периоду (i-2),	8 783 763,73
8.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	3 457 409,54
9.	РПП по данным ГП на 2020 год	4 993 000
	РПП ГП, относимая на население, на 2020 год	3 457 409,54

Стоимость покупки электрической энергии (мощности) для энергоснабжения населения, используемая для расчета расчетной предпринимательской прибыли ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год, определена исходя из прогнозных индикативных цен на электрическую энергию и мощность на 2020 год и прогнозных объемов электрической энергии, поставяемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год.

Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на прочих потребителей
(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли	1,50%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения прочих потребителей, всего, в том числе:	323 511 987,6
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей, всего, в том числе	99 770 293,32
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	9 517 581,86
5.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	2 386 174,31
6.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на прочих потребителей	8 360,56
7.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении прочих потребителей за период, предшествующий базовому периоду (i-2)	-35 486 348,40
8.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	5 959 828,12
9.	РПП по данным ГП на 2020 год	
10.	Доля расчетной предпринимательской прибыли, относимая на прочих потребителей	-
	менее 670 кВт	-
	от 670 кВт до 10 МВт	-
	не менее 10 МВт	-
11.	РПП ГП, относимая на прочих потребителей, на 2020 год, всего, в том числе:	-
	менее 670 кВт	-
	от 670 кВт до 10 МВт	-
	не менее 10 МВт	-

Расчетная предпринимательская прибыль, относимая на сетевые организации
(руб.)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	2	3
1.	Доля предпринимательской прибыли, (%)	1,50%
2.	Стоимость покупки эл. энергии (мощности) для энергоснабжения сетевых организаций	105 975 031,4
3.	Постоянные эталоны затрат для расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций	2 314 685,82
4.	Расходы на уплату процентов по заемным средствам	785 276,74
5.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения	30 595 723,91
5.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на сетевые организации	190,76
6.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении сетевых организаций, предшествующий базовому периоду (i-2)	-1 731 670,78
7.	Предельная расчетная РПП на 2020 год	2 069 088,57
8.	РПП по данным ГП на 2020 год	1 751 004,00
9.	РПП ГП, относимая на сетевые организации, на 2020 год	1 751 004,00

Стоимость покупки электрической энергии (мощности) для энергоснабжения потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, используемая для расчета расчетной предпринимательской прибыли,

определена исходя из прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации на основании официально опубликованных 28.11.2019 г. Советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию на 2020 год, и прогнозных объемов электрической энергии, поставляемой указанным потребителям, исходя из сводного прогнозного баланса на 2020 год.

Переменные компоненты эталона затрат на 2020 год составят 30 641 023,87 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» - 14 179 539,36 руб.;

группа «Прочие потребители» - 11 903 756,17 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 4 557 728,34 руб.

Таким образом, постоянные и переменные компоненты необходимой валовой выручки ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для расчета сбытовых надбавок на 2020 год, определяемой методом сравнения аналогов составят 196 036 046,85 руб., в том числе:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 77 489 583,20 руб.;

группа «Прочие потребители» – 111 674 049,48 руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 6 872 414,16 руб.

3. Неподконтрольные расходы на 2020 год

В состав неподконтрольных расходов гарантированного поставщика включаются: амортизация основных средств, налоги (включая налог на прибыль) и расходы на капитальные вложения из прибыли.

(руб.)

№ п/п	Наименование статей	2018 год		План на 2020 год
		Утверждено	Факт	
1	2	3	4	5
1.	Амортизация основных средств	1 921 393,82	1 564 075,25	191 385,98
2.	Налоги	229 667,00	2 027,62	2 027,62
3.	Капитальные вложения из прибыли	-	-	-
	Итого неподконтрольные расходы	2 151 060,82	1 566 102,87	193 413,61

3.1. Амортизация основных средств

Расчет амортизационных отчислений на 2020 год произведен исходя из текущей (восстановительной) стоимости основных средств, находящихся на балансе Общества по состоянию на 1 октября 2019 года, и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Распределение расходов на амортизацию основных средств между группами потребителей выполнено пропорционально количеству точек поставки на 01. 10.2019.

В расчете не учитывается Автомобиль Volkswagen Touareg_VIN XW8ZZZ7PZEG010681_№P 571 PE 71 в связи с исключением Комитетом данного объекта из списка обоснованных расходов. Величина неподконтрольных экономически

обоснованных расходов по статье «Амортизация основных средств» на 2020 год составит 191 385,98 руб., в том числе:

- население и приравненные к нему категории потребителей – 184 862,29 руб.;
- прочие потребители – 8 360,56 руб.;
- сетевые организации – 190,76 руб.

3.2. Налоги

В обоснование расходов на уплату налогов ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» представлены налоговые декларации по налогу на прибыль, транспортному налогу и налогу на имущество за 2018 год, отчет «Показатели раздельного учета доходов и расходов гарантирующего поставщика электрической энергии согласно форме «Отчет о прибылях и убытках», оборотно-сальдовые ведомости по счетам 20 и 91.

В соответствии с Методическими указаниями по расчету сбытовых надбавок методом сравнения аналогов расходы на уплату налогов в расчетном периоде регулирования учитываются по данным раздельного учета в объеме экономически обоснованных фактически понесенных расходов, отнесенных на регулируемый вид деятельности, за последний истекший год.

Исчисление и уплата налогов и сборов производится в соответствии с законодательством о налогах и сборах Российской Федерации и внутренними распорядительными документами Общества, регламентирующими порядок исчисления и уплаты соответствующих налогов и сборов.

В соответствии с представленными обосновывающими документами фактические расходы предприятия на уплату налогов за 2018 год, относимые на сбытовую деятельность, составили 2 027,62 руб.:

- налог на имущество – 0 руб.;
- транспортный налог – 2 027,62 руб.
- налог на прибыль – 0 руб.

Распределение расходов на налоги между группами потребителей выполнено пропорционально количеству точек поставки на 01.10.2019 год.

Экономически обоснованными расходами по статье «Налоги» по регулируемому виду деятельности в 2020 году являются расходы в сумме 2 027,62,00 руб., в том числе:

- население и приравненные к нему категории потребителей – 1 894,20 руб.;
- прочие потребители – 130,45 руб.;
- сетевые организации – 2,98 руб.

Величина неподконтрольных расходов в 2020 году составит 193 413,61 руб., в том числе:

- группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 184 862,29 руб.;
- группа «Прочие потребители» – 8 360,56 руб.;
- группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 190,76 руб.

4. Выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы ГП от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования (за 2018 год), и установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год

В соответствии с п.65 Постановления Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 при определении необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика для расчета сбытовых надбавок учитываются в соответствии с методическими указаниями по расчету

сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования, обусловленные:

разницей между сбытовой надбавкой, установленной для организации, которой был присвоен статус гарантирующего поставщика, и сбытовой надбавкой организации, ранее осуществлявшей функции гарантирующего поставщика, на период с момента присвоения статуса гарантирующего поставщика до момента установления сбытовой надбавки для организации, которой был присвоен статус гарантирующего поставщика;

процедурой принятия гарантирующим поставщиком на обслуживание покупателей (потребителей) электрической энергии в случаях, установленных пунктом 15 Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии;

установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей;

недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением величины фактического полезного отпуска от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок гарантирующего поставщика, за исключением дохода, полученного от увеличения полезного отпуска, связанного с принятием на обслуживание покупателей (потребителей) электрической энергии в течение периода, предшествующего базовому периоду регулирования.

При установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков в отношении сетевых организаций учитываются величина перекрестного субсидирования, определенная в соответствии с пунктом 65(1) настоящего документа, а также отклонение фактической величины перекрестного субсидирования от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок гарантирующего поставщика в отношении сетевых организаций.

Величина, связанная с отклонением фактических объемов отпуска электрической энергии от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок на 2018 год, по расчету экспертной группы составляет (-1 335 415,31) руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 360 560,32 руб.;

группа «Прочие потребители» – (-7 742 575,96) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 6 046 600,34 руб.

Величины, связанные с отклонением фактических объемов отпуска электрической энергии (мощности) по группам (подгруппам) потребителей от утвержденных показателей рассчитаны исходя из следующих показателей:

- утвержденные комитетом Тульской области по тарифам сбытовые надбавки на 2018 год;

- объемы электрической энергии, поставляемой ГП потребителям (в разрезе групп (подгрупп) потребителей) в 2018 году, определенные в соответствии со сводным прогнозным балансом на 2018 год;

- фактические объемы отпуска электрической энергии в разрезе групп (подгрупп) потребителей.

Величина, связанная с отклонением фактического количества точек поставки от количества точек поставки, принятого при расчете сбытовых надбавок на 2018 год, по расчету экспертной группы составляет (-12 979,39) руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 77 491,33 руб.;

группа «Прочие потребители» – (-77 481,28) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-12 989,45) руб.

Величины, связанные с отклонением фактического количества точек поставки от количества точек поставки, принятых при расчете сбытовых надбавок на 2018 год, рассчитаны исходя из следующих показателей:

- фактическое количество точек поставки по договорам энергоснабжения (купли-продажи), заключенным ГП с потребителями;
- количество точек поставки по договорам энергоснабжения (купли-продажи), заключенным ГП с потребителями, принятое при расчете сбытовых надбавок на 2018 год;
- постоянные компоненты эталона затрат ГП, установленные на одну точку поставки для групп (подгрупп);
- фактический индекс потребительских цен за 2017 год – 3,7 %;
- фактический индекс потребительских цен за 2018 год – 2,9 %;
- прогнозный индекс потребительских цен за 2017 год – 3,9 %;
- прогнозный индекс потребительских цен за 2018 год – 3,7 %;
- доля эталонной выручки ГП на 2018 год - 0,1.

Величина, связанная с отклонением неподконтрольных расходов (2018 год), по расчету экспертной группы составляет (-584 957,95) руб., в том числе по группам потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 788 147,20 руб.;

группа «Прочие потребители» – (-1 319 816,51) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-53 288,64) руб.

По расчету экспертной группы выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения в 2018 году, учитываемые при установлении сбытовых надбавок для сетевых организаций на 2020 год, составляют 63 467,35 руб.

Отклонение в стоимости покупки единицы электрической энергии на оптовом рынке для населения за 2018 год по расчету экспертной группы составляет (-1 402 921,86) руб.

Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения на 2020 год, по расчету экспертной группы составят 30 595 723,91 руб.

В соответствии с пунктом 7 Основ ценообразования в области государственного регулирования тарифов в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178, при установлении регулируемых цен (тарифов) регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. К экономически необоснованным расходам организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, относятся, в том числе выявленные на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов:

расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в предыдущем периоде регулирования, не связанные с осуществлением регулируемой деятельности этих организаций и покрытые за счет поступлений от регулируемой деятельности;

учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) расходы, фактически не понесенные в периоде регулирования, на который устанавливались регулируемые цены (тарифы).

Постановлением Правительства РФ от 21.07.2017 г. N 863 в пункт 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике,

утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178 внесен абзац 18:

«Особенности учета выявленных за предшествующий период регулирования экономически необоснованных расходов или экономически необоснованных доходов гарантирующих поставщиков, а также экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков, и доходов, недополученных при осуществлении гарантирующими поставщиками регулируемого вида деятельности, определяются пунктом 65 настоящего документа.»

В соответствии с п. 65 Основ ценообразования № 1178 при определении эталонной выручки (необходимой валовой выручки) гарантирующего поставщика с использованием метода сравнения аналогов при определении величины выпадающих (излишне полученных) доходов гарантирующего поставщика не учитывается отклонение фактических расходов от эталонов затрат гарантирующего поставщика в доле, соответствующей доле эталонной выручки гарантирующего поставщика в совокупной величине эталонной выручки (необходимой валовой выручки), определяемой в соответствии с графиком поэтапного доведения необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика до эталонной выручки гарантирующего поставщика.

В рамках тарифного регулирования сбытовых надбавок на 2020 год экспертной группой комитета Тульской области по тарифам дополнительно проведен постатейный анализ экономической обоснованности затрат ООО «Новомосковская энергосбытовая компания», фактически понесенных в 2016-2018 годах.

В целях проведения анализа экономической обоснованности затрат «Новомосковская энергосбытовая компания», фактически понесенных в 2016-2018 г.г., экспертной группой комитета Тульской области по тарифам были запрошены дополнительные материалы, а именно обосновывающие первичные учетные документы, карточки счетов, регистры бухгалтерского и налогового учета, оборотно-сальдовые ведомости, материалы по итогам деятельности за 2016-2018 г.г., бухгалтерская и статистическая отчетности.

По результатам проведенного анализа фактически понесенных затрат ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» за 2016-2018 годы определены экономически необоснованные расходы Общества в сумме 25 161 448,31 руб., в том числе по группам (подгруппам) потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 7 557 564,88 руб.;

группа «Прочие потребители» – (-26 346 474,65) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-6 372 538,53) руб.

По расчету экспертной группы комитета выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика составят 27 322 916,76 руб., в том числе относимые на:

группу «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 1 226 198,85 руб.;

группу «Прочие потребители» – (-9 139 873,75) руб.;

группу «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» - 35 236 591,66 руб.

Кроме того, необходимая валовая выручка ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год подлежит корректировке в сторону уменьшения на сумму экономически необоснованных расходов Общества за 2016-2018 годы в сумме 25 161 448,31 руб., в том числе по группам (подгруппам) потребителей:

группа «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 7 557 564,88 руб.;

группа «Прочие потребители» – (-26 346 474,65) руб.;

группа «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – (-6 372 538,53) руб.

5. Определение необходимой валовой выручки для расчета сбытовых надбавок ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год

При определении необходимой валовой выручки гарантирующего поставщика для расчета сбытовых надбавок на 2020 год в соответствии с методическими указаниями по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов, утвержденными Федеральной антимонопольной службой учитываются:

эталонные затраты гарантирующего поставщика;

неподконтрольные расходы гарантирующего поставщика, включающие амортизацию основных средств, налоги, капитальные вложения из прибыли в соответствии с утвержденной в установленном порядке инвестиционной программой гарантирующего поставщика, внереализационные расходы на списание безнадежной к взысканию дебиторской задолженности сетевых организаций;

выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за период, предшествующий базовому периоду регулирования, а также выпадающие доходы, связанные с установлением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год.

Эталонная выручка ООО «Новомосковская энергосбытовая компания», определяемая методом сравнения аналогов, на 2020 год составляет 196 036 046,85 руб.

Неподконтрольные расходы составляют 193 413,61 руб.;

Выпадающие, недополученные (излишне полученные) доходы от осуществления деятельности в качестве гарантирующего поставщика за 2018 год (формула МУ 13, 66, 82) составляют (-3 272 807,16) руб.;

Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения на 2020 год составляют 30 595 723,91 руб.

Выпадающие (излишне полученные) доходы экономически обоснованных расходов за 2016-2018 г.г., без учета отклонения фактических расходов от эталонных затрат в доле, соответствующей доле эталонной выручки ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» в совокупной величине необходимой валовой выручки, определяемой в соответствии с графиком поэтапного доведения необходимой валовой до эталонной выручки (пункт 65 абз. 15 Основ ценообразования 1178), составляет (-25 161 448,31) руб.

Составляющие для расчета необходимой валовой выручки на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Всего	в том числе		
			Население	Прочие	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
1.	Экономически обоснованные расходы	0	0	0	0
2.	Эталонные затраты гарантирующего поставщика, всего, в том числе:	196 036 046,85	77 489 583,20	111 674 049,48	6 872 414,16
2.1.	Постоянные компоненты (по точкам поставки)	165 395 022,97	63 310 043,84	99 770 293,32	2 314 685,82
2.2.	Переменные компоненты, в том числе:	30 641 023,87	14 179 539,36	11 903 756,17	4 557 728,34

№ п/п	Наименование показателя	Всего	в том числе		
			Население	Прочие	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
2.2.1.	Расходы на обслуживание заемных средств	14 316 906,56	4 014 047,96	9 517 581,86	785 276,74
2.2.2.	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам	11 115 703,77	6 708 081,86	2 386 174,31	2 021 447,60
2.2.3.	Расчетная предпринимательская прибыль	5 208 413,54	3 457 409,54	-	1 751 004,00
3.	Неподконтрольные расходы, всего, в том числе:	193 413,61	181 757,69	11 470,04	185,88
3.1.	Амортизация	191 385,98	179 911,93	11 291,07	182,98
3.2.	Налоги	2 027,62	1 845,75	178,97	2,90
3.3.	Капитальные вложения из прибыли	-	-	-	-
4.	Величина недополученных или излишне полученных доходов от осуществления деятельности в качестве ГП в 2018 году, всего, в том числе:	- 3 272 807,15	1 226 198,85	- 9 139 873,75	4 640 867,75
4.1.	Обусловленные отклонением величины фактического полезного отпуска от величины, учтенной при установлении сбытовых надбавок ГП	-1 335 415,31	360 560,32	- 7 742 575,96	6 046 600,34
4.2.	Обусловленные отклонением количества точек поставки и ИПЦ от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	-12 979,39	77 491,33	-77 481,28	-12 989,45
4.3.	Отклонение величины неподконтрольных расходов	-584 957,95	788 147,20	-319 816,51	-53 288,64
4.4.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения в 2018 году	63 467,35			63 467,35
4.5.	Отклонение в стоимости покупки единицы электрической энергии на оптовом рынке для населения в 2018 году	-1 402 921,86			-1 402 921,86
5.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов для населения на 2020 год	30 595 723,91			30 595 723,91

№ п/п	Наименование показателя	Всего	в том числе		
			Население	Прочие	Сетевые организации
1	2	3	4	5	6
6.	недополученные (излишне полученные) доходы, обусловленные отклонением фактических экономически обоснованных расходов 2018 года от величин, учтенных при установлении сбытовых надбавок ГП	- 25 161 448,31	7 557 564,88	- 26 346 474,65	-6 372 538,53
7.	Итого необходимая валовая выручка для расчета сбытовых надбавок	198 390 928,90	86 458 209,22	76 196 061,65	35 736 658,04

По расчету экспертной группы необходимая валовая выручка для расчета сбытовых надбавок на 2020 год составляет 198 390 928,90 руб., в том числе относимая на:

группу «Население и приравненные к нему категории потребителей» – 86 458 209,22 руб.;

группу «Прочие потребители» – 76 196 061,65 руб.;

группу «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» – 35 736 658,04 руб.

6. Расчет сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии на периоды с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г. и с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г. по группам (категориям) потребителей

В соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2020 год, утвержденного приказом ФАС России от 28 ноября 2019 № 1567/19-ДСП, и структурой полезного отпуска по группам потребителей ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год, показатели потребления и полезного отпуска ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год составят:

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2020 год	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5	6
1	Объем потребления электрической энергии	Млн.кВт*ч	262,8050	132,1964	130,6086
2	Объем потребления электрической энергии населением	Млн.кВт*ч	101,9272	52,7967	49,1305
3	Прогнозный объем потребления электрической энергии группы «прочие потребители»	Млн.кВт*ч	121,1591	59,4852	61,6739

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2020 год	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5	6
4	Суммарный объем потребления электрической энергии, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями	Млн. кВт*ч	39,7187	19,9145	19,8042
5	Объем потребления электрической мощности	МВт	35,5649	35,6798	35,4501
6	Объем потребления электрической мощности населением	МВт	16,9878	17,5989	16,3768
7	Прогнозный объем потребления электрической мощности группы «прочие потребители»	МВт	13,2019	12,6908	13,7130
8	Суммарный объем потребления электрической мощности, приобретаемой у ГП для компенсации потерь электрической энергии сетевыми организациями	МВт	5,3752	5,3901	5,3603

Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам РФ на 2020 год по состоянию на 28.11.2019 года разработан и размещен на официальном сайте Ассоциации «НП Совет рынка» в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 21.01.2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».

Расчет сбытовых надбавок ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для группы «Население и приравненные к нему категории потребителей» на 2020 год

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для населения на расчетный период регулирования (i)	$ЭВ_i^{нас}$	Руб.	77 489 583,20
2.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на население	$НР_i^{нас}$	Руб.	184 862,29
3.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от	$Рез_{i-2}^{нас}$	Руб.	8 783 763,73

№ п.п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
	осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за период, предшествующий базовому периоду (i-2),			
4.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для населения на расчетный период регулирования (i)	$HBB_t^{нас}$	Руб.	86 458 209,22
5.	Объем продаж электрической энергии, поставляемый населению, всего, в том числе:		Млн кВт.ч	101,9272
5.1.	- в первом полугодии	$\mathcal{E}_{i,1 п/г}^{нас}$	Млн кВт.ч	52,7967
5.2.	- во втором полугодии	$\mathcal{E}_{i,2 п/г}^{нас}$	Млн кВт.ч	49,1305
6.	Величина сбытовой надбавки для населения во 2-м полугодии 2019 г. (на 31.12.2019)	$CH_{i-1, 2 п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	0,37866
7	Величина сбытовой надбавки для группы население:			
	- в первом полугодии	$CH_{i, 1 п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	0,37866
	- во втором полугодии	$CH_{i, 2 п/г}^{нас}$	руб./кВт.ч	1,35285

По расчету комитета, сбытовая надбавка гарантирующего поставщика ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для группы потребителей «Население и приравненные к нему категории потребителей» составит:
с 01 января 2020 года – 0,37866 руб./кВт ч;
с 01 июля 2020 года – 1,35285 руб./кВт ч.

Необходимая валовая выручка ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для целей расчета сбытовой надбавки для группы потребителей «Прочие потребители» на 2020 год

№ п/п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на расчетный период регулирования (i)		Руб.	111 674 049,48
	менее 670 кВт		Руб.	106 541 485,97
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	5 132 563,52
	не менее 10 МВт		Руб.	-
2.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые на прочих потребителей	$\mathcal{P}_{z,t}^{нп}$	Руб.	8 360,56
	менее 670 кВт		Руб.	8 239,17
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	121,39
	не менее 10 МВт		Руб.	-
3.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении населения за		Руб.	-35 486 348,40

№ п/п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
	период, предшествующий базовому периоду (i-2)			
	менее 670 кВт		Руб.	-31 813 152,91
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	-3 673 195,49
	не менее 10 МВт		Руб.	-
4.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на расчетный период регулирования (i)	$HBB_{z,i}^{пп}$		
	менее 670 кВт		Руб.	76 196 061,65
	от 670 кВт до 10 МВт		Руб.	74 736 572,23
	не менее 10 МВт		Руб.	1 459 489,42
			Руб.	-

Расчет сбытовых надбавок ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для группы «Прочие потребители» на 2020 год

№ п/п	Наименование показателя	Всего	менее 670 кВт	от 670 кВт до 10 МВт	не менее 10 МВт
1	2	3	4	5	6
1.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для прочих потребителей на 2020 год	76 196 061,65	74 736 572,23	1 459 489,42	-
2.	Величина сбытовой надбавки во 2-м полугодии 2019 г. (на 31.12.2019 г.), руб./кВт.ч		0,70317	0,37889	0,23439
3.	НВВ на 1 кВт.ч полезного отпуска		0,76356	0,06269	-
4.	Удельная величина НВВ на 1-ое полугодие 2020 года		0,70317	0,06269	-
5.	Удельная величина НВВ на 2-ое полугодие 2020 года		0,82032	0,06269	-
6.	Объем эл. энергии, приобретаемой ГП в интересах прочих потребителей в 2020 году		97,87951	23,27954	-
	1-е полугодие	59,48519	47,42387	12,06131	-
	2-е полугодие	61,67387	50,45564	11,21822	-
7.	Сбытовые надбавки для прочих потребителей на 2020 год				
	1-ое полугодие		0,67653	0,37889	0,22551
	2-ое полугодие		0,72963	0,24321	0,24321

Сбытовые надбавки гарантирующего поставщика ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для группы потребителей «Прочие потребители» на период с 1 января 2020 года составят:

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств до 670 кВт – 0,67653 руб./кВт ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт – 0,37889 руб./кВт ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не менее 10 МВт – 0,22551 руб./кВт ч.

Сбытовые надбавки гарантирующего поставщика ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для группы потребителей «Прочие потребители» на период с 1 июля 2020 года составят:

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств до 670 кВт – 0,72963 руб./кВт ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт – 0,24321 руб./кВт ч;

подгруппа с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не менее 10 МВт – 0,24321 руб./кВт ч.

Расчет сбытовых надбавок ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для группы «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» на 2020 год

№ п/п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
1.	Эталонная выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций на расчетный период регулирования (i)	$\mathcal{E}B_i^{\text{сет}}$	Руб.	6 872 414,16
2.	Выпадающие доходы ГП, связанные с установлением регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения, учитываемые при установлении сбытовых надбавок для сетевых организаций в периоде (i)	Вып_i	Руб.	30 595 723,91
3.	Неподконтрольные расходы ГП, относимые сетевые организации	$\text{НР}_i^{\text{сет}}$	Руб.	190,76
4.	Недополученные («+») или излишне полученные («-») доходы от осуществления деятельности в качестве ГП в отношении сетевых организаций за период, предшествующий базовому периоду (i-2),	$\text{Рез}_{i-2}^{\text{сет}}$	Руб.	-1 731 670,78
5.	Необходимая валовая выручка ГП для целей расчета сбытовой надбавки для сетевых организаций на расчетный период регулирования (i)	$\text{НВВ}_i^{\text{сет}}$	Руб.	35 736 658,04
6.	Объем потерь электрической энергии, приобретаемых у ГП сетевыми организациями, определенный в сводном прогнозном балансе		Млн кВт.ч	
6.1.	- в первом полугодии	$\mathcal{E}_{i,1}^{\text{пот}}$ п/г	Млн кВт.ч	19,91451
6.2.	- во втором полугодии	$\mathcal{E}_{i,2}^{\text{пот}}$ п/г	Млн кВт.ч	19,80423
7.	Величина сбытовой надбавки для сетевых организаций во 2-м полугодии 2019 г.		руб./кВт.ч	0,59662
8.	НВВ на 1 кВт.ч полезного отпуска			0,89974
9.	Величина сбытовой надбавки для группы «Сетевые организации,	$\text{НВВ}_i^{\text{сет}}/\mathcal{E}_i^{\text{пот}}$		

№ п/п.	Наименование показателя	Обозначение в Методических указаниях	Единица измерения	Расчетный период регулирования
1	2	3	4	5
	покупающие электрическую энергию для компенсации потерь»			
	- в первом полугодии 2020 года	$CH_{i,2}^{сет}$ п/г	руб./кВт.ч	0,59662
	- во втором полугодии 2020 года	$CH_{i,1}^{сет}$ п/г	руб./кВт.ч	1,20455

По расчету Комитета, сбытовая надбавка гарантирующего поставщика ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» для группы потребителей «Сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии» составит:

с 01 января 2020 года – 0,59662 руб./кВт ч;

с 01 июля 2020 года – 1,20455 руб./кВт ч.

В соответствии с величиной необходимой валовой выручки ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год к утверждению предлагаются следующие сбытовые надбавки

Наименование показателей	Величины	
	1-е полугодие 2020 года	2-е полугодие 2020 года
сбытовая надбавка для населения, руб./кВт.ч.	0,37866	1,35285
сбытовая надбавка на потери для сетевых организаций, руб./кВт.ч.	0,59662	1,20455
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей менее 670 кВт, руб./кВт.ч.	0,67653	0,72963
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей от 670 кВт до 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,37889	0,24321
сбытовая надбавка для подгруппы прочих потребителей не менее 10 Мвт, руб./кВт.ч.	0,22551	0,24321

Представитель предприятия Зайцева Е.А. выразила свое согласие с уровнем необходимой валовой выручки и размерами сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с уровнем необходимой валовой выручки и размерами сбытовых надбавок гарантирующего поставщика электрической энергии ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.1 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО

**«МРСК Центра и Приволжья» и АО «Алексинская электросетевая компания» на
2020 год**

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.,
Коновалов А.П., Филимонова И.В., Толстых Л.И., Чиркова Т.Д.**

Слушали Филимонову И.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Алексинская электросетевая компания» на 2020 год.

АО «Алексинская электросетевая компания» (далее – АО «АЭСК») вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере **162 946,55** тыс.руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - **134 500,34** тыс.руб.

Предложения комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **144 872,36** тыс.руб.

При регулировании тарифов для АО «АЭСК» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

АО «АЭСК» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, составит **4 083,53** У.Е.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017год	2018год	2019год	2020год
Заявленная мощность	МВт	18,54	16,88	16,65	15,80
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	139 441,10	141 831,34	139 495,00	134 879,90
Полезный отпуск	МВт*ч	122 275,90	124 371,84	122 317,60	117 829,90
Потери	МВт*ч	17 165,20	17 459,50	17 177,40	17 050,00
Потери	%	12,31	12,31	12,31	12,64

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. Норматив потерь на четвертый 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 12,64 % от поступления электроэнергии в сеть, в том числе по уровням: СН2 – 6,12%; НН – 12,76%, что соответствует долгосрочным параметрам, установленным на 2017 год.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке:

1. Подконтрольные расходы - 71 772,13 тыс.руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 72 012,33 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов – 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов – 0,04;

индекс изменения количества активов – 0,80 %.

Снижение по статье затрат – **3 734,08** тыс.руб.

2. Неподконтрольные расходы – 66 509,34 тыс.руб.

Отчисления в фонды социального страхования - учтены в размере 30,41% от фонда оплаты труда (в том числе 0,41% - на страхование от несчастных случаев, что по виду экономической деятельности соответствует III классу профессионального риска).

Амортизация - затраты определены исходя из балансовой стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии, в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным Общества согласно ведомости амортизации основных средств на 30 сентября 2018 года.

Расчет амортизационных отчислений по объектам основных средств, приобретенных по договору лизинга: КАМАЗ-43255-6011-28(R4); автомобиль бортовой КАМАЗ 780552 с КМУ, произведен исходя из амортизационной группы указанной в инвентарных карточках учета основных средств.

Аренда имущества

АО «Алексинская электросетевая компания» для осуществления деятельности по передаче электрической энергии использует имущество на основании договоров аренды. Обществом заключены договоры аренды № 2 и № 3 от 16.03.2004 г. с Муниципальным образованием г. Алексин и Алексинский район Тульской области РФ. Расходы на 2020 год по вышеуказанным договорам аренды АО «Алексинская электросетевая компания» не планирует.

По данной статье экспертной группой комитета учтены затраты на:

аренду земельных участков - по договорам аренды земельных участков, действующим по состоянию на 01.03.2019, с учетом кадастровой стоимости земли и процентных ставок, утвержденных решениями Собрания представителей муниципального образования Алексинский район;

финансовую аренду имущества (лизинговые платежи) – по договорам с ООО «Европлан Авто» № 1735092-ФЛ/ЕПА-17 от 04.12.2017 года и с АО «Лизинговая компания «Европлан» № 1700001-ФЛ/ТУЛ-17 от 06.10.2017 года на приобретение транспортных средств. При этом, указанные лизинговые платежи являются одним из источников финансирования инвестиционной программы АО «Алексинская электросетевая компания» на период 2017-2022 гг., утвержденной распоряжением правительства Тульской области от 27.06.2016 г. № 493-р.

Коммунальные услуги – определены исходя из фактических затрат за 2018 год с учетом ИПЦ 2019 = 1,047 и 2020=1,03 в соответствии с СЭП на 2019-2020 годы.

Налоги и платежи

«налог на землю» - принят исходя из налоговой ставки 1,5 % утвержденной решением собрания депутатов муниципального образования г. Алексин и кадастровой стоимости земельного участка;

«плата за загрязнение окружающей среды» - приняты на уровне фактически уплаченных по факту 2018 года - в соответствии с представленными налоговыми декларациями;

«транспортный налог» - принят исходя из налогооблагаемых баз и ставок по транспортным средствам, находящимся на балансе Общества, с учетом увеличения налога по транспорту, приобретаемому (в лизинг) в рамках исполнения инвестиционной программы 2019 года;

«налог на имущество» - затраты приняты по налоговой ставке 2,2% от прогнозной среднегодовой стоимости недвижимого имущества (ст. 375,380 «Налогового кодекса РФ (часть вторая)» от 05.08.2000г. № 117-ФЗ).

Прочие неподконтрольные расходы

Расходы на техническое освидетельствование электротехнического оборудования и расходы на проведение сертификационных испытаний качества электроэнергии, заявленные предприятием, не приняты в полном объеме, так как данные расходы относятся к подконтрольным расходам, и были учтены в НВВ предприятия при определении базового уровня операционных расходов на долгосрочный период регулирования 2017-2021 годов.

Капитальные вложения - приняты затраты на выполнение инвестиционной программы с учетом сроков выполнения работ в регулируемом периоде (Распоряжение правительства Тульской области от 27.06.2016 № 493-р).

Налог на прибыль - принят в соответствии с представленными налоговыми декларациями за 2018 год, в размере затрат, отнесенных по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям.

Снижение по статье затрат - **2 963,66 тыс.руб.**

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка - приняты в размере **6 590,89** тыс. руб., в том числе:

от льготного технологического присоединения к электрическим сетям (по факту 2018 года и плану на 2020 год);

«корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2018 года» - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКАф- 1,87 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ - 102,9%;

«корректировка неподконтрольных расходов, исходя из фактических значений за 2018 год» - учтены отклонения в сторону снижения - экономия средств по оплате коммунальных услуг, аренды, налогу на землю и плате за негативное воздействие на окружающую среду; в сторону увеличения - не учтенных затрат по налогам на прибыль, транспорту и имуществу;

«корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию» - затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с ООО «Алексинэнергосбыт» за 2018 год;

«корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы» - инвестпрограмма за 2018 год и 9 месяцев 2019 исполнена предприятием в полном объеме, в связи с чем, корректировка не проводится;

«корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности за 2018 год» - проведена положительная корректировка с учетом отклонений выручки на содержание электрических сетей, учтенной в тарифе от фактически полученной предприятием за 2018 год, подтвержденной актами об оказании услуг по передаче электрической энергии с ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;

«корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год» - показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием с улучшением - в сторону повышения надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим, учтена положительная корректировка необходимой валовой выручки 2020 года с учетом КНК = 1,3% к НВВ на 2018 год.

Снижение по статье затрат -11 376,45 тыс.руб.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит - 144 872,36 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь - 64 753,58 тыс. руб. - учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 17 050,00 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие - 2 888,59 руб./МВт.ч.; 2 полугодие - 4 685,51 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	764 042,41	764 041,56
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	410,61	690,09
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,63306	1,92655

Представители предприятия Толстых Л.И., Чиркова Т.Д. выразили свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Алексинская электросетевая компания» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.2 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ТОЗ-Энерго» на 2020 год

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

Слушали Филимонову И.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ТОЗ-Энерго» на 2020 год.

ООО «ТОЗ - Энерго» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере 59 **148,03** тыс. руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - **48 123,01** тыс. руб.

Предложения комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **47 557,04** тыс. руб.

При регулировании тарифов для ООО «ТОЗ - Энерго» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, составит **1 012,36** У.Е.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Заявленная мощность	МВт	5,90	10,16	11,91	11,89
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	39 399,06	68 029,55	80 011,03	80 021,18
Полезный отпуск	МВт*ч	38 559,86	66 580,35	78 219,13	78 075,58
Потери	МВт*ч	839,20	1 449,20	1 791,90	1 945,60
Потери	%	2,13	2,13	2,24	2,43

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. Норматив потерь на четвертый 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 2,43 % от поступления электроэнергии в сеть, в том числе по уровням: ВН - 2,07%; СН2 – 6,12%; НН – 7,27%, что соответствует долгосрочным параметрам, установленным на 2017 год.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

2. Подконтрольные расходы - 31 187,70 тыс.руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 31 362,18 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов – 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов – 0,03;

индекс изменения количества активов – (-) 0,47.

Снижение по статье затрат – 6 637,67 тыс.руб.

2. Неподконтрольные расходы – 16 462,84 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды - отчисления в фонды социального страхования учтены в размере 30,4% (в том числе 0,4% - на основании представленного уведомления, на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве) от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов;

Амортизация основных фондов - затраты определены исходя из балансовой стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии, по состоянию на 01.10.2019 года в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Аренда имущества

Аренда энергооборудования:

по договору с ОАО «Тульский оружейный завод» от 05.10.2015 № 148-9497 - приняты по предложению предприятия, так как величина арендной платы по договору не превышает совокупные затраты арендодателя по амортизационным отчислениям - в соответствии с максимальными сроками полезного использования имущества и налога на имущество - по налоговой ставке 2,2% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества (ст. 375,380 «Налогового кодекса РФ (часть вторая)» от 05.08.2000г. № 117-ФЗ);

по договору с ООО «ДомСтройПлюс» от 10.10.2017 г. № 202-2017/О-Р - величина арендной платы учтена из расчета суммы амортизационных отчислений в соответствии с максимальными сроками полезного использования имущества и налога на имущество - по налоговой ставке 2,2% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества (ст. 375,380 «Налогового кодекса РФ (часть вторая)» от 05.08.2000г. № 117-ФЗ);

по договору с ПАО «Керамика» от 14.08.2018 г. № 135-2018 / ПЭ-Р величина арендной платы учтена из расчета суммы амортизационных отчислений в соответствии с максимальными сроками полезного использования имущества, налога на имущество - по налоговой ставке 2,2% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества (ст. 375,380 «Налогового кодекса РФ (часть вторая)» от 05.08.2000г. № 117-ФЗ) и налога на землю - по налоговой ставке 1,5%, утвержденной решением Собрания депутатов муниципального образования Щекинский район, и кадастровой стоимости земли.

Аренда офисных помещений - приняты затраты по договорам аренды:

с АО «Серпуховский завод «Металлист» № 349/ар-18 от 26.11.2018 г. - затраты по договору приняты по предложению предприятия на уровне, учтенных на 2019 год, исходя из цены за 1 кв.м 263,46 руб. в месяц (что ниже рыночной стоимости аренды 1 кв. м в г. Серпухов);

с ООО «Щекинское «РТП» № 05-18 и № 08-18 от 01.08.2018 г. - приняты в полном объеме, так как цена 1 кв. м аренды (254 руб. и 119 руб. соответственно) по указанным договорам ниже рыночной стоимости аренды 1 кв. м. по г. Щёкино Тульской области.

Налоги и платежи

«налог на землю» - принят из расчета налоговой ставки 1,5%, утвержденной решением Собрания депутатов муниципального образования г.Новомосковск, от кадастровой стоимости земли;

«налог на имущество» - затраты приняты по налоговой ставке 2,2% от прогнозной среднегодовой стоимости недвижимого имущества (ст. 375,380 «Налогового кодекса РФ (часть вторая)» от 05.08.2000г. № 117-ФЗ).

Капитальные вложения - приняты затраты на выполнение инвестиционной программы с учетом сроков выполнения работ в регулируемом периоде (Распоряжение правительства Тульской области от 24.12.2018 № 831-р).

Налог на прибыль - принят в соответствии с представленными налоговыми декларациями за 2018 год, в размере затрат, отнесенных по данным раздельного учета к

деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям.

Снижение по статьям затрат – 4 859,82 тыс. руб.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка - приняты в размере (-) **93,50** тыс. руб., в том числе:

«корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию» - затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с ООО «Алексинэнергосбыт» за 2018 год;

«корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы» - инвестпрограмма у предприятия утверждена с 2019 года; за 9 месяцев 2019 года исполнена предприятием в полном объеме, в связи с чем, корректировка не проводится;

«корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год» - установленные показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием в пределах допустимых отклонений, в связи с этим корректировка необходимой валовой выручки не проводится.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит 47 557,04 тыс.руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 5 689,78 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 1 945,60 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие - 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	333 312,73	333 312,45
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	72,91	72,84
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,69570	0,66887

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ТОЗ-Энерго» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.3 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «МСК Энерго» на 2020 год

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

Слушали Филимонову И.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «МСК Энерго» на 2020 год .

АО «МСК энерго» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере **31 435,62** тыс.руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - **18 284,64** тыс.руб.

Предложения комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **10 629,40** тыс.руб.

При регулировании тарифов для АО «МСК энерго» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

АО «МСК энерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, составит **406,54 У.Е.**

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017год	2018год	2019год	2020год
Заявленная мощность	МВт	2,72	2,74	2,74	2,74
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	9 382,17	5 996,82	6 002,13	9 424,16
Полезный отпуск	МВт*ч	9 087,57	5 808,52	5 813,73	9 128,26
Потери	МВт*ч	294,600	188,300	188,400	295,90
Потери	%	3,14	3,14	3,14	3,14

Норматив потерь на третий 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 3,14 % от поступления электроэнергии в сеть. Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации является долгосрочным параметром регулирования, и устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять в следующем порядке.

3. Подконтрольные расходы - 3 843,31 тыс.руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 4 012,22 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,07;

индекс изменения количества активов – 0 %.

Снижение по статье затрат – **5 466,64** тыс.руб.

2. Неподконтрольные расходы – 17 709,58 тыс.руб.

Отчисления в фонды социального страхования - учтены в размере 30,4% от фонда оплаты труда (в том числе 0,4% - на страхование от несчастных случаев, что по виду экономической деятельности соответствует III классу профессионального риска).

Амортизация - затраты определены в соответствии с максимальными сроками полезного использования имущества, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность основных средств к амортизационной группе принята по данным предприятия (согласно инвентарным карточкам и ведомости амортизации основных средств на 01.10.2019 г.).

Налог на имущество - затраты приняты по налоговой ставке 2,2% от прогнозной среднегодовой стоимости недвижимого имущества (ст. 375,380 «Налогового кодекса РФ (часть вторая)» от 05.08.2000г. № 117-ФЗ).

Капитальные вложения - учтены затраты на выполнение инвестиционной программы с учетом выполнения работ в регулируемом периоде (Распоряжение Правительства Тульской области от 01.12.2016 № 1025-р).

Налог на прибыль - принят на уровне сформированного и фактически уплаченного налога за 2018 год, и отнесенного по данным раздельного учета на затраты от осуществления деятельности по передаче электрической энергии на территории Тульской области;

Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» - учтены расходы на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), оказываемые ОАО «ФСК ЕЭС». Затраты определены с учетом планируемого объёма отпуска электрической энергии (мощности) в сеть территориальной сетевой организации и тарифов на услуги ОАО «ФСК ЕЭС» на 2020 год: ставка на оплату потерь – в соответствии с прогнозными ценами коммерческого оператора оптового рынка, опубликованными на сайте 28.11.2019 года; ставка на содержание – в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 09.12.2014 № 297-э/3.

Снижение по статье затрат – **1 116,64** тыс. руб.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – приняты в размере – (-) 10 923,49 тыс. руб.,

в том числе расходы:

«корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2018 года» - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКАф– 0 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

«корректировка неподконтрольных расходов, исходя из фактических значений за 2018 год» - учтены отклонения по налогу на имущество и по оплате услуг ОАО «ФСК ЕЭС»;

«корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию» - затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми

организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

«корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы» - «корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы» - инвестпрограмма за 2018 год и 9 месяцев 2019 исполнена предприятием в полном объеме, в связи с чем, корректировка не проводится;

«корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности за 2018 год» - проведена положительная корректировка с учетом отклонений выручки на содержание электрических сетей, учтенной в тарифе от фактически полученной предприятием за 2018 год, подтвержденной актами об оказании услуг по передаче электрической энергии с ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;

«корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год» - показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием с улучшением - в сторону повышения надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим, учтена положительная корректировка необходимой валовой выручки 2020 года с учетом КНК = 1,3% к НВВ 2018 года.

Снижение по статье затрат – **14 222,95** тыс. руб.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 10 629,40 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 866,48 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 295,900 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	316 675,18	329 882,00
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	56,83	128,67
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,27092	1,24914

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «МСК Энерго» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.4 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО

**«МРСК Центра и Приволжья» и ЗАО «Узловский машиностроительный завод» на
2020 год**

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

Слушали Филимонову И.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ЗАО «Узловский машиностроительный завод» на 2020 год .

ЗАО «Узловский машиностроительный завод» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере **2 151,58** тыс.руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - **2 082,47** тыс.руб.

Предложения комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **1 866,72** тыс.руб.

При регулировании тарифов для ЗАО «Узловский машиностроительный завод» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, составит **206,93 У.Е.**

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017год	2018год	2019год	2020год
Заявленная мощность	МВт	2,74	2,74	2,74	2,74
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	3 552,87	3 552,87	3 552,88	2 886,30
Полезный отпуск	МВт*ч	3 435,27	3 435,27	3 435,28	2 790,90
Потери	МВт*ч	117,600	117,600	117,600	95,400
Потери	%	3,31	3,31	3,31	3,31

Норматив потерь на четвертый 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 3,31 % от поступления электроэнергии в сеть. 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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке:

4. Подконтрольные расходы - 1 572,70 тыс.руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:
подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 1 558,05 тыс. руб.;;
индекс потребительских цен – 103,0 %;
коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75;
индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,02;
индекс изменения количества активов – 0.
Снижение по статье затрат – **31,47** тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы - 522,69 тыс.руб.

Отчисления на социальные нужды - учтены в размере 30,6 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов;

Амортизация - приняты затраты по амортизации электрооборудования, участвующего в передаче - в соответствии с максимальными сроками полезного использования имущества, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 №1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»;

Плата (налог) за землю – затраты определены с учетом площади земельных участков, занимаемых трансформаторными подстанциями, доли полезного отпуска сторонним потребителям, налоговой ставки 1,5%, утвержденной решением Собрания депутатов муниципального образования г.Узловая, и кадастровой стоимости земли;

Налог на имущество - затраты приняты по налоговой ставке 2,2% от прогнозной среднегодовой стоимости недвижимого имущества (ст. 375,380 «Налогового кодекса РФ (часть вторая)» от 05.08.2000г. № 117-ФЗ).

Налог на прибыль – принят в размере 0 руб., так как по результатам хозяйственной деятельности за 2018 год предприятием получены убытки, и заявленная предприятием на 2020 год сумма налога по регулируемому виду деятельности не подтверждена данными раздельного учета за 2018 год.

Снижение по статье затрат – **24,72** тыс. руб.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – приняты в размере – (-)228,67 руб., в том числе:

«корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2018 года» - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКАф – 2,24 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

«корректировка неподконтрольных расходов, исходя из фактических значений за 2018 год» - учтены отрицательные отклонения по амортизации и налогам на землю, имущество и прибыль;

«корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию» - проведена отрицательная корректировка; затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

«корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год» - в связи с тем, что предприятием не достигнуто плановое значение показателя уровня надежности оказываемых услуг, проведена отрицательная корректировка НВВ 2020 года (применен понижающий коэффициент КНК= -1,3% к НВВ на 2018 год).

Снижение по статье затрат – **228,67** тыс. руб.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 866,72 тыс. руб.

1

Затраты на оплату нормативных потерь – 278,98 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 95,400 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт*ч.; 2 полугодие – 2 933,54руб./МВт*ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	56 773,72	56 773,72
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	99,83	100,09
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,77423	0,76350

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ЗАО «Узловский машиностроительный завод» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.5 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энерго – Сеть» на 2020 год

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

Слушали Филимонову И.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энерго - Сеть» на 2020 год.

ООО «Энерго-Сеть» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере **3 626,90 тыс.руб.**

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - **3 469,14 тыс.руб.**

Предложения комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **3 479,39 тыс.руб.**

При регулировании тарифов для ООО «Энерго-Сеть» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является вторым годом второго долгосрочного периода регулирования 2019-2023 годов, в

течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по оборудованию, участвующему в передаче, составит **166,25** У.Е.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017год	2018год	2019год	2020год
Заявленная мощность	МВт	3,40	3,40	3,43	3,43
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	8 127,50	8 145,00	8 290,20	8 290,20
Полезный отпуск	МВт*ч	7 802,40	7 819,20	7 816,00	7 816,00
Потери	МВт*ч	325,10	325,80	474,200	474,200
Потери	%	4,00	4,00	5,72	5,72

Норматив потерь на 2020 год долгосрочного периода 2019-2023 годов составит 5,72 % от поступления электроэнергии в сеть. 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.

ООО «Энерго-Сеть» применяет упрощенную систему налогообложения, в связи с чем, при расчете экономически обоснованных расходов Общества учитывалась стоимость товаров (услуг) с НДС.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

5. Подконтрольные расходы - 2 240,22 тыс.руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 2 219,36 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов – 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов – 0,02;

индекс изменения количества активов – 0.

Снижение затрат по статье – **8,70** тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы - 1 320,61 тыс.руб.

Отчисления на социальные нужды – учтены в размере 30,4 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов;

«**Аренда имущества**» – расходы учтены в соответствии с представленным договорами аренды с ИП Ашпиным Н.А., в том числе:

Аренда энергооборудования – величина арендной платы по договору от 08.04.2016 № 1 (срок действия договора – до 08.04.2021 г.) учтена с учетом:

амортизационных отчислений – в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской

Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»;

расходов на оплату земельного налога, уплаченного за 2018 год.

Аренда офисного помещения – затраты договору от 29.12.2015 № 3 приняты в пределах рыночной стоимости аренды 1 кв. м. по г.Туле, что соответствует стоимости арендной платы, учитываемой в тарифе предприятия с 2016 года.

«Электроэнергия на хозяйственные нужды» - затраты на оплату электрической энергии, приобретаемой на коммунальные нужды, приняты с учетом ИПЦ 2019=1,047 и 2020=1,03 (прогноз СЭР на 2019, 2020 годы) к факту 2018 года.

«Налог на прибыль» - не принят в полном объеме, так как по данным отдельного бухгалтерского учета за 2018 год от осуществления деятельности по передаче электрической энергии предприятием получен убыток.

Снижение по статье затрат – 57,37 тыс.руб.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – приняты в размере – **(-) 81,44 руб.**, в том числе:

«корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2018года» - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКАФ – 0 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

«корректировка неподконтрольных расходов, исходя из фактических значений за 2018 год» - положительные корректировки не проведены комитетом, так как не заявлены предприятием;

«корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию» - проведена отрицательная корректировка; затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

«корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год» - установленные показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием в пределах допустимых отклонений, в связи с этим корректировка необходимой валовой выручки не проводится.

Снижение по статьям затрат – **81,44** тыс. руб.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 3 479,39 тыс. руб. (с НДС).

Затраты на оплату нормативных потерь – 1 664,02 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 474,200 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие - 3 497,98руб./МВт.ч.; 2 полугодие - 3 520,25 руб./МВт.ч. (с НДС)

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

с НДС

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	84 532,56	84 534,01
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	215,44	210,43
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,66754	0,64887

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энерго – Сеть» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.6 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ПромэнергоСбыт» на 2020 год

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

Слушали Шалик С.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ПромэнергоСбыт» на 2020 год.

Тарифы для предприятия на 2018 год были установлены из расчета НВВ - 276 620,78 тыс.руб.

ООО «ПромЭнергоСбыт» представило материалы на утверждение тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 гг.

В ходе проведения экспертизы в адрес Комитета Тульской области по тарифам ООО «ПромЭнергоСбыт» были дополнительно направлены уточненные предложения об установлении индивидуальных тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере 427 300,33 тыс. руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - 302 538,11 тыс. руб.

При регулировании тарифов для ООО «ПромЭнергоСбыт» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, максимальная возможная корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая с учетом достижения установленного уровня надежности и качества услуг, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Оборудование, эксплуатируемое ООО «ПромЭнергоСбыт» на праве собственности и на праве договоров аренды, полностью используется для передачи электрической энергии сторонним потребителям.

Следует отметить что ООО «ПромЭнергоСбыт» соответствует критериям отнесения к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184.

Плановый объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию на 2020 год составляет 8 212,19 у.е., Плановый объем условных единиц на 2020 год принят экспертной группой на уровне фактического объема условных единиц по состоянию на 30.06.2019 г.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Поступление электроэнергии в сеть	МВт*ч	279979,25	279979,25	276 730,50	279 644,00
Полезный отпуск электрической энергии	МВт*ч	238150,35	238150,35	235 387,00	237 865,20
Потери	МВт*ч	41828,90	41828,90	41 343,50	41 778,80
Потери, в т.ч.	%	14,94	14,94	14,94	14,94
СН II		7,84	7,84	7,84	7,84
НН		12,76	12,76	12,76	12,76
Заявленная мощность	МВт	33,66	33,52	32,42	32,19

Уровни потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ООО «ПромЭнергосбыт» сторонним потребителям на 2020 год составляют: на среднем напряжении второго уровня – 7,84 %; на низком уровне напряжения – 12,76 %.

Экспертная группа произвела расчет подконтрольных расходов ООО «ПромЭнергосбыт» на 2020 год. Предлагается принять подконтрольные расходы четвертого года долгосрочного периода регулирования в размере 116816,73 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

подконтрольные расходы, учтенные в третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - 110279,88 тыс. руб.,

индекс потребительских цен, определенный на 2020 год - 103,0%,

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75

количество условных единиц в 2019 году - 7 704,61 УЕ

количество условных единиц в 2020 году - 8 212,19 УЕ

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,02

Снижение 7938,99 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования определяются методом экономически обоснованных расходов. На 2020 год неподконтрольные расходы принимаются в размере 207 800,34 тыс.руб.

По расчету экспертной группы расходы Общества по статье «**Отчисления на социальные нужды**» на 2020 год составляют 20 670,63 тыс. руб. Расходы определены исходя из фонда оплаты труда, рассчитанного на 2020 год и страховых тарифов на обязательное пенсионное, социальное и медицинское страхование (30 %) и страхового тарифа на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,56 %).

Снижение 1 404,79 тыс. руб.

Расходы по статье «**Амортизация основных средств**» в 2020 году, экспертной группой определены исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии, находящихся на балансе Общества по состоянию на 30.06.2019 г., и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств.

Снижение 4 760,16 тыс. руб.

По статье **«аренда имущества»** экспертной группой учтена амортизация электросетевого оборудования по договору аренды от 26.06.18 № 44-Д/16-03 (в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»).

Экспертная группа расходы на аренду офиса на 2020 год, определила исходя из арендной платы по действующему договору от 01.03.2009 № 01/03/09-А с ЗАО «Ренесанс Индустриал-Компани» (в пределах рыночной стоимости аренды 1 кв. м площади аналогичных помещений в г. Новомосковск Тульской области, определенную на основании данных маркетингового исследования).

Снижение 1 612,29 тыс. руб.

Услуги сторонних организаций по Регулируемым видам деятельности:

«коммунальные услуги с тепловой энергией» расходы определены исходя их фактических объемов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета, и утвержденных тарифов.

«электроэнергия соб. нужды» расходы определены исходя их фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета, и ИПЦ (1,046 - 2018 год к 2019 году, 1,03 - 2019 год к 2020 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Минэкономразвития России Российской Федерации на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 гг. от 24 сентября 2019 г.

Снижение 146,25 тыс. руб.

Налоги в т.ч.: налог на землю, плата за загрязнение окружающей среды, транспортный налог, приняты на уровне фактических затрат ООО «ПромЭнергоСбыт» за 2018 год подтвержденных данными бухгалтерского учета;

Экспертной группой расходы по **«налогу на имущество»** на 2020 год определены исходя из остаточной стоимости имущества, относимого на услуги по передаче электрической энергии, на 2020 год и налоговой ставки 2,2 %;

«налог на прибыль» принят на уровне фактического налога на прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии и от оказания услуг по технологическому присоединению, подтвержденный данными БУ, за 2018 год в соответствии с п. 20 Основ ценообразования.

«госпошлина» исключена, как необоснованная, так как госпошлина за государственную регистрацию права на недвижимое имущество и сделок с ним может быть отнесена на увеличение фактических затрат по приобретению основных средств.

Снижение по налогам 389,09 тыс. руб.

ООО «ПромЭнергоСбыт» не планирует на 2020 год расходы на **«капитальные вложения»**.

Распоряжением Правительства Тульской области от 27.10.2017 г. № 688-р «Об утверждении инвестиционной программы Общества с ограниченной ответственностью «ПромЭнергоСбыт» на 2017-2021 годы» утверждена инвестиционная программа для ООО «ПромЭнергоСбыт» на 2020 год в объеме 91 376 тыс. руб. с НДС

Источником финансирования инвестиционной программы в полном объеме являются амортизационные отчисления.

Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» - учтены расходы на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), оказываемые ОАО «ФСК ЕЭС» (договор от 21.06.2019 г. № 1549/П). Затраты определены с учетом планируемого объема отпуска электрической энергии (мощности) в сеть территориальной сетевой организации и тарифов на услуги ОАО «ФСК ЕЭС» на 2020 год: ставка на оплату потерь – в соответствии с прогнозными ценами коммерческого оператора оптового рынка, опубликованными на сайте 28.11.2019 года;

ставка на содержание – в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 09.12.2014 № 297-э/3.

Снижение 41,55 тыс. руб.

Расходы, связанные с обслуживанием заемных средств исключены, как экономически необоснованные.

Снижение 909,91 тыс. руб.

Экспертной группой **выпадающие доходы от льготного технологического присоединения**, предусмотренные п. 87 Основ ценообразования, включены в необходимую валовую выручку ООО «ПромЭнергоСбыт» на 2020 год в размере 46 980,56 тыс. руб. в т.ч.:

фактические льготные технологические присоединения за 2018 8 374,50 тыс. руб.;

плановые технологические присоединения до 15 кВт 21 194,82 тыс. руб.;

плановые технологические присоединения от 15 кВт до 150 кВт 17 411,24 тыс. руб.;

Снижение 28 380,47 тыс. руб.

Экспертной группой **расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка** выявленных по итогам 2018 года, определены в следующем порядке:

корректировка подконтрольных расходов за 2018 год в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов составляет 1 174,75 тыс. руб. произведена с учетом изменения количества условных единиц оборудования и уровня инфляции;

корректировка неподконтрольных расходов 16 335,95 тыс. руб. (учтены отклонения по налогам: на прибыль, землю, имущество, транспорт, окруж. среда, отчислениям, аренде имущества, прочим расходам);

корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности ООО «ПромЭнергоСбыт» за 2018 год не проводится (основания акты об оказании услуг по передаче электрической энергии с ПАО «МРСК Центра и Приволжья»);

корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (-13 602,08) тыс. руб. (затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год, акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год, акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год, счета - фактуры с ООО «НЭСК» на покупку электроэнергии для целей компенсации потерь в сетях за 2018 год;

корректировка необходимой валовой выручки ООО «ПромЭнергоСбыт», осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, на 2020 год (-498,97) тыс. руб.

В соответствии с распоряжением правительства Тульской области от 26.07.2016 № 625-р, плановый объем финансирования инвестиционной программы ООО «ПромЭнергоСбыт» на 2018 г. определен в размере 77 437,29 тыс. руб. (без НДС). Фактический объем финансирования инвестиционной программы ООО «ПромЭнергоСбыт» за 2018 год, в соответствии с информацией об исполнении инвестиционной программы за 2018 год, представленной Министерством промышленности и топливно-энергетического комплекса Тульской области составил 76 938,32 тыс. руб. (без НДС).

Плановый объем финансирования инвестиционной программы ООО «ПромЭнергоСбыт» на 1-3 квартал 2019 г. определен в размере 58 449,17 тыс. руб. (без НДС) Фактический объем финансирования инвестиционной программы за 1-3квартал 2019 год, в соответствии с информацией, представленной Министерством промышленности и топливно-энергетического комплекса Тульской области, составил 58 565,83 тыс. руб. (без НДС) Таким образом имеет место перевыполнение плана 3-х кварталов на 0,2%

(отклонения фактического исполнения инвестиционной программы организации в 1-3 кварталах 2020 г. менее 10% от плановых показателей), значит корректировка в связи с изменением (неисполнением) за указанный период не выполняется.

Экспертная группа провела оценку достижения показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг по 2018 году и пришла к выводу, что плановое значение показателя средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии – достигнуто со значительным улучшением, а значение показателя уровня качества оказываемых услуг - достигнуто. На основании вышеизложенного, корректировка в сторону увеличения необходимой валовой выручки ООО «ПромЭнергоСбыт» на 2020 год с учетом надежности и качества реализуемых услуг составляет 1,3% от НВВ 2018 (3 596,07 тыс. руб.)

Снижение по корректировкам: 49 484,45 тыс. руб.

Необходимая валовая выручка на содержание сетей на 2020 год составит: 331 622,79 тыс. руб.

Снижение: 95 677,53 тыс. руб.

В составе тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь в размере 137 933,24 тыс. руб. исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 41 778,80 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: 1 полугодие – 3 030,38 руб./МВт.ч.; 2 полугодие - 3 574,15 руб./МВт.ч.

На рассмотрение Правления комитета выносятся тарифы с календарной разбивкой без НДС:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	858 385,26	858 622,04
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	532,26	627,77
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,92237	2,02600

Представители предприятия Ставцев А.В., Полякова Н.В. выразили свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Промэнергосбыт» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.7 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области на 2020 год

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

Слушали Шалик С.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области на 2020 год.

ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области представило материалы и вышло с предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии на очередной 2020 год долгосрочного периода регулирования 2017-2021 из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере 2 180,73 тыс.руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - 1 822,80 тыс.руб.

При регулировании тарифов для ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Следует отметить что ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области соответствует критериям отнесения к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184.

Плановый объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию на 2020 год составляет 182,01 у.е., что соответствует плановому объему условных единиц на 2019 год.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Поступление электроэнергии в сеть	МВт*ч	15 244,44	15 844,44	18 636,91	21 188,10
Полезный отпуск электрической энергии	МВт*ч	15 175,84	15 773,14	18 553,21	21 092,70
Потери	МВт*ч	68,60	71,30	83,70	95,40
Потери	%	0,45	0,45	0,45	0,45
Заявленная мощность	МВт	3,01	3,01	3,03	3,03

Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ФКУ «ИК-4 УФСИН России по Тульской области» сторонним потребителям на 2020 год на среднем напряжении второго уровня составляет 0,45 %.

Экспертная группа произвела расчет **подконтрольных расходов** ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области на 2020 год. Предлагается принять подконтрольные расходы четвертого года долгосрочного периода регулирования в размере – 1775,7 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

подконтрольные расходы, учтенные во третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - 1777,3 тыс. руб.,

индекс потребительских цен, определенный на 2020 год - 103,0%,

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75

количество условных единиц в 2019 году - 182,01 УЕ

количество условных единиц в 2020 году - 182,01 УЕ
индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,03
Снижение 72,69 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования определяются методом экономически обоснованных расходов. Неподконтрольные расходы на 2020 год принимаются в размере 302,37 тыс. руб.

Расходы по статье «**Социальные отчисления с фонда оплаты труда**» определены исходя из фонда оплаты труда, рассчитанного экспертами на 2020 год, и страховых тарифов на обязательное пенсионное, социальное и медицинское страхование (30 %) и страхового тарифа на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,21 %).

Снижение 15,4 тыс. руб.

Документальное подтверждение фактических расходов на уплату налога на прибыль за 2018 год, отнесенных на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии сторонним потребителям, Учреждением не представлено.

По расчету экспертной группы расходы предприятия на уплату «**Налога на прибыль**» на 2020 год, относимые на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям, равны нулю и определены в соответствии с п. 20 Основ ценообразования на уровне фактических расходов за 2018 год.

Снижение 14,57 тыс. руб.

ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области расходы, связанных с компенсацией незапланированных расходов и полученного избытка, выявленных по итогам 2018 года не заявило.

Экспертной группой произведена корректировка подконтрольных расходов за 2018 год в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов в размере (-231,63) тыс. руб. с учетом изменения количества условных единиц оборудования и уровня инфляции;

корректировка неподконтрольных расходов составляет (-14,20) тыс. руб. (учтены отклонения по отчислениям на социальные нужды и налогу на прибыль).

Экспертная группа провела оценку достижения показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг по 2018 году и пришла к выводу, что плановые значения этих показателей – достигнуты предприятием. В связи с этим корректировка необходимой валовой выручки ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области на 2020 год с учетом надежности и качества реализуемых услуг не производится.

Необходимая валовая выручка на содержание сетей на 2020 год составит: 1832,24 тыс. руб.

Снижение 348,49 тыс. руб.

В составе тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь в размере 334,77 тыс. руб. исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 95,40 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: 1 полугодие -3 497,97 руб./МВт.ч.; 2 полугодие - 3 520,25 руб./МВт.ч

На рассмотрение Правления комитета выносятся тарифы с календарной разбивкой без НДС:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	50 391,64	50 391,64
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	15,75	15,99
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,10262	0,10285

Предприятие выразило письменное согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.8 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ПАО «Октава» на 2020 год

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

Слушали Шалик С.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ПАО «Октава» на 2020 год.

ПАО «Октава» представило материалы и вышло с предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии на очередной 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере 926,61 тыс.руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - 841,21 тыс.руб.

При регулировании тарифов для ПАО «Октава» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

ПАО «Октава» осуществляет передачу электрической энергии сторонним потребителям и для собственного потребления.

Следует отметить что ПАО «Октава» соответствует критериям отнесения к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184.

Плановый объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию на 2020 год составляет 55,88 у.е., что соответствует плановому объему условных единиц на 2019 год и фактическому объему за 2018 год.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой России, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Поступление электроэнергии в сеть	МВт*ч	3 160,98	3 160,98	3 159,60	3 159,71
Полезный отпуск электрической энергии	МВт*ч	3 031,38	3 031,38	3 030,00	3 030,11
Потери	МВт*ч	129,60	129,60	129,60	129,60
Потери	%	4,10	4,10	4,10	4,10
Заявленная мощность	МВт	0,65	0,65	0,65	0,65

Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ПАО «Октава» сторонним потребителям на среднем напряжении второго уровня на 2020 год составляет 4,1 %.

Экспертная группа произвела расчет **подконтрольных расходов** ПАО «Октава» на 2020 год. Предлагается принять подконтрольные расходы третьего года долгосрочного периода регулирования в размере – 721,46 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

подконтрольные расходы, учтенные во третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - 707,52 тыс. руб.,

индекс потребительских цен, определенный на 2020 год - 103,0%,

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75

количество условных единиц в 2019 году - 55,88 УЕ

количество условных единиц в 2020 году - 55,88 УЕ

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,01

Снижение 13,95 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования определяются методом экономически обоснованных расходов. На 2020 год неподконтрольные расходы принимаются в размере 185,92 тыс. руб.

Расходы по статье «**Социальные отчисления с фонда оплаты труда**» ПАО «Октава» определены исходя из фонда оплаты труда, рассчитанного экспертной группой на 2020 год, и страховых тарифов на обязательное пенсионное, социальное и медицинское страхование (30 %) и страхового тарифа на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,6 %).

Снижение 5,28 тыс. руб.

Затраты по статье «**Амортизация**» приняты по предложению предприятия. Планируемые Обществом амортизационные отчисления на 2020 год не превышают амортизационные отчисления, рассчитанные исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы.

ПАО «Октава» расходы, связанных с компенсацией незапланированных расходов и полученного избытка, выявленных по итогам 2018 года не заявило. Экспертной группой **расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка выявленных по итогам 2018 года**, определены в следующем порядке:

корректировка подконтрольных расходов за 2018 год в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов составляет (-5,27) тыс. руб. произведена с учетом изменения количества условных единиц оборудования и уровня инфляции;

корректировка неподконтрольных расходов составляет (-2,10) тыс. руб.; (учтены отклонения по амортизации и налогу на прибыль);

корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию составляет (-35,34) тыс. руб. (затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго

Тула» за 2018 год, ведомости потребления электрической энергии за каждый месяц 2018 года.);

В связи с отсутствием у предприятия утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы корректировка необходимой валовой выручки ПАО «Октава» в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы не проводится.

Экспертная группа провела оценку достижения показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг по 2018 году и пришла к выводу, что плановые значения этих показателей – достигнуты предприятием с учетом допустимых отклонений, в связи с этим корректировка необходимой валовой выручки ПАО «Октава» на 2020 год с учетом надежности и качества реализуемых услуг не производится.

Необходимая валовая выручка на содержание сетей на 2020 год составит: 864,67 тыс. руб.

Снижение 61,94 тыс. руб.

В составе тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь в размере 378,98 тыс. руб. исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 129,60 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: 1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие - 2 933,54 руб./МВт.ч.

На рассмотрение Правления комитета выносятся тарифы с календарной разбивкой без НДС:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	110 853,85	110 856,41
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	124,68	125,47
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,41003	0,41083

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ПАО «Октава» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.9 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ПромТехноПарк» на долгосрочный период регулирования 2020 – 2024 гг.

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

Слушали Шалик С.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом

«Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ПромТехноПарк» на долгосрочный период регулирования 2020 – 2024 гг.

ООО «ПромТехноПарк» представило материалы на утверждение тарифов на услуги по передаче электроэнергии на долгосрочный период 2020-2024 гг.

В ходе проведения экспертизы в адрес Комитета Тульской области по тарифам ООО «ПромТехноПарк» были дополнительно направлены уточненные предложения об установлении индивидуальных тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере 9 352,79 тыс.руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - 3 907,67 тыс. руб.

При регулировании тарифов для ООО «ПромТехноПарк» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является первым годом второго долгосрочного периода регулирования 2020-2024 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

ООО «ПромТехноПарк» осуществляет передачу электрической энергии как сторонним потребителям, так и для собственного потребления.

Следует отметить что ООО «ПромТехноПарк» соответствует критериям отнесения к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184.

Плановый объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию на 2020 год составляет 814,86 у.е., что соответствует фактическому объему условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию за 2018 год.

Рост количества активов на 2020 год по сравнению с количеством активов утвержденным на 2019 год связан с исправлением технической ошибки.

Планируемые объемы электрической энергии, передаваемой ООО «ПромТехноПарк» сторонним потребителям, на 2020 год составляют 94,02 % от общего объема полезного отпуска.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Поступление электроэнергии в сеть	МВт*ч	29 325,58	30 221,82	30 221,80	30 473,75
Полезный отпуск электрической энергии	МВт*ч	27 686,28	28 532,42	28 532,40	28 943,95
Потери	МВт*ч	1 639,3	1 689,40	1 689,40	1 529,80
Потери	%	5,59	5,59	5,59	5,02
Заявленная мощность	МВт	3,72	3,73	3,73	3,73

Норматив потерь на первый 2020 год долгосрочного периода 2020-2024 годов составит 5,02 % от поступления электроэнергии в сеть. Указанный норматив определен как минимальное значение из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по

электрическим сетям для соответствующей группы ТСО на соответствующем уровне напряжения, утвержденного приказом Минэнерго России от 26 сентября 2017 г. № 887, и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям за последний истекший 2018 год (по отчетным данным предприятия по форме № 46 (передача)). 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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке:

Подконтрольные расходы на 2020 год (базовый год долгосрочного периода регулирования) определены методом экономически обоснованных затрат и составляют 3 429,93 тыс. руб., в том числе:

Расходы по статье **«Вспомогательные материалы»** определены экспертной группой комитета исходя из фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета и относимых на услуги по передаче э/э, с учетом ИПЦ (1,047 - 2018 год к 2019 году 1,03 - 2019 год к 2020 году) и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (94,02 %).

Снижение 4,73 тыс. руб.

Фонд **«оплаты труда»** определен пропорционально доле полезного отпуска сторонним потребителям – 94,02%. Численность персонала – 5,79 ед., (принята по предложению предприятия и не превышает нормативную численность, рассчитанную экспертной группой); среднемесячная заработная плата в месяц на 1 работника составляет 29 344,44 руб./мес. (на уровне среднемесячной заработной платы аналогичных профильных территориальных сетевых организаций Тульской области на 2019 год с учетом ИПЦ на 2020 год 1,03)

Снижение 2051,11 тыс. руб.

Расходы на **Ремонт основных фондов** определены исходя из величины ремонтных работ в соответствии с Программой ремонтного обслуживания ООО «ПромТехноПарк» на 2020 год и доли полезного отпуска сторонним потребителям в общем объеме полезного отпуска на 2020 год (94,02 %).

Снижение 44,62 тыс. руб.

Расходы на **«Услуги сторонних организаций по нерегулируемым видам деятельности»**(работы и услуги производственного характера, расходы на связь, расходы на охрану и пожарную безопасность, расходы на информационное обслуживание, консультационные и юридические услуги, расходы на аудит, обеспечение нормальных условий труда и ТБ, расходы на командировки, расходы на обучение, расходы на страхование) рассчитанные на основании п. 31 Основ ценообразования и определены исходя из фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета, и ИПЦ (1,046 - 2018 год к 2019 году, 1,03 - 2019 год к 2020 году) и доли полезного отпуска сторонним потребителям в общем объеме полезного отпуска на 2020 год (94,02 %).

Снижение 387,9 тыс. руб.

Прочие расходы (энергия на хозяйственные нужды) определены исходя из фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета и относимых на услуги по передаче э/э, с учетом ИПЦ (1,046 - 2018 год к 2019 году, 1,03 - 2019 год к 2020 году) и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (94,02 %). Так как, Предприятием не представлено обоснование необходимости роста общехозяйственных расходов на 2020 год по сравнению с утвержденными на 2019 год в 9,53 раз, общехозяйственные расходы рассчитаны исходя из утвержденных на 2019 год расходов, увеличенных на ИПЦ (1,03 - 2019 год к 2020 году).

Снижение 895,12 тыс. руб.

Выплаты социального характера определены исходя из фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета и относимых на услуги по передаче э/э, с учетом ИПЦ (1,046 - 2018 год к 2019 году, 1,03 - 2019 год к 2020 году) и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (94,02 %).

Снижение 2,01 тыс. руб.

Базовый уровень подконтрольных расходов на долгосрочный период регулирования 2020-2024, определенный методом сравнения аналогов составляет 3 429,93 тыс. руб.

Значение индекса эффективности подконтрольных расходов ООО «ПромТехноПарк» составляет 2,0%.

Величина эффективного уровня подконтрольных расходов составляет 3 429,93 тыс. руб.

Базовый уровень ОПР определяется в 70% доле от базового уровня ОПР, определенного методом экономически обоснованных затрат (в соответствии с приказом ФСТ России от 17 февраля 2012 г. № 98-э) и в 30% доле от уровня эффективных ОПР определенного методом сравнения аналогов (в соответствии с приказом ФСТ от 18 марта 2015 г. № 421-э):

$0,7 * 3\,429,93 \text{ тыс. руб.} + 0,3 * 3\,429,93 \text{ тыс. руб.} = 3\,429,93 \text{ тыс. руб.}$

Неподконтрольные расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования определяются методом экономически обоснованных расходов. Экспертной группой на 2019 год неподконтрольные расходы принимаются в размере 1 574,31 тыс. руб.

Экспертами расходы по статье **«Социальные отчисления с фонда оплаты труда»** определены исходя из фонда оплаты труда, рассчитанного на 2020 год и страховых тарифов на обязательное пенсионное, социальное и медицинское страхование (30 %) и страхового тарифа на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,2 %)

Снижение 619,44 тыс. руб.

Затраты по статье **«Амортизация основных средств»** экспертной группой принимаются исходя из величины амортизационных отчислений основных средств, участвующих в передаче электрической энергии, на 2020 год, максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, и доли полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям в общем объеме полезного отпуска на 2020 год (94,02 %).

Снижение 229,42 тыс. руб.

«Сбор и вывоз мусора» расходы определены исходя из фактических объемов за каждое полугодие 2018 года и тарифов, утвержденных на 2020 год и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (94,02 %).

Снижение 0,31 тыс. руб.

По статье **«Вода и стоки»** расходы определены исходя из фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета и относимых на услуги по передаче э/э, с учетом ИПЦ (1,047 - 2018 год к 2019 году, 1,03 - 2019 год к 2020 году) и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (94,02 %)

Снижение 1,67 тыс. руб.

«Плата за землю» расходы определены на уровне фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета и относимых на услуги по передаче электрической энергии, и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (94,02 %).

Снижение 14,97 тыс. руб.

«Транспортный налог» расходы определены на уровне фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета и относимых на услуги по передаче электрической энергии, и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (94,02 %).

Снижение 0,07 тыс. руб.

«Налог на имущество» расходы определены исходя из фактических расходов ООО «ПромТехноПарк», подтвержденных данными бухгалтерского учета и относимых на деятельность по передаче электрической энергии, в 2018 году и доли полезного отпуска сторонним потребителям в общем объеме полезного отпуска на 2020 год (94,02 %)

Снижение 5,83 тыс. руб.

«Прочие налоги» затраты исключены, как необоснованные и документально не подтвержденные.

Снижение 1,09 тыс. руб.

Расходы по статьям «Прочие услуги» (услуги банков) и «Энергия на хозяйственные нужды» учтены в составе подконтрольных расходов.

Снижение 291,65 тыс. руб.

По расчету экспертной группы расходы Общества на уплату «налога на прибыль» на 2020 год, относимые на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям, равны нулю и определены в соответствии с п. 20 Основ ценообразования на уровне фактических расходов за 2018 год.

Снижение 6,43 тыс. руб.

ООО «ПромТехноПарк» расходы, связанных с компенсацией незапланированных расходов и полученного избытка, выявленных по итогам 2018 года не заявило.

Экспертной группой произведена корректировка подконтрольных расходов за 2018 год в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов в размере (-18,89) тыс. руб. с учетом изменения количества условных единиц оборудования и уровня инфляции.

Экспертная группа провела оценку достижения показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг по 2018 году и пришла к выводу, что плановое значение показателей качества и надежности достигнуто с учетом допустимых отклонений. В связи с этим корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества реализуемых услуг не производится.

Необходимая валовая выручка на содержание сетей на 2020 год составит: 4 777,54 тыс. руб.

Снижение: 4 575,25 тыс. руб.

В составе тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь в размере 4 473,54 тыс. руб. исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 1529,80 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: 1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч.

На рассмотрение Правления комитета выносятся тарифы с календарной разбивкой без НДС:

№ п/п	Наименование сетевой организации	двухставочный тариф		одноставочный тариф
		Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях	
		руб./Мвт. в месяц	руб./Мвт.ч	
1.	ООО «ПромТехноПарк»			
	с 01.01.2020 года	106 736,82	154,07	0,31913
	с 01.07.2020 года	106 736,82	155,05	0,32011
	с 01.01.2021 года	108 771,22	160,74	0,32895
	с 01.07.2021 года	108 771,22	160,74	0,32895
	с 01.01.2022 года	110 684,54	167,17	0,33834
с 01.07.2022 года	110 684,54	167,17	0,33834	

	с 01.01.2023 года	113 464,48	173,86	0,34932
	с 01.07.2023 года	113 464,48	173,86	0,34932
	с 01.01.2024 года	115 476,54	180,81	0,35939
	с 01.07.2024 года	115 476,54	180,81	0,35939

**НВВ сетевой организаций на долгосрочный период регулирования
(без учета оплаты потерь)**

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	НВВ сетевых организаций без учета потерь
			тыс.руб.
1.	ООО «ПромТехноПарк»	2020	4 777,54
		2021	4 868,60
		2022	4 954,24
		2023	5 078,67
		2024	5 168,73

ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, В ОТНОШЕНИИ КОТОРЫХ ТАРИФЫ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ УСТАНОВЛИВАЮТСЯ НА ОСНОВЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Наименование сетевой организации	Год	Базовый уровень подконтр. расходов	Индекс эффект -ти подконтр. Расходов	Коэфф-ент эластичности подконтр. расх. по кол-ву активов	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии (уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям)	Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)		Уровень качества реализуемых товаров (услуг)
						Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi), час.	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi), шт..	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (Птпр)
		млн. руб.	%	%	%			
ООО «ПромТехноПарк»	2020	3, 42993	2,0	75	5,02	0,0	0,0	1,0
	2021	x	2,0	75	x	0,0	0,0	1,0
	2022	x	2,0	75	x	0,0	0,0	1,0
	2023	x	2,0	75	x	0,0	0,0	1,0
	2024	x	2,0	75	x	0,0	0,0	1,0

Предприятие ознакомлено с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ПромТехноПарк» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.10 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» на 2020 год

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

Слушали Шалик С.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» на 2020 год.

АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» представило материалы и вышло с предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии на очередной 2020 год долгосрочного периода регулирования 2018-2022 из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере 1 611,46 тыс. руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - 1549,21 тыс.руб.

При регулировании тарифов для АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является третьим годом долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» осуществляет передачу электрической энергии сторонним потребителям и для собственного потребления.

Следует отметить что АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» соответствует критериям отнесения к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184.

Плановый объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию на 2020 год составляет 180,65 у.е., что соответствует плановому объему условных единиц на 2019 год и фактическому объему за 2018 год.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках

Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой России, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Поступление электроэнергии в сеть	МВт*ч	7 792,19	9 893,94	6 178,80	7 475,60
Полезный отпуск электрической энергии	МВт*ч	7 480,50	9 502,14	5 934,0	7 179,20
Потери	МВт*ч	311,69	391,80	244,80	296,40
Потери	%	4,0	3,96	3,96	3,96
Заявленная мощность	МВт	5,84	5,84	5,84	5,84

Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» сторонним потребителям на 2020 год составляет 3,96 %.

Экспертная группа произвела расчет **подконтрольных расходов** АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» на 2020 год. Предлагается принять подконтрольные расходы третьего года долгосрочного периода регулирования в размере – 1393,64 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

подконтрольные расходы, учтенные во втором периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - 1366,71 тыс. руб.,

индекс потребительских цен, определенный на 2020 год - 103,0%,

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75

количество условных единиц в 2019 году - 180,65 УЕ

количество условных единиц в 2020 году - 180,65 УЕ

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,01

Снижение 13,46 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования определяются методом экономически обоснованных расходов. Неподконтрольные расходы на 2020 год принимаются в размере 184,06 тыс. руб.

Расходы по статье «**Социальные отчисления с фонда оплаты труда**» АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» определены исходя из фонда оплаты труда, рассчитанного экспертной группой на 2020 год, и страховых тарифов на обязательное пенсионное, социальное и медицинское страхование (30 %) и страхового тарифа на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (2,01 %).

Снижение 6,78 тыс. руб.

«**Амортизационные отчисления**» на 2020 год рассчитаны экспертами исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (20,82 %).

Снижение 11,82 тыс. руб.

Экспертной группой расчет расходов по «**Налог на имущество**» произведен исходя из прогнозной среднегодовой стоимости налогооблагаемого имущества на 2020 год, налоговой ставки 2,2 % и доли полезного отпуска сторонним потребителям в общем объеме полезного отпуска на 2020 год (20,82 %).

Снижение 0,64 тыс. руб.

«**Налог на прибыль**» определен экспертной группой в соответствии с п. 20 Основ ценообразования на уровне фактических расходов за 2018 год.

Снижение 1,05 тыс. руб.

АО «Машиностроительный завод «Штамп им. Б.Л. Ванникова» расходы, связанных с компенсацией незапланированных расходов и полученного избытка, выявленных по итогам 2018 года не заявило.

Экспертной группой произведена корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию в размере (- 170,75) тыс. руб. (затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год, ведомости потребления электрической энергии за каждый месяц 2018 года.);

Экспертная группа провела оценку достижения показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг по 2018 году и пришла к выводу, что плановые значения этих показателей – достигнуты предприятием. В связи с этим корректировка необходимой валовой выручки АО «Машиностроительный завод «Штамп им. Б.Л. Ванникова» на 2020 год с учетом надежности и качества реализуемых услуг не производится.

Необходимая валовая выручка на содержание сетей на 2020 год составит **1 406,95** тыс. руб.

Снижение 204,51 тыс. руб.

В составе тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь в размере 866,75 тыс. руб. исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 296,40 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: 1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч.

На рассмотрение Правления комитета выносятся тарифы с календарной разбивкой без НДС:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	20 076,48	20 076,20
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	120,35	121,11
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,31632	0,31709

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.11 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Солерс» на 2020 год

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

Слушали Шашок Л.А., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Солерс» на 2020 год.

Письмом от 30.04.2019 № 30-04/19-1 «Солерс» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей **24 052,52** тыс. руб.

Письмом от 05.12.2019 № 05-12/19-1 предприятие направило скорректированное предложение по размерам тарифа на услуги по передаче исходя из необходимой валовой выручки на содержание сетей **28 698,24** тыс. руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ – **12 760,86** тыс. руб.

Предложение комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **12 027,45** тыс. руб.

При регулировании тарифов для ООО «Солерс» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом первого долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по сетевому оборудованию составит **783,27 У.Е.**

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2018 год план	2018 год факт	2019 год план	2020 год предложение предприятия	2020 год предложение комитета
Поступление в сеть	МВт*ч	29 091,42	26 623,66	27 562,78	25 831,55	25 831,62
Полезный отпуск	МВт*ч	24 922,62	23 689,86	24 846,48	22 160,92	22 160,92
Потери	МВт*ч	4168,80	3 933,80	2 716,30	3 670,64	3 670,70
Потери	%	14,33	14,24	9,85	14,21	14,21
Заявленная мощность	МВт	12,92	20,63	21,06	20,79	20,79

Норматив потерь на четвертый 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 14,21% от поступления электроэнергии в сеть. Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации является долгосрочным параметром регулирования, и устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Балансы электрической энергии (мощности) ООО «Солерс» сформированы на 2020 год, с учетом уровней потерь электрической энергии, утвержденным Комитетом Тульской области по тарифам для ООО «Солерс» на долгосрочный период регулирования 2017-2021 гг. постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 27.12.2016 г. № 51/1.

Затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять в следующем порядке:

- 1. Подконтрольные расходы – 10 418,65 тыс. руб.,**

Затраты определены с учетом следующих показателей:
подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 10 163,00 тыс. руб.;
индекс потребительских цен – 103,0 %;
коэффициент эластичности подконтрольных расходов – 0,75;
индекс эффективности подконтрольных расходов – 0,03;
индекс изменения количества активов – 1,025155
Снижение по статьям затрат – 6 299,00 тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы – 2 877,687тыс. руб.

«страховые отчисления» с фонда оплаты труда составляют 30,4 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов.

«амортизация» затраты определены исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии по состоянию на 01.10.2019 г., и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным ООО «Солерс».

Не приняты в расчет амортизационные отчисления по автомобилю SsangYong Kyron. Затраты по содержанию и обслуживанию указанного автомобиля не относятся к расходам, непосредственно связанным с деятельностью по передаче электрической энергии.

«аренда имущества» - Расходы на аренду определяются исходя из величины амортизации и налога на имущество, относящихся к арендуемому имуществу.

Расчет амортизационных отчислений произведен в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1 "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

«электросетевое оборудование» расчет амортизационных отчислений по арендованному оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, на 2020 год произведен в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 года № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята Исполнителем по данным арендодателя.

По объектам электросетевого хозяйства, арендуемым ООО «Солерс» по договорам с Администрацией МО Пригородное, Молочно-Дворское и Плавского района амортизационные отчисления не начисляются, налог на имущество не уплачивается, по договору с МУП «Горожанин» все имущество самортизировано, по договору с ИП Куренкова Т.С. данные о величине амортизации, налоге на имущество, а также прочих обязательных платежей арендодателем не представлены.

Имущество, арендуемое ООО «Солерс» по договорам с ООО «Евро-Ойл» и ЗАО «Спецстрой» по данным Общества, является движимым, соответственно, налог на имущество в 2020 году уплачиваться не будет.

Расходы на аренду имущества по договору с ИП Абдуллаев приняты на уровне величины арендной платы по договору (12 тыс. руб.) в связи с тем, что арендная плата по указанному договору не превышает величину амортизационных отчислений по арендуемым основным средствам.

Исполнение арендатором обязательств по оплате арендных платежей, не обеспеченных компенсацией включенных в НВВ расходов в составе тарифа, относится к рискам, связанным с осуществлением лицом предпринимательской деятельности, определение понятия которой содержится в пункте 2 статьи 2 ГК РФ.

«аренда офиса» Обществом не представлены документы, обосновывающие фактические расходы за 2018 год и планируемые на 2020 год расходы на аренду офиса (акты оказания услуг, платежные поручения об оплате услуг за 2018 год, действующий в 2020 году договор аренды офиса).

На основании вышесказанного, расходы ООО «Солерс» по статье «Аренда нежилых помещений» на 2020 год экономически не обоснованы.

«налоги» - «транспортный налог» расходы приняты по предложению предприятия;

«налог на имущество» расходы на 2020 год определены исходя из прогнозной среднегодовой стоимости налогооблагаемого имущества за 2020 год 241,03 тыс. руб. и налоговой ставки - 2,2 %. Перечень основных средств, облагаемых налогом на имущество, определен по данным Общества.

«Налог на прибыль» – 0,00 тыс. руб. В соответствии с отчетом о финансовых результатах за 2018 год налог на прибыль, относимый на деятельность по передаче электрической энергии и оказанию услуг по осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям, равен нулю.

Снижение по статьям затрат – 3 988,28 тыс. руб.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка - (-) 1 268,87 тыс. руб.

корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифа 2018 г. - предприятие корректировку подконтрольных расходов на 2020 год не планирует. По расчету экспертной группы корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифа, не учтенных при установлении тарифов на 2018 год составила (-) 298,00 тыс. руб.;

корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений за 2018 год» - учтены отклонения по аренде электросетевого имущества, транспортному налогу, налогу на имущество, налогу на прибыль.

корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности по расчетам предприятия составила (-) 205,14 тыс. руб. По расчету экспертной группы данное значение на основании представленных документов не подтверждается. Учитывая изложенное, корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности ООО «Солерс» за 2018 год в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2020 год не учитывается.

корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы не проводится.

Инвестиционная программа на 2018 год в установленном порядке не утверждалась.

- корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг

Показатели надежности и качества оказываемых услуг достигнуты предприятием с повышением установленных параметров надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим производится корректировка необходимой валовой выручки с учетом КНК = 1,3%.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит 12 027,45 тыс. руб. Снижение по статьям затрат – (-) 16 670,79 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 10 732,49 тыс. руб., в том числе в 1 полугодии – 5 600,84 тыс. руб., во 2 полугодии – 5 131,65 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве **3 670,70** МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: на 1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч., 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2020 год:

	Ед. изм.	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт в мес.	48 210,36	48 209,80
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	491,47	476,71
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,01917	1,03535

Предприятие письмом от 25 декабря 2019 г. № 25-12/2019-1 направило особое мнение по численности персонала на 2020 год.

Шашок Л.А. пояснила, ООО «Солерс» регулируется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. 2020 год является четвертым годом первого долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов. Расходы на оплату труда, которые определяются с учетом численности персонала входят в состав подконтрольных расходов. Базовый уровень подконтрольных расходов является долгосрочным параметром, который не пересматривается в течении периода регулирования и определяется регулирующим органом в соответствии с методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными приказом ФАС России от 17.02.2012 № 98-э.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Солерс» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.12 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энергосеть» на 2020 год

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

Слушали Шашок Л.А., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энергосеть» на 2020 год.

ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей **249 192,00** тыс.руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ **200 958,99** тыс. руб.

Предложение комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **194 711,83** тыс. руб.

При регулировании тарифов для ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является

четвертым годом первого долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по сетевому оборудованию составит **3 784,02 У.Е.**

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Заявленная мощность	МВт	34,67	35,07	35,40	35,93	35,74
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	248 779,232	248 749,36	244 816,45	250 777,28	249 162,10
Полезный отпуск	МВт*ч	229 327,057	229 297,16	225 671,85	231 900,78	230 296,80
Потери	МВт*ч	19 452,175	19 452,20	19 144,60	18 876,50	18 865,30
Потери	%	7,82	7,82	7,82	7,53	7,57%

Норматив потерь на третий 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 7,57% от поступления электроэнергии в сеть. Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации является долгосрочным параметром регулирования, и устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять в следующем порядке:

2. Подконтрольные расходы – определены в размере 59 237,90 тыс. руб.,

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 58 972,34 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,03;

индекс изменения количества активов – 0,1,00450

Снижение затрат по сравнению с предложением предприятия – 213,64 тыс. руб.

3. Неподконтрольные расходы – 124 577,17 тыс. руб.

«Отчисления в фонды социального страхования» - учтены в размере 30,4% от фонда оплаты труда (в том числе 0,4% - на страхование от несчастных случаев, что по виду экономической деятельности соответствует III классу профессионального риска).

«Амортизация» - - затраты определены исходя из балансовой стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии по состоянию на 30.09.2019 г. и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ».

Не приняты в расчет амортизационные отчисления по автомобилю MITSUBISHI LANCER. Затраты по содержанию и обслуживанию указанного автомобиля не относятся к

расходам, непосредственно связанным с деятельностью по передаче электрической энергии. Подтвердить экономическую обоснованность расходов на амортизационные отчисления по автомобилю MITSUBISHI LANCER не представляется возможным.

«Аренда имущества»:

«Энергооборудование» – учтены затраты по договору аренды недвижимого имущества от 04.05.2016 № б/н (в редакции от 31.12.2016) с ООО «Учет Ремонт ЭлектроСервис» с учетом изменений по дополнительному соглашению от 30.09.2019, зарегистрированному Управлением Федеральной службы государственной регистрации кадастра и картографии по Тульской области.

Расчет амортизационных отчислений произведен исходя из балансовой стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии по состоянию на 30.09.2018 г. и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», с учетом вышесказанных особенностей по расчету амортизации по основным средствам, прошедшим модернизацию. Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным арендодателя.

Налог на имущество - затраты приняты по налоговой ставке 2,2% от прогнозной среднегодовой остаточной стоимости арендованного налогооблагаемого имущества;

Налог на землю – принят по налоговой ставке 1,5% от кадастровой стоимости земельных участков.

«Аренда административного и производственных помещений» учтены затраты по договору аренды с ИП Челноковой И.В. от 01.08.2016 б/н с учетом изменений по дополнительным соглашениям, зарегистрированным Федеральной.

Следует отметить, что право собственности на нежилые помещения (административное здание, пристройку, гаражи и склады), арендуемые ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» по договору с ИП «Челнокова» от 01.08.2016 г. б/н на основании договора купли-продажи от 15.09.2017 г. б/н с 28.09.2017 г. перешло ООО «Учет Ремонт ЭлектроСервис». В соответствии с дополнительным соглашением от 28.09.2017 г. к договору с ИП «Челнокова» от 01.08.2016 г. б/н арендодателем вышеуказанных нежилых помещений является ООО «Учет Ремонт ЭлектроСервис».

Расчет амортизационных отчислений произведен в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Налог на имущество - затраты приняты по налоговой ставке 2,2% от прогнозной среднегодовой остаточной стоимости арендованного налогооблагаемого имущества;

налог на землю – принят по налоговой ставке 1,5% от кадастровой стоимости земельного участка.

Экспертная группа считает экономически не целесообразными расходы на аренду зданий 1969 и 1970 годов постройки, срок полезного использования которых в 2020 году составит 51 и 50 лет соответственно.

ООО «Учет Ремонт ЭлектроСервис» приобрело устаревшее имущество, стоимость которого восстановлена посредством амортизационных отчислений. Дальнейшее использование физически изношенного имущества относится к рискам приобретателя, и, с учетом принципов тарифного регулирования, в том числе соблюдения баланса интересов, на потребителей электрической энергии не может быть возложена необходимость возмещения содержания такого имущества. (Определение ВС РФ от 07.02.2018 № 2-АПГ17-22).

ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» не представлен расчет амортизационных отчислений, налога на имущество, прочих обязательных платежей на 2020 год по арендованному офису в г. Тула по договору с ООО «ТУЛЬСКИЙ ДНТ» от 15.02.2018 г. б/н. Расходы на аренду офиса в г. Тула на 2020 год не являются экономически обоснованными.

«Энергия на хозяйственные нужды», «дератизация» - расходы приняты исходя из фактических расходов за 2018 год, относимых на передачу электрической энергии, с учетом ИПЦ 2019/2018 гг. – 1,047, 2020/2019 гг. -1,03.

«Теплоэнергия», «вода и стоки» - Расходы определены экспертами исходя из фактического объема поставляемой тепловой энергии за 2018 год (по полугодиям) и тарифов на услуги на 2020 год в соответствии с Постановлением комитета по тарифам № 48/5 от 18.12.2018 г. с учетом фактической доли отнесения указанных расходов на передачу электрической энергии за 2018 год.

«Утилизация твердых бытовых отходов» Расходы на утилизацию твердых коммунальных отходов определены экспертами исходя из фактических объемов захоронения ТКО (по полугодиям), утвержденных на 2019 год тарифов на услуги, в соответствии с Постановлением комитета ТО по тарифам № 42/1 от 28.11.2018 г и ИПЦ 2020/2019 -1,03 с учетом фактической доли отнесения указанных расходов на передачу электрической энергии за 2018 год. Расходы на утилизацию отходов, не относящихся к ТКО определены экспертами исходя из фактических расходов за 2018 год, относимых на передачу э/э, с учетом ИПЦ 2019/2018 -1,047; 2020/2019 -1,03.

«Налоги и платежи»

«транспортный налог» - приняты на основании налоговой декларации по транспортному налогу за 2018 год (без учета транспортного налога по автомобилю MITSUBISHI PAJERO);

«налог на имущество» - расходы на уплату налога на имущество на 2020 год Обществом не планируются.

«плата за загрязнение окружающей среды» - приняты на уровне фактических расходов на 2018 год;

«госпошлина» - Расходы определены экспертами исходя из фактических расходов за 2018 год, относимых на передачу э/э (государственная пошлина за проведение аттестации и выдачу документов об аттестации, госпошлина за регистрацию транспортных средств и замену свидетельства о регистрации транспортных средств, госпошлина за регистрацию дополнительного соглашения к договору аренды);

«Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» - Расходы определены экспертами исходя из заявленной мощности и ставок на содержание сетей, а также объемов технологических потерь в сетях ПАО "ФСК ЕЭС" и ставок на компенсацию потерь ПАО "ФСК ЕЭС"

«Налог на прибыль» - принят на уровне фактически понесенных Обществом расходов по уплате налога на прибыль в 2018 году, отнесенных на деятельность по передаче электрической энергии и технологическому присоединению.

«Капитальные вложения» - **расходы на капитальные вложения из прибыли ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» на 2020 год не планируются.**

В соответствии п. 32. Основ ценообразования расходы на инвестиции в расчетном периоде регулирования определяются на основе утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, включающих мероприятия по повышению энергоэффективности в рамках реализации законодательства Российской Федерации об энергосбережении.

Распоряжением Правительства Тульской области от 06.11.2019 г. № 802-р «Об утверждении инвестиционной программы Общества с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕТЬ» на 2020-2021 годы» утверждена инвестиционная программа для ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» на 2020 год в объеме 3 834,17 тыс. руб. (без учета НДС), в том числе за счет источников финансирования:

1) Средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (амортизация основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии) – 2 937,5 тыс. руб.;

2) Иных источников финансирования (прибыль от прочих видов деятельности) – 896,67 тыс. руб.

3. Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения учтены в размере 1 407,73 тыс. руб.

4. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка по итогам 2017 года – 10 896,76 тыс. руб., в том числе:

-корректировка подконтрольных расходов исходя из ИПЦ 2018 года 2,9% и фактических условных единиц 2017 года 3 746,34 и фактических условных единиц 2018 года 3 780,97.

корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений за 2018 год» - учтены отклонения по амортизации основных средств, аренде имущества, расходам на электроэнергию на хозяйственные нужды, теплоэнергию, воду и стоки, утилизацию ТБО, дератизацию, госпошине (без учета судебной), транспортному налогу, налогу на имущество, плате за негативное воздействие на окружающую среду, оплате услуг ОАО «ФСК», налогу на прибыль.

корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности - Доходы от осуществления регулируемой деятельности за 2018 год получены предприятием в полном объеме. Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности на 2020 год не проводится.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на 2020 год - затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

корректировка необходимой валовой выручки ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы не проводится.

Инвестиционная программа ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» на 2018 год в установленном порядке не утверждалась.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг - Плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг, уровня качества осуществляемого технологического присоединения и уровня качества обслуживания потребителей услуг за 2018 год ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» достигнуты с повышением уровня надежности и качества оказываемых услуг, в связи с чем, корректировка необходимой валовой выручки проводится с учетом КНК = 1,3%.

Снижение по статьям затрат – (-) 54 480,17 тыс. руб.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит 194 711,83 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 55 167,07 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 18 865,30 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: 1 полугодие - 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы 2018	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	450 258,95	457 742,49
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	238,79	240,31
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,07730	1,09276

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энергосеть» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.13 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Пластик» на 2020 год

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

Слушали Шашок Л.А., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Пластик» на 2020 год.

АО «Пластик» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей **6 190,03 тыс. руб.**

Тарифы для предприятия на 2019 год установлены из расчета НВВ – **3 406,55 тыс. руб.**

Предложение комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год **2 958,55 тыс. руб.**

При регулировании тарифов для АО «Пластик» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по сетевому оборудованию составит **170,04 У.Е.**

Основное оборудование предприятия используется как для обеспечения собственного электроснабжения, так и для передачи электрической энергии сторонним потребителям.

Объем условных единиц по электросетевому оборудованию, относимый на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям, определен на 2020 год пропорционально объему полезного отпуска сторонним потребителям в суммарном полезном отпуске организации на 2020 год (40,06 %).

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2018 год утверждено	2018 год факт	2019 год	2020 год предложение предприятия	2020 год предложение комитета
--------------------------	----------	------------------------	------------------	----------	--	-------------------------------------

Заявленная мощность	МВт	4,76	4,64	6,21	5,93	5,93
Поступление ЭЭ в сеть	МВтч	39 174,82	35 192,67	39 857,35	38 317,64	38 317,66
Полезный отпуск	МВтч	38 363,92	34 464,18	39 032,15	37 524,47	37 524,46
Потери	МВтч	810,90	728,49	825,20	793,17	793,20
Потери	%	2,07	2,07%	2,07	2,07	2,07

Норматив потерь на четвертый 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 2,07%. Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации является долгосрочным параметром регулирования, и устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

1. Подконтрольные расходы – определены в размере **2 857,74**тыс. руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 2 866,70 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,02;

индекс изменения количества активов – (-) 1,24%

коэффициент индексации – 0,997.

Снижение затрат по сравнению с предложением предприятия – 1 896,63 тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы – 1 019,25 тыс. руб.

«отчисления на социальные нужды» - учтены в размере 30,7% от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов.

«амортизация» - Расчет амортизационных отчислений по основным средствам, участвующим в передаче электрической энергии произведен, исходя из балансовой стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии по состоянию на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. №1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» и удельного веса услуги на передачу электрической энергии субабонентам в размере 40,06%. Экспертная группа считает предложение предприятия экономически обоснованным.

«энергия на хозяйственные нужды», «теплоэнергия», «вода и стоки» -

расходы определены исходя из фактических расходов за 2018 с учетом ИПЦ (1,047 – 2019 год к 2018 году; 1,03 – 2020 год к 2019 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации до 2024 года Минэкономразвития России от 19 сентября 2019 года.

«налог на имущество» - расчет расходов произведен исходя из прогнозной среднегодовой остаточной стоимости основных средств, участвующих в передаче электрической энергии и облагаемых налогом на имущество, налоговой ставки, равной 2,2 %, и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (40,06 %).

«плата (налог) за землю» – расходы приняты исходя из фактических расходов за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета, с учетом доли полезного отпуска сторонним потребителям в общем объеме полезного отпуска на 2020 год (40,06 %);

«налог на прибыль» - расходы Общества на уплату налога на прибыль на 2020 год, относимые на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям, равны нулю и определены в соответствии с п. 20 Основ ценообразования на уровне фактических расходов за 2018 год.

Снижение затрат по сравнению с предложением предприятия – 310,13 тыс. руб.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка:

-корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифа 2018 г. - Предприятие корректировку подконтрольных расходов на 2020 год не планирует. По расчету экспертной группы компенсация расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, не учтенных при установлении тарифов на 2018 год, составит (-) 383,75 тыс. руб.;

- корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений за 2018 год» - учтены отклонения по амортизации основных средств, расходам на электроэнергию на хозяйственные нужды, теплоэнергию, воду и стоки, налогам на прибыль, землю и имущество.

- корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности – определена исходя из установленной необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2018 год в размере 4 750,91 тыс. руб. и фактической выручки на содержание электрических сетей за 2018 год, подтвержденной актами об оказании услуг по передаче электрической энергии с ПАО «МРСК Центра и Приволжья», составила 478,18 тыс. руб.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на 2020 год - затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

«корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной

корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы не проводится. Инвестиционная программа АО «Пластик» на 2018 год в установленном порядке не утверждалась.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг.

Плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг, уровня качества осуществляемого технологического присоединения и уровня качества обслуживания потребителей услуг за 2018 год АО «Пластик» достигнуты. Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества реализуемых услуг на 2020 год не производится.

Снижение затрат по корректировкам по факту 2018 года в сравнении с предложением предприятия – 1 024,70 тыс. руб.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 2 958,55 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 2 319,52 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве **793,20 МВт.ч.** и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: на 1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч., 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы 2020	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	41 576,45	41 575,60
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	61,60	62,03
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,14037	0,14095

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ОАО «Пластик» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.14 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «КС-Энерго» на 2020 год

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

Слушали Шашок Л.А., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «КС-Энерго» на 2020 год.

ООО «КС-Энерго» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере **28 691,52** тыс. руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ – **25 936,48** тыс. руб.

Предложение комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **24 428,07** тыс. руб.

При регулировании тарифов для ООО «КС-Энерго» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по сетевому оборудованию составит **417,10** У.Е.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год предложение предприятия	2020 год предложение комитета
Заявленная мощность	МВт	5,0	5,0	5,0	5,0
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	22 050,00	22 995,60	23 710,42	23 710,54
Полезный отпуск	МВт*ч	20 092,60	20 953,50	21 604,95	21 604,94
Потери	МВт*ч	1957,40	2 042,10	2 105,48	2 105,60
Потери	%	8,88	8,88	8,88	8,88

Норматив потерь на четвертый 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 8,88% от поступления электроэнергии в сеть. Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации является долгосрочным параметром регулирования, и устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять в следующем порядке.

Подконтрольные расходы – 11 874,46 тыс. руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 12 396,35 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,07;

индекс изменения количества активов – 0,00

Снижение по статье затрат – (-) 0,00тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы – 12 326,01 тыс. руб.

«отчисления на социальные нужды» - учтены в размере 30,4% от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов;

«амортизация» - расчет расходов произведен исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии, по состоянию на 30.09.2019 г. и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята Исполнителем по данным ООО «КС-Энерго».

К учету не приняты расходы на амортизационные отчисления автомобиля TOYOTA LAND CRUISER TD – отнесение затрат по содержанию и обслуживанию указанного автомобиля на услуги по передаче электрической энергии является необоснованным.

«Аренда имущества, в т.ч. «аренда электросетевого хозяйства»

В соответствии с подпунктом 5 пункта 28 Основ ценообразования расходы на аренду имущества в тарифах на передачу электрической энергии следует определять исходя из величины амортизации, налогов на имущество и землю и других установленных законодательством РФ обязательных платежей, связанных с использованием арендованного имущества.

Расчет амортизационных отчислений по арендованному оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, произведен в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

В представленных Обществом документах содержится информация о начислении налога на имущество только по договорам с АО «Тандер».

Налог на имущество по арендованному оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, определен исходя из прогнозной среднегодовой остаточной стоимости налогооблагаемого имущества, рассчитанной по договорам с АО «Тандер» № РЦЦ/72060/16 и № РЦЦ/56569/15 и налоговой ставки - 2,2 %.

В соответствии с представленными документами срок начисления амортизации по оборудованию, арендованному по договорам с АО «Тульское научно-исследовательское геологическое предприятие» закончился, амортизация не начисляется, налог на имущество не уплачивается.

Следует отметить, что исполнение арендатором обязательств по оплате арендных платежей, не обеспеченных компенсацией включенных в необходимую валовую выручку расходов в составе тарифа, относится к рискам, связанным с осуществлением лицом

предпринимательской деятельности, определение понятия которой содержится в пункте 2 статьи 2 ГК РФ.

«аренда нежилых помещений» - 1 070,96 тыс. руб.

Данные о величине амортизации, налога на имущество и прочих обязательных платежах, связанных с арендуемыми складскими помещениями и помещением под офис, Обществом не представлены.

В связи с отсутствием информации о величине амортизации, налога на имущество и прочих обязательных платежей, связанных с арендуемыми нежилыми помещениями, расходы на аренду нежилых помещений определены исходя из площади нежилых помещений в соответствии с заключенными договорами аренды имущества и средней рыночной стоимости аренды 1 кв. м площади в г. Тула, определенной на основании данных маркетингового исследования.

Расходы на аренду складских помещений в 2020 г. составят 999,15 тыс. руб. исходя из суммарной арендуемой площади по договорам аренды с ООО «Русбизнес-КС» и средней рыночной стоимости аренды 1 кв. м аналогичных помещений в г. Тула по данным маркетингового исследования (164,68 руб./кв. м в месяц).

Расчет расходов ООО «КС-Энерго» на аренду офиса на 2020 год выполнен исходя из арендуемой площади по договору аренды с ООО «Стройбытсервис» от 01.09.2016 г. № 23 (12,45 кв. м) и средней рыночной стоимости аренды 1 кв. м аналогичных помещений в г. Тула по данным маркетингового исследования (480,67 руб./кв. м в месяц).

Расходы на аренду офиса в 2020 году составят 71,81 тыс. руб.

«транспортный налог» - затраты по отношению к предложению предприятия снижены за счет исключения из расчета автомобиля TOYOTA LAND CRUISER 200.

«налог на имущество» - Планируемые ООО «КС-Энерго» расходы на уплату налога на имущество в сумме 246,14 тыс. руб. не превышают расходов, рассчитанных экспертной группой на 2020 год и являются экономически обоснованными.

«Капитальные вложения» - учтены затраты на выполнение инвестиционной программы (утверждена распоряжением правительства Тульской области от 26.07.2016 № 624-р, скорректирована распоряжением правительства Тульской области) в **размере 1 749,76 тыс. руб. исходя из не превышения, в соответствии с п.32 Основ ценообразования, 12% от необходимой валовой выручки**

«Налог на прибыль» - расходы определены на уровне фактической величины налога на прибыль за 2018 год, подтвержденной налоговой декларацией по налогу на прибыль организаций за указанный период.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов и полученного избытка - 227,60 тыс. руб.

корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифа 2018 г. - ООО «КС Энерго» корректировку подконтрольных расходов на 2020 год не планирует. По расчету экспертной группы корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифа, не учтенных при установлении тарифов на 2018 год составила (-) 114,35 тыс. руб.;

корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений за 2018 год» - учтены отклонения по аренде электросетевого имущества, транспортному налогу, налогу на имущество, налогу на прибыль.

корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности - Доходы от осуществления регулируемой деятельности за 2018 год получены предприятием в полном объеме. Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности на 2020 год не проводится;

корректировка необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на 2020 затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и

Приволжья», с ООО «РУСБИЗНЕС-КС» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула», ООО «Алексинэнергосбыт» за 2018 год;

корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы

Постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 26.12.2017 г. № 62 на 2018 год учтены расходы на капитальные вложения в сумме 3 270,51 тыс. руб. Объем фактического финансирования инвестиционной программы ООО «КС-Энерго» за 2018 год составил 2 739,11 тыс. руб. Инвестиционная программа исполнена не в полном объеме.

Постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 26.12.2018 г. № 50/1 на 2019 год учтены расходы на капитальные вложения в сумме 3 229,66 тыс. руб. Реализация инвестиционной программы 2019 года запланирована на 4-й квартал 2019 года, т.е. плановый объем реализации инвестиционной программы за 9 месяцев 2019 года равен нулю.

Корректировка в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 9 месяцев 2018 года Исполнителем не производится.

Учитывая изложенное выше, корректировка необходимой валовой выручки ООО «КС-Энерго», осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, на 2020 год составила (-) 531,40 тыс. руб.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг - показатели надежности и качества оказываемых услуг достигнуты предприятием с повышением установленных параметров надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим производится корректировка необходимой валовой выручки с учетом КНК = 1,3%.

Снижение по статьям затрат – (-) 4 263,45 тыс. руб.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит 24 428,07 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 6 157,33 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве **2 105,60 МВт.ч.** и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: на 1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч., 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

	Ед. изм.	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт в мес.	407 137,33	407 131,67
Ставка по оплате потерь	руб./МВт*ч	284,09	285,90
Одноставочный тариф	руб./кВт*ч	1,41477	1,41656

Предприятие ознакомлено с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «КС-Энерго» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.15 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод» на 2020 год

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

Слушали Шашок Л.А., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод» на 2020 год.

АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей **12 483,59** тыс. руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ **8 346,28** тыс. руб.

Предложение комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **7 986,84** тыс. руб.

При регулировании тарифов для АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по сетевому оборудованию составит **262,08** У.Е.

Основное оборудование предприятия используется как для обеспечения собственного электроснабжения, так и для передачи электрической энергии сторонним потребителям.

Для определения НВВ на 2020 год долгосрочного периода регулирования 2017-2021 гг. долю полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям в суммарном полезном отпуске предприятие предлагает принять в размере **69,6%**.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год план	2018 год	2019 год	2020 год
Заявленная мощность	МВт	1,71	1,66	1,67	1,67
Поступление ЭЭ в сеть	МВтч	13 698,11	13 698,11	13 763,60	13 763,80
Полезный отпуск	МВтч	13 625,51	13 625,51	13 691,00	13 691,00
Потери	МВтч	72,60	72,60	72,60	72,80
Потери	%	0,53	0,53	0,53	0,53

Норматив потерь на четвертый 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 0,53% Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации является долгосрочным параметром регулирования, и устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

1. Подконтрольные расходы – 2 996,24 тыс. руб.,

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 3 127,93 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов – 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов – 0,07;

индекс изменения количества активов – 0,000

Снижение затрат по сравнению с предложением предприятия – 870,64 тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы – 5 239,53 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды – учтены в размере 30,5 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов.

Амортизация – приняты затраты исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии по состоянию на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, с учетом окончания в 2018 году срока полезного использования высоковольтной линии от районной подстанции и доли полезного отпуска сторонним потребителям в общем объеме полезного отпуска на 2020 год (69,6 %).

Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе и сроки полезного использования по основным средствам, относимым к 10 группе, приняты по данным АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод». Расходы приняты по предложению предприятия.

Налог на прибыль – принят на уровне факта 2018 года по расчету экспертной группы.

«Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС» – учтены расходы на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), оказываемые ОАО «ФСК ЕЭС». Затраты определены с учетом планируемого объема отпуска электрической энергии (мощности) в сеть территориальной сетевой организации и тарифов на услуги ОАО «ФСК ЕЭС» на 2020 год: ставка на оплату потерь – в соответствии с прогнозными ценами коммерческого оператора оптового рынка, опубликованными на сайте 28.11.2019 года; ставка на содержание – в соответствии с приказом ФАС России от 09.12.14 № 297-э/3

Снижение затрат по сравнению с предложением предприятия – 3 278,15 тыс. руб.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка:

-корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифа 2018 г. – Для предприятия 2018 год – это второй год долгосрочного периода регулирования на 2017-2021 гг. Предприятие корректировку подконтрольных расходов на 2020 год не планирует. По расчету экспертной группы компенсация расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, не учтенных при установлении тарифов на 2018 год, составит (-) 344,59 тыс. руб.;

- корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений за 2018 год» - АО «КРЭМЗ» в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2020 год корректировку неподконтрольных расходов по результатам деятельности за 2018 год не планирует.

Учитывая изложенное, корректировка неподконтрольных расходов АО «КРЭМЗ» в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2020 год экспертной группой не учитывается.

- корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности – не проводится. Доходы от осуществления регулируемой деятельности за 2018 год получены Обществом в полном объеме.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на 2020 год - затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы не проводится. Инвестиционная программа АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод» на 2018 год в установленном порядке не утверждалась.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг.

Плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг, уровня качества осуществляемого технологического присоединения и уровня качества обслуживания потребителей услуг за 2018 год АО «КРЭМЗ» достигнуты с повышением уровня надежности и качества оказываемых услуг, в связи с чем, корректировка необходимой валовой выручки проводится с учетом КНК = 1,3%.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 7 986,84 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 212,81 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве **72,80 МВт.ч.** и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: на 1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч., 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы 2020	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	411 605,79	385 484,03
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	15,81	15,23
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,57232	0,63028

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.16 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Акционерная компания «Туламашзавод» на 2020 год

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

Слушали Шашок Л.А., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Акционерная компания «Туламашзавод» на 2020 год.

АО «Акционерная компания «Туламашзавод»» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание **8 351,55 тыс. руб.**

Тарифы для предприятия на 2019 год установлены из расчета НВВ - **7 349,16** тыс. руб.

Предложение комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год **7 153,03** тыс. руб.

При регулировании тарифов для АО «АК «Туламашзавод» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым.

Объем условных единиц по сетевому оборудованию составит **356,92 У.Е.**

Основное оборудование предприятия используется как для обеспечения собственного электроснабжения, так и для передачи электрической энергии сторонним потребителям.

Для определения НВВ на 2020 год долгосрочного периода регулирования 2017-2021 гг. долю полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям в суммарном полезном отпуске предприятие предлагает принять в размере **60,09%**.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2018 год утверждено	2018 год факт	2019 год утверждено	2020 год предложение предприятия	2020 год предложение комитета
Заявленная мощность	МВт	21,12	21,12	21,12	21,12	21,12
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	70 944,08	69 103,60	69 944,40	81 920,20	81 920,20
Полезный отпуск	МВт*ч	69 475,68	67 673,15	68 496,40	80 224,40	80 224,40
Потери	Вт*ч	1 468,40	1 430,45	1 448,00	1 695,80	1 695,80
Потери	%	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07

Норматив потерь на четвертый 2020 год долгосрочного периода 2017-2021 годов составит 2,07%. Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации является долгосрочным параметром регулирования, и устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

1. Подконтрольные расходы определены в размере 6 143,09 тыс. руб.,

Затраты определены с учетом следующих показателей:

- подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 6 413,08 тыс. руб.;
- индекс потребительских цен – 103,0 %;
- коэффициент эластичности подконтрольных расходов – 0,75;
- индекс эффективности подконтрольных расходов – 0,07;
- индекс изменения количества активов – 0,00

Снижение затрат по сравнению с предложением предприятия 624,96 тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы – 1 369,73 тыс. руб.

«отчисления на социальные нужды» – учтены в размере 31,9 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов;

«амортизация» – затраты приняты в размере 235,30 тыс. руб. исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии по состоянию на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, и плановым показателем удельного веса услуги на передачу электрической энергии субабонентам в размере 60,09%, с учетом в марте 2019 года срока полезного использования участка автодороги;

«энергия на хозяйственные нужды», «теплоэнергия» – затраты приняты по предложению предприятия, которое экспертная группа считает экономически обоснованным;

«вода и стоки» – расходы определены в сумме 53,50 тыс. руб. исходя из фактических расходов на 2018 год с учетом ИПЦ 1,047 на 2019 год и 1,03 на 2020 год в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации до 2024 года Минэкономразвития России от 30 сентября 2019 года.

«налог на имущество» – затраты приняты исходя из среднегодовой стоимости налогооблагаемого имущества за 2020 год, (6400,15 тыс. руб.), налоговой ставки – 2,2 % и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (60,9 %);

«налог на прибыль» – принят на уровне фактических расходов за 2018 год, относимого на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям.

3. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – (-) 359,79 тыс. руб., в том числе:

корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифа 2018 г. – Предприятие корректировку подконтрольных расходов на 2020 год не планирует. По расчету экспертной группы компенсация расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, не учтенных при установлении тарифов на 2018 год, составит (-) 50,86 тыс. руб.;

корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений за 2018 год» – Предприятие корректировку неподконтрольных расходов на 2020 год не планирует.

корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности – Доходы от осуществления регулируемой деятельности за 2018 год получены предприятием в полном объеме. Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности на 2020 год равна нулю.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию на 2020 год – затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы – не проводится. Инвестиционная программа АО «АК «Туламашзавод»» на 2018 год в установленном порядке не утверждалась.

корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг.

Плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг, уровня качества осуществляемого технологического присоединения и уровня качества обслуживания потребителей услуг за 2018 год АО «АК «Туламашзавод» достигнуты. Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества реализуемых услуг на 2020 год не производится.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит 7 153,03 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 4 958,82 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве **1 695,80** МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: на 1 полугодие - 2 914,98 руб./МВт.ч , 2 полугодие - 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы 2020	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	28 223,96	28 223,56
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	61,61	62,01
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,14996	0,15201

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Акционерная компания «Туламашзавод» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.17 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Профэнерго» на 2020 год

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

Слушали Шашок Л.А., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Профэнерго» на 2020 год.

Письмом от 30.04.2019 № 27 «ПрофЭнерго» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей **16 190,32** тыс. руб.

Письмом от 18.10.2019 № 15-12-19 предприятие направило скорректированное предложение по размерам тарифа на услуги по передаче исходя из необходимой валовой выручки на содержание сетей **16 772,92** тыс. руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - **13 525,33** тыс.руб.

Предложения комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **13 591,66** тыс.руб.

При регулировании тарифов для ООО «ПрофЭнерго» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является вторым годом первого долгосрочного периода регулирования 2019-2023 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по оборудованию, участвующему в передаче, составит **574,49** У.Е.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год Предложение предприятия	2020 год Предложение комитета
Заявленная мощность	МВт	9,95	9,95	10,52	10,52
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	11 537,69	11 537,69	12 203,20	12 203,18
Полезный отпуск	МВт*ч	9 509,20	9 209,20	10 057,88	10 057,88
Потери	МВт*ч	2 028,49	2 028,49	2 145,32	2 145,30
Потери	%	17,58	17,58	17,58	17,58

Норматив потерь на 2020 год долгосрочного периода 2019-2023 годов составит 17,58 % от поступления электроэнергии в сеть. 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.

ООО «ПрофЭнерго» применяет упрощенную систему налогообложения, в связи с чем, при расчете экономически обоснованных расходов Общества учитывалась стоимость товаров (услуг) с НДС.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

6. Подконтрольные расходы - 7 440,18 тыс.руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 7 401,99 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,03;

индекс изменения количества активов – 0,0061

Снижение затрат по статье – (-) **379,13** тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы – 6 151,48 тыс.руб.

Отчисления на социальные нужды - учтены в размере 30,4 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов;

«Амортизация основных фондов» - 9,48 тыс. руб. Расходы, рассчитанные Обществом, (9,48 тыс. руб.) не превышают расходы, определенные исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы.

«Аренда имущества» «Аренда объектов электросетевого комплекса»

ООО «ПрофЭнерго» арендует имущество у юридических и физических лиц.

Расходы определены исходя из первоначальной стоимости арендованных основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы. Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным Арендодателя. Расчет амортизационных отчислений по имуществу, арендованному ООО «ПрофЭнерго» у физических лиц, не производился в связи с тем, что физическими лицами бухгалтерский учет не ведется, амортизация не начисляется.

Кроме того, учтен налог на имущество юридических лиц. Индивидуальные предприниматели, у которых ООО «ПрофЭнерго» арендует имущество, применяют упрощенную систему налогообложения и, в соответствии с главой 26.2. Налогового Кодекса РФ, освобождаются от уплаты налога на имущество.

Не анализировались расходы по договору с ООО «Заокская геоинформационная система» от 19.07.2019 г. № 012-Заокский/190719 в связи с тем, что регистрация указанного договора в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Тульской области не проводилась, объем условных единиц энергооборудования, участвующего в деятельности по передаче электрической энергии, при расчете необходимой валовой выручки на 2020 год не учитывался.

Исполнение арендатором обязательств по оплате арендных платежей, не обеспеченных компенсацией включенных в необходимую валовую выручку расходов в составе тарифа, относится к рискам, связанным с осуществлением лицом предпринимательской деятельности, определение понятия которой содержится в пункте 2 статьи 2 ГК РФ.

«Аренда офиса» - В соответствии с подпунктом 5 пункта 28 Основ ценообразования расходы на аренду определяются исходя из величины амортизации, налога на имущество, а также прочих обязательных платежей, связанных с владением имуществом, переданным в аренду.

Данные о величине амортизации, налога на имущество и прочих обязательных платежах, связанных с арендуемым под офис помещением, Обществом не представлены.

В связи с отсутствием информации расходы на аренду офиса на 2020 год определены экспертной группой на уровне утвержденных на 2019 год исходя из площади офисных помещений в соответствии с заключенными договорами аренды имущества и средней рыночной стоимости аренды 1 кв. м площади в Заокском районе Тульской области, определенной на основании данных маркетингового исследования.

Расходы на аренду транспорта транспортные услуги утверждены на долгосрочный период в составе подконтрольных расходов по статье «Услуги производственного характера» как транспортные услуги.

«Коммунальные услуги по офису» - учтены расходы на электроэнергию, отопление, воду, вывоз мусора на основании договора и актов оказания услуг за 2019 год с учетом ИПЦ (1,03).

«Налог на прибыль» - В связи с УСН экспертами расчет выполнен исходя из прогнозной налогооблагаемой базы в сумме 13 455,74 тыс. руб. и ставки налога 1%.

Снижение по статьям затрат – (-) 2 802,12 тыс.руб.

Результаты деятельности организации до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в форме установления долгосрочных параметров регулирования. ООО «ПрофЭнерго» осуществляет деятельность по передаче

электрической энергии с 18.10.2018 г. Затраты на 2018 год рассчитаны методом экономически обоснованных расходов. ООО «ПрофЭнерго» в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2020 год расходы по статье «Результаты деятельности организации до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в форме установления долгосрочных параметров регулирования» не планирует. Учитывая изложенное, расходы ООО «ПрофЭнерго» по статье «Результаты деятельности организации до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в форме установления долгосрочных параметров регулирования» на 2020 год экспертной группой не учитываются.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 13 591,66 тыс. руб. (с НДС).

Снижение по статьям затрат – (-) **3 181,26 тыс. руб.**

Затраты на оплату нормативных потерь – 7 528,11 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 2 145,30 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: 1 полугодие – 3 497,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие – 3 520,25 руб./МВт.ч. (с НДС)

**Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:
с НДС**

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	107 665,72	107 664,77
Ставка по оплате потерь	руб./МВт*ч	745,97	750,98
Одноставочный тариф	руб./кВт*ч	2,09728	2,10236

Предприятие ознакомлено с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ПрофЭнерго» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.18 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ТранзитЭнерго» на 2020 год

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

Слушали Шашок Л.А., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ТранзитЭнерго» на 2020 год.

Письмом от 29.04.2019 № 111-04/19 «ТранзитЭнерго» вышло с предложением об установлении тарифов на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей **39 617,24** тыс. руб.

Письмом от 18.10.2019 № 15-12-19 предприятие направило скорректированное предложение по размерам тарифа на услуги по передаче исходя из необходимой валовой выручки на содержание сетей **26 724,18** тыс. руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены из расчета НВВ - **18 372,07** тыс.руб.

Предложения комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **18 908,28** тыс.руб.

При регулировании тарифов для ООО «ТранзитЭнерго» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является вторым годом первого долгосрочного периода регулирования 2019-2023 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по оборудованию, участвующему в передаче, составит **333,58** У.Е.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год Предложение предприятия	2020 год Предложение комитета
Заявленная мощность	МВт	0,72	0,80	1,59	1,59
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	5 500,05	5 697,41	11 333,40	11 333,39
Полезный отпуск	МВт*ч	4 795,01	4 795,01	9 538,19	9 538,19
Потери	МВт*ч	705,04	902,40	1 795,21	1 795,20
Потери	%	12,82	15,84	15,84	15,84

Норматив потерь на 2020 год долгосрочного периода 2019-2023 годов составит 15,84 % от поступления электроэнергии в сеть. 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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

7. Подконтрольные расходы - 3 924,36 тыс.руб.

Затраты определены с учетом следующих показателей:

подконтрольные расходы, установленные на 2019 – 3 522,81 тыс. руб.;

индекс потребительских цен – 103,0 %;

коэффициент эластичности подконтрольных расходов - 0,75;

индекс эффективности подконтрольных расходов - 0,02;

индекс изменения количества активов – 1,113985

Снижение затрат по статье – (-) **7 154,54** тыс. руб.

2. Неподконтрольные расходы – 15 324,51 тыс.руб.

Отчисления на социальные нужды - учтены в размере 30,4 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов;

«Амортизация основных фондов» - расчет амортизационных отчислений по оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, на 2020 год произведен исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии, на 01.01.2019 г. и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным Общества. Планируемые Обществом расходы на амортизационные отчисления на 2020 год в сумме 9 952,03 тыс. руб. не превышают амортизационные отчисления по расчету экспертной группы.

«Аренда имущества» «Аренда объектов электросетевого комплекса»

Документы, подтверждающие величину амортизационных отчислений и налога на имущество по арендованным Обществом объектам электросетевого хозяйства, Обществом не представлены.

На основании вышесказанного, подтвердить экономическую обоснованность расходов ООО «ТранзитЭнерго» на аренду объектов электросетевого хозяйства на 2020 год не представляется возможным.

Исполнение арендатором обязательств по оплате арендных платежей, не обеспеченных компенсацией включенных в необходимую валовую выручку расходов в составе тарифа, относится к рискам, связанным с осуществлением лицом предпринимательской деятельности, определение понятия которой содержится в пункте 2 статьи 2 ГК РФ.

«Аренда земельного участка» - Планируемые Обществом расходы на аренду земельного участка на 2020 год не превышают расходы на аренду земельного участка по расчету экспертной группы и приняты в сумме, соответствующей предложению предприятия.

«Аренда офиса» - В соответствии с договорами аренды нежилых помещений Общество арендует часть нежилого помещения, находящегося в здании, расположенном в г. Москве.

В соответствии с п. 14 «Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций», утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 15.04.2014 г. № 186:

«Сетевая организация размещает офисы обслуживания потребителей на территориях субъектов Российской Федерации, в границах которых расположены объекты электросетевого хозяйства сетевой организации».

На основании вышесказанного, экспертная группа считает расходы экономически не обоснованными.

«Налоги» - «плата за землю» - расходы определены в размере фактического земельного налога за 2018 год;

«налог на имущество» - расчет расходов произведен исходя из прогнозной среднегодовой стоимости налогооблагаемого имущества на 2020 год (215 426,8 тыс. руб.) и налоговой ставки 2,2 %.

«Налог на прибыль» - расходы определены на основании п. 20 Основ ценообразования в размере фактического налога на прибыль за 2018 год по регулируемому виду деятельности – передача электрической энергии.

Снижение по статьям затрат – (-) 320,77 тыс.руб.

Результаты деятельности организации до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в форме установления долгосрочных параметров регулирования. ООО «ТранзитЭнерго» осуществляет деятельность по передаче электрической энергии с 02.02.2018 г. Затраты на 2018 год рассчитаны методом экономически обоснованных расходов. ООО «ТранзитЭнерго» в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2020 год расходы по статье «Результаты деятельности

организации до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в форме установления долгосрочных параметров регулирования» не планирует.

По расчету экспертной группы результаты деятельности регулируемой организации ООО «ТранзитЭнерго» до перехода к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии в форме установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организации составляют (-6 340,62) тыс. руб., в том числе:

- 1) фактически понесенные, но не учтенные при установлении тарифов расходы на содержание сетей – 5 052,53 тыс. руб.;
- 2) экономически необоснованные доходы в части содержания сетей – (-11 414,39 тыс. руб.);
- 3) недополученный доход в части компенсации потерь – 21,24 тыс. руб.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 12 908,25 тыс. руб. (с НДС).

Снижение по статьям затрат – (-) **13 815,93** тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 5 251,26 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 1 795,20 МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере: 1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч. (с НДС)

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	676 536,69	676 529,35
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	470,33	639,73
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,75566	2,06864

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «ТранзитЭнерго» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.19 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Зернопродукт» на 2020 год

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

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Зернопродукт» на 2020 год.

Необходимая валовая выручка на 2019 год для предприятия установлена в размере 214,05 тыс. руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2020 год 239,95 тыс. руб.

Предложение комитета ТО по тарифам по уровню НВВ на 2020 год 173,01 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год для ООО «Зернопродукт» комитетом ТО по тарифам выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

ООО «Зернопродукт» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 22,61 УЕ.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Заявленная мощность	МВт	0,70	0,70	0,70	0,70
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	2455,24	2455,24	2455,24	2455,24
Полезный отпуск	МВт*ч	2359,24	2359,24	2359,24	2359,24
Потери	МВт*ч	96,00	96,00	96,00	96,00
Потери	%	3,91	3,91	3,91	3,91

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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

Подконтрольные расходы – 190,52 тыс. руб.

С 2017 года для ООО «Зернопродукт» тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2017-2021 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит –190,52 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные в третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - $II P_{i-1}$ - 186,84 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2020 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{э}$ - 0.75

- количество условных единиц в 2019 году $y^{e_{i-1}}$ - 22,61 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y^{e_i} - 22,61 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,01

Неподконтрольные расходы – 43,13 тыс. руб.

«Отчисления на социальные нужды» - учтены в размере 30,3 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов. Снижение 2,45 тыс. руб.

«Аренда имущества» - затраты приняты в соответствии с представленными документами: договор аренды с ООО «Коммерческий центр «РИЧ» от 20.04.2012 г. № 6/н с приложениями; справка о балансовой стоимости и амортизационных отчислениях объектов аренды; инвентарные карточки учета основных средств. Расчет амортизационных отчислений произведен по арендованному оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» и долей полезного отпуска сторонним потребителям в размере 17,6 %. Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным Арендодателя.

«Налог на прибыль» - расходы определены на уровне фактических затрат за 2018 год. Снижение 0,04 тыс. руб.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – (-60,64) тыс. руб.:

Принята корректировка подконтрольных расходов – в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2018 года - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКА – 0 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

Принята корректировка неподконтрольных расходов по фактическим затратам 2018 г.

Принята корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности – фактическая выручка на содержание электрических сетей за 2018 год подтверждена актами об оказании услуг по передаче электрической энергии с ПАО «МРСК Центра и Приволжья», оплата услуг ООО «Зернопродукт» по передаче электрической энергии в 2018 году осуществлялось по одноставочному тарифу.

Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию - ООО «Зернопродукт» в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2020 год корректировку необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию за 2018 год не планирует, учитывая изложенное, корректировка необходимой валовой не учитывается.

Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы – у предприятия отсутствует инвестиционная программа, в связи с чем корректировка не проводится.

Принята корректировка необходимой валовой выручки ООО «Зернопродукт» с учетом надежности и качества оказываемых услуг – показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием с улучшением - в сторону повышения надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим, учтена положительная корректировка необходимой валовой выручки 2020 года с учетом КНК = 1,3% к НВВ на 2018 год.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит – 173,01 тыс. руб.

Снижение 66,94 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь –280,73 тыс. руб. учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 96 МВт. ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2914,98 руб./МВт ч.; 2 полугодие - 2 933,54 руб./МВт ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед. изм..	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	20597,62	20595,24
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт ч	118,61	119,37
Одноставочный тариф	руб./ кВт ч	0,19195	0,19270

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Зернопродукт» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.20 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ОАО «Щекиноазот» на 2020 год

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.,
Коновалов А.П., Карсеева Г.В., Фалкин В.Ф., Арбузов Н.М.**

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ОАО «Щекиноазот» на 2020 год.

Необходимая валовая выручка на 2019 год для предприятия установлена в размере 1393,77 тыс. руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2020 год 2534,27 тыс. руб.

Предложение комитета ТО по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – 1318,59 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год для ОАО «Щекиноазот» комитетом ТО по тарифам выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

ОАО «Щекиноазот» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 44,37 УЕ.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Поступление электроэнергии в сеть	МВт*ч	31652,69	37422,00	33153,49	29695,90
Полезный отпуск электрической энергии	МВт*ч	31124,09	36800,00	32600,29	29200,00
Потери	МВт*ч	528,60	622,00	553,20	495,90
Потери	%	1,69	1,69	1,67	1,67
Заявленная мощность	МВт	8,42	8,40	8,71	8,71

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.

Подконтрольные расходы – 875,87 тыс. руб.

С 2017 года для предприятия тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2017-2021 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит –875,87 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные в третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - PP_{i-1} - 879,18 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2019 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{э}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году $y^{e_{i-1}}$ - 43,93 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y^{e_i} - 44,37 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,04

Снижение 587,39 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы – 1063,00 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды - учтены в размере 30,7 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов. Снижение 4,98 тыс. руб.

Амортизация – расходы определены исходя из первоначальной и остаточной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии, на 31.12.2018 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, и доли полезного отпуска сторонним потребителям на 2020 год (3,903%).

Энергия на хозяйственные нужды - расчет расходов произведен исходя из фактических расходов на электроэнергию на хозяйственные нужды, относимых на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям за 2018 год (21,92 тыс. руб.), увеличенных на индекс потребительских цен (1,047 – 2019 год к 2018 году; 1,030 – 2020 год к 2019 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов. снижение 0,07 тыс. руб.

Налог на прибыль - принят на уровне фактических затрат 2018 г. равным 0.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка: (-620,28) тыс. руб.:

корректировка подконтрольных расходов – в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2018 года - проведена отрицательная корректировка с учетом

изменения количества активов (ИКА – 2,235 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

корректировка неподконтрольных расходов – предприятием не планируется;

корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности – предприятием не планируется;

корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию – принята отрицательная корректировка, затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «Мосэнергосбыт» за 2018 год;

корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы – у предприятия отсутствует инвестиционная программа, в связи с чем корректировка не проводится;

корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг – показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием с улучшением – в сторону повышения надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим, учтена положительная корректировка необходимой валовой выручки 2020 года с учетом КНК = 1,3% к НВВ на 2018 год.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит – 1 318,59 тыс. руб.

Снижение от предложения предприятия 1215,68 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 1449,92 тыс. руб. учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 495,90 МВт. ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие – 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

	Ед. изм..	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	12615,77	12615,58
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	49,50	49,83
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,09259	0,09726

Представители предприятия выразили особое мнение (от 25.12.2019 № 214 - УОЭ – прилагается) по применению корректировки НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию.

Карсеева Г.В. пояснила, что электрическая энергия (мощность) в полном объеме (включая потери электрической энергии при ее передаче сторонним потребителям) за 2018 год приобретена ОАО «Щекиноазот» по двухставочному тарифу у ПАО «Мосэнергосбыт» по договору купли-продажи электрической энергии от 06.11.2013 г. № 1849Д. В 2018 году отдельный договор на покупку потерь электрической энергии при ее передаче сторонним потребителям у ОАО «Щекиноазот» отсутствовал. Учитывая изложенное, фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях за 2018 год для проведения корректировки необходимой валовой выручки ОАО «Щекиноазот» с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию определена на уровне средневзвешенной цены покупки электрической энергии (включая мощность) за 2018 год на основании представленных ОАО «Щекиноазот» актов приема-передачи электрической энергии и мощности с АО «Мосэнергосбыт» в размере 2024,58 руб./тыс кВт ч.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ОАО «Щекиноазот» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.21 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Комбайнмашстрой» на 2020 год

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

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Комбайнмашстрой» на 2020 год.

На 2019 год для предприятия установлена необходимая валовая выручка в размере 3331,24 тыс. руб.

Предложение предприятия на 2020 год – 4090,00 тыс. руб.

Предложение экспертной группы по уровню НВВ на 2020 год – 3502,45 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год для АО «Комбайнмашстрой» комитетом ТО по тарифам выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертным годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

АО «Комбайнмашстрой» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 243,21 УЕ.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Поступление электроэнергии в сеть	МВт*ч	33934,07	30769,33	36280,90	40285,90
Полезный отпуск электрической энергии	МВт*ч	32081,27	29089,23	34300,00	38086,30
Потери	МВт*ч	1852,80	1680,0	1980,90	2199,60
Потери	%	5,46	5,46	5,46	5,46
Заявленная мощность	МВт	6,18	6,18	6,18	6,18

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.

Подконтрольные расходы – 2478,20 тыс. руб.

С 2017 года для АО «Комбайнмашстрой» тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2017-2021 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит –2478,20 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные в третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - ΠP_{i-1} - 2430,32 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2020 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{э}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году $y^{e_{i-1}}$ - 243,31 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y^{e_i} - 243,21 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,01

Снижение 168,40 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы – 1395,07 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды - учтены в размере 30,7 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов. Снижение 45,73 тыс. руб.

Аренда – приняты затраты по договорам аренды недвижимого имущества с ООО «Техинвест» от 01.04.2016 г. № 04-000058/0604 с приложениями; недвижимого имущества с ООО «Металлопрокатный завод» от 21.11.2018 г. № 04-000540/1411.

Расчет произведен исходя из величины амортизационных отчислений по арендованному имуществу, участвующему в передаче электрической энергии, на 2020 год и доли полезного отпуска сторонним потребителям в общем объеме полезного отпуска на 2020 год (87,38 %).

Налог на прибыль – принят на уровне фактических затрат 2018 года. Снижение 2,64 тыс. руб.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – (-370,82) тыс. руб.:

«корректировка подконтрольных расходов» - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКАф – 1,139 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

«корректировка неподконтрольных расходов» - проведена отрицательная корректировка по фактическим затратам 2018 г. (аренда имущества).

«корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности на 2020 год» - предприятие не планирует.

«корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию» - предприятие не планирует.

«корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы» - инвестиционная программа АО «Комбайнмашстрой» на 2018 год в установленном порядке не утверждалась.

«корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год - установленные показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием в пределах допустимых отклонений, в связи с этим корректировка необходимой валовой выручки не проводится.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 3 502,45 тыс. руб.

Снижение от предложения предприятия 587,55 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 6432,41 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 2199,60 МВт ч и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2914,98 руб./МВт ч.; 2 полугодие – 2933,54 руб./МВт ч

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

	Ед. изм.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	47201,46	47255,12
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	168,35	169,42
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,26118	0,26053

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Комбайнмашстрой» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.22 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Технопарк» на 2020 год

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

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Технопарк» на 2020 год.

На 2019 год для АО «Технопарк» установлена необходимая валовая выручка в размере 23 312,69 тыс. руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2020 год 42 450,56 тыс. руб.

Предложение комитета Тульской области по тарифам на 2020 год 24 124,65 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является третьим годом второго долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям. Объем условных единиц составляет 605,49 УЕ.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год
Заявленная мощность	МВт	10,13	14,31	11,71
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	13714,89	15316,60	11540,08
Полезный отпуск	МВт*ч	13072,89	14600	11000,00
Потери	МВт*ч	642,00	716,60	540,08
Потери	%	4,68	4,68	4,68

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.

Затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять в следующем порядке:

Подконтрольные расходы –14429,69 тыс. руб.

С 2018 года для предприятия тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2018-2022 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит –14429,69 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные во втором периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - $II P_{i-1}$ - 14226,33 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2019 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{э}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году $y^{e_{i-1}}$ - 561,41 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y^{e_i} - 605,49 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,07.

Снижение 1664,77 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы – 9 909,11 тыс.руб.

«Отчисления на социальные нужды» - затраты учтены в размере 30,56% от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов (размер страхового тарифа на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, установленный для АО «Технопарк» с января 2019 года, составляет 0,56 % к начисленной оплате труда). Снижение 339,92 тыс. руб.

«Амортизация» - затраты определены исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы. В соответствии с п. 27 Основ ценообразования при расчете на плановый период регулирования экономически обоснованного размера амортизации основных средств в составе необходимой валовой выручки учитывается амортизация только по основным средствам, фактически введенным в эксплуатацию за последний отчетный период, за который имеются отчетные данные. Расходы Общества на

амортизацию трансформатора силового ТДН-25000/110-У1 (б/у), планируемого к вводу 31.10.2019 г., не учитывались. Снижение 2063,37 тыс. руб.

«Аренда» - затраты приняты в соответствии с представленным договором аренды объектов электросетевого хозяйства с ООО «Артмонтаж» от 29.11.2019 г.

исходя из величины амортизации арендуемого имущества и налога на имущество по переданному в аренду имуществу. Снижение 86,03 тыс. руб.

«Налоги»

«Налог на землю» - затраты определены исходя из исчисленного налога по данным налоговой декларации по земельному налогу за 2018 год в пересчете на количество полных месяцев владения земельным участком в течение налогового периода, равным 12 месяцам.

«Транспортный налог» - затраты приняты по данным предприятия.

«Налог на имущество» - затраты рассчитаны исходя из среднегодовой стоимости недвижимого имущества и налоговой ставки, равной 2,2 %.

Снижение по ст. «налоги» 18,33 тыс. руб.

«Капвложения из прибыли» - затраты приняты на выполнение инвестиционной программы, скорректированы под 12% от НВВ.

«Налог на прибыль» - затраты приняты по фактическим затратам 2018 г. (по данным налоговой декларации). Снижение 1065,58 тыс. руб.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – (-214,15) тыс. руб.

Корректировка неподконтрольных расходов – проведена отрицательная корректировка по фактическим затратам 2018 г.

Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию – проведена положительная корректировка; затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год.

Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы – не проводится.

Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг – проведена отрицательная корректировка, так как плановые значения показателей средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, уровня качества осуществляемого технологического присоединения и качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций за 2018 год предприятием достигнуты. Плановое значение показателя средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки за 2018 год предприятием не достигнуто.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит - 24 124,65 тыс. руб.

Рост 3,5% к НВВ 2019 г.

Снижение от предложения предприятия 18325,91 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 1579,07 тыс. руб. учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 540,10 МВт. ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие - 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед. изм.	с 01. 01. 2020 по	
		30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	171681,33	171681,18
Ставка по оплате потерь	руб./МВт*ч	143,11	144,05

Одноставочный тариф	руб./кВт*ч	2,20153	2,49081
---------------------	------------	---------	---------

Рекомендовать предприятию скорректировать средства на выполнение инвестиционной программы на 2020 год.

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и АО «Технопарк» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.23 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» Филиалом АО НПО «Тяжпромарматура» - «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры» на 2020 год

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

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и Филиалом АО НПО «Тяжпромарматура» - «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры» на 2020 год.

Необходимая валовая выручка на 2019 год для предприятия установлена в размере 2391,26 тыс. руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2020 год 2696,13 тыс. руб.

Предложение комитета ТО по тарифам по уровню НВВ на 2020 год 2 139,60 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год для предприятия комитетом ТО по тарифам выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 76,69 УЕ.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Заявленная мощность	МВт	3,50	3,50	3,50	3,50
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	26 100,48	26 105,26	24289,69	23455,10
Полезный отпуск	МВт*ч	25 554,98	25 559,66	23628,29	22817,10
Потери	МВт*ч	545,500	545,60	661,40	638,00
Потери	%	2,09	2,09	2,72	2,72

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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

Подконтрольные расходы – 1865,62 тыс. руб.

С 2017 года для предприятия тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2017-2021 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит – 1865,62 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные в третьем периоде долгосрочного периода регулирования

(2019 г.) - $П P_{i-1}$ - 1867,30 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2018 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{э}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году $y^{e_{i-1}}$ - 76,69 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y^{e_i} - 76,69 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,03.

Снижение 155,54 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы – 594,34 тыс. руб.

«Отчисления на социальные нужды» - затраты учтены в размере 31,63% от фонда оплаты труда, определенного в составе неподконтрольных расходов. Снижение 34,40 тыс. руб.

«Амортизация» - затраты определены исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в передаче электроэнергии на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования и доли полезного отпуска сторонним потребителям от общего поступления в сеть 24,06%. Снижение 29,37 тыс. руб.

«Налог на прибыль» - принят по данным Общества (равным нулю). Снижение 16,86 тыс. руб.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка: (-320,36) тыс. руб.

корректировка неподконтрольных расходов проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКАФ -0,023625) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

корректировка неподконтрольных расходов – предприятием не заявлена;

корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию - проведена отрицательная корректировка; затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и

Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности за 2018 год предприятием не планируется;

корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы- инвестиционная программа для предприятия на 2018 год в установленном порядке не утверждалась.

корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг» - показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием с улучшением - в сторону повышения надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим, учтена положительная корректировка необходимой валовой выручки 2020 года с учетом КНК = 1,3% к НВВ на 2018 год.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит – 2139,60 тыс. руб.

Снижение от предложения предприятия по НВВ 556,53 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 1865,45 тыс. руб. учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 638,0 МВт. ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт ч.; 2 полугодие – 2933,54 руб./МВт ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед. изм.	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	50942,86	50942,86
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	81,52	82,02
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,17182	0,17954

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и Филиалом АО НПО «Тяжпромарматура» - «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.24 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и Центральным филиалом ООО «Газпром энерго» на 2020 год

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

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услугу по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго»

ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и Центральным филиалом ООО «Газпром энерго» на 2020 год.

Необходимая валовая выручка на 2019 год для предприятия установлена в размере 19 503,06 тыс. руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2020 год – 37 980,37 тыс. руб.

Предложение комитета ТО по тарифам по уровню НВВ на 2020 год 19 025,94 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год для Центрального филиала ООО «Газпром энерго» комитетом ТО по тарифам выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Центральный филиал ООО «Газпромэнерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 808,16 УЕ.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Заявленная мощность	МВт	6,34	2,60	2,52	5,35
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	26957,140	18547,60	17333,03	36423,57
Полезный отпуск	МВт*ч	26202,340	17041,60	16542,13	35259,47
Потери	МВт*ч	754,800	1506	790,90	1164,10
Потери	%	2,80	8,12	4,56	3,20

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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

Подконтрольные расходы 12 206,93 тыс. руб.

С 2017 года для предприятия тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2017-2021 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит –12 206,93 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные в третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - $II P_{i-1}$ - 12743,43 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2019 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{э.э}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году $y_{e_{i-1}}$ - 808,16 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y_{e_i} - 808,16 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,07

Снижение 12819,46 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы 5 990,60 тыс. руб.

«Отчисления на социальные нужды» - учтены затраты в размере 30,2% от фонда оплаты труда, определенного в составе неподконтрольных расходов. Снижение 16,98 тыс. руб.

«Амортизация» - расходы определены исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии на 01.01.2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы. Снижение 4,75 тыс. руб.

«Аренда имущества» - затраты приняты в соответствии с договорами аренды с ООО «Газпром трансгаз Москва» от 09.06.2016 г. № 57-07/90-16-з с приложениями; с ПАО «Газпром» от 15.12.2015 г. № 01/1600-Д-111/16 с приложением; а также представлены предприятием акты оказанных услуг по аренде, счета фактуры за 2018 год; пообъектный расчет арендной платы на 2017-2019 годы по каждому договору с указанием первоначальной стоимости и суммы амортизационных отчислений, налога на имущество и земельного налога, иных расходов по арендуемому имуществу. Расчет амортизационных отчислений по арендованному оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята в соответствии со сроком амортизации по данным Филиала. Снижение 160,86 тыс. руб.

«Транспортный налог» -затраты приняты по фактическим затратам 2018 г., подтвержденными данными бухучета (анализ счета 20). Снижение 1,65 тыс. руб.

«прочие налоги» - не приняты затраты на оплату услуг по госпошлине, так как подтвердить экономическую обоснованность расходов (госпошлина за государственную регистрацию права на недвижимое имущество) не представляется возможным. Снижение 35,00 тыс. руб.

«Налог на прибыль» - в соответствии с отчетом о финансовых результатах за 2018 год деятельность Филиала была убыточной. Подтвердить экономическую обоснованность расходов Центрального филиала ООО «Газпром энерго» по статье «Налог на прибыль» не представляется возможным. Подтвердить экономическую обоснованность расходов Центрального филиала ООО «Газпром энерго» по статье «Налог на прибыль» на 2020 год не представляется возможным. Снижение 27,83 тыс. руб.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – 828,41 тыс. руб.:

Принята корректировка неподконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2018 года - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКА – 0 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

Принята корректировка неподконтрольных расходов – затраты по аренде и амортизации приняты по максимальному сроку использования, затраты по транспортному налогу приняты по фактическим затратам 2018 года.

Принята корректировка с учетом надежности и качества оказываемых услуг –показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием с улучшением - в сторону повышения надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим, учтена положительная корректировка необходимой валовой выручки 2020 года с учетом КНК = 1,3% к НВВ на 2018 год.

Снижение 1115,76 тыс. руб.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит – 19 025,94 тыс. руб.

Снижение от предложения предприятия 18 954,43 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь –3404,11 тыс. руб. учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 1164,10 МВт. ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие - 2 933,54 руб./МВт.ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед. изм.	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	296354,21	296354,21
Ставка по оплате потерь	руб./МВт*ч	93,74	99,51
Одноставочный тариф	руб./кВт*ч	0,61813	0,65524

Предприятие выразило письменное согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и 24 Центральный филиал ООО «Газпром энерго» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.25 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ОАО «Щекинская городская электросеть» на 2020 год

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.,
Коновалов А.П., Карсеева Г.В., Губина В.М., Тимофеева О.А.**

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ОАО «Щекинская городская электросеть» на 2020 год.

На 2019 год для ОАО «Щекинская городская электросеть» утверждена необходимая валовая выручка в размере 168 215,19 тыс. руб.

Предприятие вышло с предложением необходимой валовой выручки на 2020 год в размере 228 091,83 тыс. руб.

Предложение комитета ТО по тарифам по уровню НВВ на 2020 год 176 462,25 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год для ОАО «Щекинская городская электросеть» комитетом ТО по тарифам выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

ОАО «Щекинская городская электросеть» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 5917,33 УЕ.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Объем Условных Единиц (УЕ)	5426,41	5591,63	5858,00	5917,33
Заявленная мощность (МВт)	18,73	18,73	18,73	18,73
Поступление электроэнергии в сеть (МВт ч)	156619,41	161010,00	161010,00	161010,00
Полезный отпуск (МВт ч)	132092,81	135795,90	135795,90	135795,90
Потери (МВт ч)	24526,60	25214,10	25214,10	25214,10
Норматив потерь (%)	15,66	15,66	15,66	15,66

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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

Подконтрольные расходы – 73 951,25 тыс. руб.

С 2017 года для предприятия тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2017-2021 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит – 73 951,25 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные во третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - $П P_{i-1}$ - 72 710,27 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2020 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{\text{э}}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году $y^{e_{i-1}}$ - 5858,00 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y^{e_i} - 5917,33 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,02

Снижение 11511,46 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы – 72 948,76 тыс. руб.

«Отчисления на социальные нужды» - затраты учтены в размере 30,4% от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов. Снижение 2898,79 тыс. руб.

«Амортизация» - расходы определены исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии на сентябрь 2019 г., максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы.

«Аренда имущества» - затраты приняты в соответствии с представленными обосновывающими документами: договор с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 07.04.2015 г. № 02/15/180 на аренду помещения площадью 11,2 кв. м в здании, расположенном по адресу Тульская область, г. Щекино, ул. Тульская, 6; договор с ИП «Дернов Герман Сергеевич» от 29.12.2016 г. № 2/915 У на аренду помещения площадью 14 кв. м в здании, расположенном по адресу: Тульская область, г. Щекино, пл. Ленина, 1; акты оказания услуг по аренде помещений по договорам с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 07.04.2015 г. № 02/15/180 и ИП «Дернов Герман Сергеевич» от 29.12.2016 г. № 2/915 У за 2018 год (стоимость аренды 1 кв. м офисных помещений, арендуемых Обществом, не превышает среднюю рыночную стоимость аренды 1 кв. м площади аналогичных помещений в г. Щекино Тульской области, определенную на

основании данных маркетингового исследования); договоры аренды земли с Администрацией муниципального образования Щекинский район за 2018 год; акты сверки с Администрацией муниципального образования Щекинский район по расчетам за аренду земли за период с 01.01.2018 г. по 31.12.2018 г. снижение 106,65 тыс. руб.

Услуги сторонних организаций:

«**Электроэнергия на хозяйственные нужды**» - расчет по статье произведен исходя из фактических затрат на электрическую энергию на хозяйственные нужды за 2018 год, увеличенных на ИПЦ (1,047 – 2019 год к 2018 году; 1,03 – 2020 год к 2019 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ до 2024 года и на плановый период 2021 и 2022 годов Минэкономразвития России от 24 сентября 2019 года.

«**Тепловая энергия**» - расчет по статье произведен исходя из фактических затрат на электрическую энергию на хозяйственные нужды за 2018 год, увеличенных на ИПЦ (1,047 – 2019 год к 2018 году; 1,03 – 2020 год к 2019 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ до 2024 года и на плановый период 2021 и 2022 годов Минэкономразвития России от 24 сентября 2019 года.

«**Коммунальные услуги (вода и стоки)**» - расчет по статье произведен исходя из фактических затрат на электрическую энергию на хозяйственные нужды за 2018 год, увеличенных на ИПЦ (1,047 – 2019 год к 2018 году; 1,03 – 2020 год к 2019 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ до 2024 года и на плановый период 2021 и 2022 годов Минэкономразвития России от 24 сентября 2019 года.

«**Вывоз мусора**» - расчет по статье произведен исходя из фактических затрат на электрическую энергию на хозяйственные нужды за 2018 год, увеличенных на ИПЦ (1,047 – 2019 год к 2018 году; 1,03 – 2020 год к 2019 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ до 2024 года и на плановый период 2021 и 2022 годов Минэкономразвития России от 24 сентября 2019 года.

«**Дератизация**» - расчет расходов произведен исходя из фактических расходов на электрическую энергию на хозяйственные нужды, относимых на деятельность по передаче электроэнергии, за 2018 год (3 210,92 тыс. руб.), увеличенных на ИПЦ (1,047 – 2019 год к 2018 году; 1,03 – 2020 год к 2019 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов Минэкономразвития России от 24 сентября 2019 года.

Снижение по услугам сторонних организаций 747,70 тыс. руб.

Налоги:

«**Плата за землю**» - затраты определены исходя из фактической величины земельного налога за 2018 год (декларация по земельному налогу).

«**Транспортный налог**» - затраты определены исходя из фактических расходов по транспортному налогу за 2018 год (декларация по транспортному налогу).

«**Прочие налоги (негативное воздействие на окружающую среду, госпошлина)**» - затраты не приняты как экономически необоснованные (фактические затраты по данным предприятия на негативное воздействие на окружающую среду составляют 0,01 т. р., расчет отсутствует; расчет планируемых расходов на уплату госпошлины на 2020 год предприятием не представлен, подтвердить экономическую обоснованность расходов не представляется возможным).

«**Налог на имущество**» - затраты по статье рассчитаны исходя из налоговой базы по имуществу, облагаемой по ставке 2,2 % и налоговой базы по имуществу, облагаемой по ставке 0,55 %

Снижение по ст. «налоги» 3589,02 тыс. руб.

«**Капитальные вложения**» - учтены затраты на выполнение инвестиционной программы с учетом периода выполнения работ в 2020 году (Распоряжение правительства Тульской области № 626-р от 26.07.2016г.).

«**Налог на прибыль**» - затраты по данной статье приняты по фактическим затратам 2018 года. Снижение 4031,09 тыс. руб.

Экспертной группой исключены затраты в размере 2500,00 тыс. руб. «Проценты по кредитам» и 60,00 тыс. руб. взносы СРО как экономически необоснованные.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – 29 562,24 тыс. руб.

Приняты расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения, предусмотренные п. 87 Основ ценообразования, включаемые в необходимую валовую выручку.

Корректировка подконтрольных расходов - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКАФ– 0,030965 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

корректировка неподконтрольных расходов – проведена положительная корректировка по фактическим затратам 2018 г.

корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию – проведена отрицательная корректировка; затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год;

корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности за 2018 год по расчету экспертной группы - отсутствует;

корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы - инвестиционная программа за 2018 год и 9 месяцев 2019 исполнена предприятием в полном объеме, в связи с чем, корректировка не проводится;

корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год – показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2018 года достигнуты предприятием с улучшением - в сторону повышения надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим, учтена положительная корректировка необходимой валовой выручки 2020 года с учетом КНК = 1,3% к НВВ на 2018 год.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит – 176 462,25 тыс. руб.

Снижение от предложения предприятия 51 629,58 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь –73728,29 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 25214,10 МВт ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие –2914,98 руб./МВт ч.; 2 полугодие – 2933,54 руб./МВт ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед.изм.	с 01.01 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	785114,17	785114,08
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	541,24	544,69
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,81708	1,86868

Генеральный директор предприятия Губина В.М. выразила свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ОАО «Щекинская городская электросеть» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.26 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и Московской дирекцией по энергообеспечению СП Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» на 2020 год

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.,
Коновалов А.П., Карсеева Г.В., Потапова Е.В., Тишин С.С., Никитин С.А.**

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и Московской дирекцией по энергообеспечению СП Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» на 2020 год.

Необходимая валовая выручка на 2019 год для предприятия установлена в размере 32 389,85 тыс. руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2020 год 51 934,17 тыс. руб.

Предложение комитета ТО по тарифам по уровню НВВ на 2020 год 30 520,86 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год для предприятия комитетом ТО по тарифам выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Московская дирекция по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 2937,49 УЕ.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020
Заявленная мощность	МВт	16,64	16,78	16,85	14,66
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	114108,53	112112,00	104941,97	99624,23
Полезный отпуск	МВт*ч	108220,53	106328	100290,87	95266,33
Потери	МВт*ч	5888	5784	4651,10	4357,90
Потери	%	5,81	5,16	4,43	4,37

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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

Подконтрольные расходы – 24 905,08 тыс. руб.

С 2017 года для предприятия тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2017-2021 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом

потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит –24905,08 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные в третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - ΠP_{i-1} - 24423,93 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2020 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{\text{э}}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году $y^{e_{i-1}}$ - 2937,49 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y^{e_i} - 2937,49 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,01.

Снижение 96,72 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы – 14 518,53 тыс. руб.

«Отчисления на социальные нужды» - затраты учтены в размере 30,4% от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов. Снижение 16,33 тыс. руб.

«Амортизация» - расчет амортизационных отчислений по оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии произведен в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным Московской дирекции по энергообеспечению Трансэнерго ОАО «РЖД». Снижение 1273,15 тыс. руб.

«Электроэнергия на хозяйные нужды» - расчет расходов произведен исходя из документально подтвержденных фактических расходов на электрическую энергию на хозяйственные нужды за 2018 год, отнесенных на передачу электрической энергии, с учетом доли отпуска электроэнергии в сеть Тульской дистанции электроснабжения в границах Тульской области за 2018 год (99,62 %) и доли полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям на 2020 год (43,575 %), увеличенных на ИПЦ (1,047 – 2019 год к 2018 году; 1,03 – 2020 год к 2019 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов Минэкономразвития России от 24.09.2019 г. снижение 3633,7 тыс. руб.

«Налоги»:

налог на землю - расчет расходов произведен исходя из фактических расходов за 2018 год с учетом доли отпуска электроэнергии в сеть Тульской дистанции электроснабжения в границах Тульской области за 2018 год (99,62 %), доли прямых затрат, связанных с передачей электрической энергии за 2018 год (25,09 %), и доли полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям на 2020 год (43,575 %):

прочие налоги (транспортный налог) – расчет расходов произведен исходя из фактических расходов за 2018 год с учетом доли отпуска электроэнергии в сеть Тульской дистанции электроснабжения в границах Тульской области за 2018 год (99,62 %), доли прямых затрат, связанных с передачей электрической энергии за 2017 год (25,09 %), и доли полезного отпуска электрической энергии сторонним потребителям на 2020 год (43,575 %):

налог на имущество - затраты приняты по налоговой ставке 2,2% от прогнозной среднегодовой стоимости недвижимого имущества (ст. 375,380 «Налогового кодекса РФ (часть вторая)» от 05.08.2000г. № 117-ФЗ).

Снижение по ст. «налоги» - 7,12 тыс. руб.

«Капвложения из прибыли» - затраты исключены, так как инвестиционная программа для предприятия на 2020 год в установленном порядке не утверждалась.

«Налог на прибыль» - расходы на уплату налога на прибыль на 2020 год, относимые на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям, равны нулю и определены в соответствии с п. 20 Основ ценообразования на уровне фактических расходов за 2018 год. Снижение 188,50 тыс. руб.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – (-8902,75) тыс. руб.:

Приняты расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения, предусмотренные п. 87 Основ ценообразования.

Корректировка подконтрольных расходов – проведена отрицательная корректировка в связи с изменением фактических параметров расчета тарифов, не учтенных при установлении тарифов на 2018 год (ИКАф – 0 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%).

Корректировка неподконтрольных расходов – проведена отрицательная корректировка по фактическим затратам 2018 г.

Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию – проведена отрицательная корректировка; затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018год; акты приема-передачи электрической энергии с ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и АО «ТНС энерго Тула» за 2018 год.

Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестпрограммы – проведена отрицательная корректировка в связи с исполнением инвестиционной программы не в полном объеме.

Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг- проведена отрицательная корректировка, так как плановое значение показателя уровня надежности оказываемых услуг за 2018 год предприятием не достигнуто. Плановые значения показателей уровня качества осуществляемого технологического присоединения и уровня качества обслуживания потребителей услуг за 2018 год предприятием достигнуты.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит 30 520,86 тыс. руб.

По сравнению с НВВ 2019 года снижение на 1 868,99 тыс. руб. (5,8%).

По сравнению с предложением предприятия затраты снижены на 21 413,31 тыс.руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 12742,16 тыс. руб. учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 4357,90 МВт.ч и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере

1 полугодие – 2914,98 руб./МВт ч.; 2 полугодие – 2933,54 руб./МВт ч

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

	Ед. изм..	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.20
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	173492,84	173492,84
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	133,34	134,20
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	0,44241	0,46673

Представители предприятия не согласны с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год и выражают особое мнение (от 25.12.2019 № исх-105/МОСК НТЭ ТР – прилагается) по вопросу включения в НВВ 2020 года выпадающих расходов в размере 9,6 млн. руб. по ремонту линий и тяговых подстанций.

Карсеева Г.В. пояснила, что затраты инвестиционного характера (строительство, реконструкция, модернизация объектов и др.) могут быть учтены в НВВ только при наличии

инвестиционной программы, утвержденной в установленном действующим законодательством порядке. Однако, указанные мероприятия не были предусмотрены в инвестиционной программе предприятия, утвержденной на период 2017-2019 гг.; а на 2020 год инвестиционная программа у предприятия отсутствует.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и Московской дирекцией по энергообеспечению СП Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.27 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и филиалом «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» на 2020 год

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

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и филиалом «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» на 2020 год.

На 2019 год для предприятия установлена необходимая валовая выручка в размере 24 561,71 тыс. руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2020 год 41 366,76 тыс. руб.

Экспертная группа предлагает к утверждению необходимую валовую выручку в размере 32 051,68 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год для филиала Волго-Вятский АО «Оборонэнерго» комитетом ТО по тарифам выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является четвертым годом второго долгосрочного периода регулирования 2017-2021 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 1259,00 УЕ.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Показатели	2017	2018	2019	2020
Объем Условных Единиц (УЕ)	1020,00	1020,00	1020,00	1259,00
Заявленная мощность (МВт)	3,73	3,88	3,71	4,97

Поступление электроэнергии в сеть (МВт ч)	19965,25	20799,23	19860,32	26520,27
Полезный отпуск (МВт ч)	17896,85	18644,43	17884,22	23833,87
Потери (МВт ч)	2068,40	2154,80	1976,10	2686,40
Норматив потерь (%)	10,36	10,36	9,95	10,13

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.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

Подконтрольные расходы –22 522,84 тыс. руб.

С 2017 года для предприятия тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2017-2021 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит –22 522,84 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные в третьем периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - $II P_{i-1}$ - 19577,30 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2020 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{ра}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году y^{e}_{i-1} - 1020 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y^{e}_i - 1259 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,05

Снижение 153,35 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы –12 933,91 тыс. руб.

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

«Отчисления на социальные нужды» - учтены в размере 30,4% от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов. (в том числе 0,4% - на страхование от несчастных случаев, что по виду экономической деятельности соответствует III классу профессионального риска). Снижение 21,31 тыс. руб.

«Амортизация» - затраты определены в соответствии с максимальными сроками полезного использования имущества, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность основных средств к амортизационной группе принята по данным предприятия (согласно инвентарным карточкам и ведомости амортизации основных средств.). снижение 444,02 тыс. руб.

«Аренда» - расходы учтены в соответствии с представленным договорами аренды:

договор аренды электросетевого имущества от 07.12.2018 г. № 07/12/18-ВЭ1 с приложением, заключенный ООО «Венев Энерго» с АО «Строительное управление № 155»;

договор субаренды с ООО «Венев Энерго» от 21.12.2018 г. № 298-ВЛГ-2018 с приложением (зарегистрирован 11.01.2019 г.);

амортизационных отчислений - в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской

Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»;

Расчет налога на имущество по арендованным недвижимым объектам основных средств осуществлен исходя из среднегодовой стоимости переданных в аренду объектов недвижимости за 2020 год и налоговой ставки, равной 2,2 %. Снижение 140,58 тыс. руб.

Услуги сторонних организаций

«**Электроэнергия на хозяйственные нужды**» - затраты на оплату электрической энергии, приобретаемой на коммунальные нужды, приняты с учетом ИПЦ 2019=1,047 и 2020=1,03 (прогноз СЭР на 2019, 2020 годы) к факту 2018 года.

«**Тепловая энергия**» - затраты на оплату электрической энергии, приобретаемой на коммунальные нужды, приняты с учетом ИПЦ 2019=1,047 и 2020=1,03 (прогноз СЭР на 2019, 2020 годы) к факту 2018 года.

«**Вода и стоки, вывоз и утилизация ТБО**» -- затраты на оплату электрической энергии, приобретаемой на коммунальные нужды, приняты с учетом ИПЦ 2019=1,047 и 2020=1,03 (прогноз СЭР на 2019, 2020 годы) к факту 2018 года.

Снижение по ст. УСО 37,36 тыс.руб.

Налоги

«**Транспортный налог**» - расходы определены исходя из налогооблагаемых баз и ставок по транспортным средствам, находящимся на балансе предприятия, относимым на услуги по передаче электроэнергии по Тульской области.

«**Налог на имущество**» - расчет налога на имущество произведен исходя из среднегодовой остаточной стоимости объектов на 2020 год без учета движимого имущества и ставки 2,2%.

«**Плата за негативное воздействие на окружающую среду**» - затраты не приняты, так как представленный Филиалом расчет планируемых расходов на природоохранные мероприятия не содержит информации об установленных предельно допустимых выбросах загрязняющих веществ и ставки платы за 1 тонну загрязняющих веществ и отходов в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.2016 г. № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах», подтвердить экономическую обоснованность расходов на 2020 год не представляется возможным.

«**Капвложения из прибыли**» -инвестиционная программа Филиала «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» на 2020 год в установленном порядке не утверждена.

«**Налог на прибыль**» - затраты приняты по фактическим затратам 2018 г. (по данным налоговой декларации) с учетом доли прибыли, приходящейся на ПУ «Тульский», относимых на передачу э/э и техприсоединение.

«**Прочие неподконтрольные расходы**» - исключены затраты на ЦОК, формирование охранных зон, на проведение оценки по определению рыночной стоимости.

Территория эксплуатационной ответственности ПУ «Тульский» Филиала «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» ограничена границами Тульской области. Подтверждение наличия центра обслуживания клиентов на территории Тульской области в материалах дела отсутствует, в связи с чем подтвердить экономическую обоснованность планируемых расходов по содержанию центра обслуживания клиентов не представляется возможным.

Документы, обосновывающие расходы по формированию охранных зон представлены не в полном объеме (нет подтверждения цен определения границ земельных участков под воздушными линиями электропередачи и формирования границ земельных участков под зданиями и сооружениями).

Документы, обосновывающие расходы на проведение оценки по определению рыночной стоимости представлены не в полном объеме (нет подтверждения стоимости оценки одного объекта).

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – (-3405,07) тыс. руб.

Приняты расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения, предусмотренные п. 87 Основ ценообразования, включаемые в необходимую валовую выручку

Принята корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2018 года - проведена отрицательная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКА – 0 %) и фактического ИПЦ 2018 года по данным СЭП РФ – 102,9%;

Принята корректировка неподконтрольных расходов – исходя из фактических значений за 2018 год.

Принята корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию - затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2018 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула»,» за 2018 год.

Принята корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг – за 2018 год Филиалом «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» не достигнуто. Плановые значения показателей уровня качества осуществляемого технологического присоединения и уровня качества обслуживания потребителей услуг за 2018 год Филиалом «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» достигнуты.

Принята корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности по фактической выручке на содержание электрических сетей за 2018 год, подтвержденная актами об оказании услуг по передаче электрической энергии с ПАО «МРСК Центра и Приволжья», оплата услуг Филиала «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» по передаче электрической энергии в 2018 году осуществлялось по одноставочному тарифу.

Принята корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы - Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» в 2018 году не использовал денежные средства, предусмотренные в тарифе на услугу по передаче электрической энергии, на выполнение инвестиционной программы, утвержденной распоряжением Правительства Тульской области от 24.12.2015 г. № 1210-р «Об утверждении инвестиционной программы филиала «Юго-Западный» открытого акционерного общества «Оборонэнерго» на период 2016-2019 годов», корректировка необходимой валовой выручки филиала «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, определена по формуле 9 Методических указаний и имеет отрицательное значение.

Необходимая валовая выручка на 2020 год составит 32 051,68 тыс. руб.

Снижение от предложения предприятия 9 315,08 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 7854,03 тыс. руб. учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 2686,40 МВт. ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 2 914,98 руб./МВт. ч.; 2 полугодие – 2933,54 руб./МВт. ч.

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

	Ед. изм.	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	537419,18	537419,18
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	328,23	331,03
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,58547	1,77649

Рекомендовать предприятию использовать денежные средства, предусмотренные в тарифе на услугу по передаче электрической энергии, на выполнение инвестиционной программы в полном объеме.

Предприятие письменно выразило согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и филиалом «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.28 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Ин-Групп Энерго» на 2020 год

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

Слушали Карсееву Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Ин-Групп Энерго» на 2020 год.

Необходимая валовая выручка на 2019 год для предприятия была установлена в размере 36 467,28 тыс.руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2020 год – 101 659,73 тыс. руб.

Предложение экспертной группы по размеру НВВ на 2020 год 34 560,66 тыс. руб.

При регулировании тарифов на 2020 год комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является третьим годом первого долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц составляет 661,31 УЕ.

В соответствии с актами разграничения эксплуатационной ответственности сторон и балансовой принадлежности электрических сетей, полезный отпуск из сетей ООО «Ин-Групп Энерго» осуществляется по уровням СН2 (среднее второе напряжение) и НН (низкое напряжение).

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2018 год	2019 год	2020 год
Заявленная мощность	МВт	2,11	2,58	3,00
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	14302,55	17488,32	20445,34
Полезный отпуск	МВт*ч	12676,35	15499,92	18120,70
Потери	МВт*ч	1626,20	19898,40	2324,64
Потери	%	11,37	11,37	11,37

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.

Подконтрольные расходы – 9588,67 тыс. руб.

С 2018 года для предприятия тарифы на передачу электрической энергии установлены на основе долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период 2018-2022 гг., где уже определен базовый уровень подконтрольных расходов. В соответствии с индексом потребительских цен на 2020 год в размере 103%, сумма подконтрольных расходов на 2020 год составит –9588,67 тыс. руб.

При расчете использованы следующие параметры:

- подконтрольные расходы, учтенные во втором периоде долгосрочного периода регулирования (2019 г.) - P_{i-1} - 9499,38 тыс. руб.,

- индекс потребительских цен, определенный на 2020 год I_i - 103%,

- коэффициент эластичности подконтрольных расходов $K_{эл}$ - 0,75

- количество условных единиц в 2019 году $y_{e_{i-1}}$ - 661,31 УЕ

- количество условных единиц в 2020 году y_{e_i} - 661,31 УЕ

- индекс эффективности подконтрольных расходов X_i - 0,02

Снижение 15437,73 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы – 24 971,99 тыс. руб.

«Отчисления» - затраты учтены в размере 30,4 % от фонда оплаты труда. Размер страховых взносов на обязательное социальное страхование от НС и ПЗ, согласно представленному уведомлению, составляет 0,4 % от начисленной оплаты труда. (Основания: Федеральный закон от 24.07.2009 г. № 212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования», от 22.12.2005 г. № 179-ФЗ «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»). Снижение 105,88 тыс. руб.

«Амортизация» - затраты определены по оборудованию, участвующему в передаче электрической энергии, в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой амортизационной группе принята по данным Общества на основании Перечня основных средств, участвующих в передаче электрической энергии на 30.06.2018 г. снижение 49453,50 тыс. руб.

«Аренда имущества» расходы по аренде офиса исключены в связи с отсутствием подтверждающих документов. Снижение 97,99 тыс. руб.

«Плата за землю» - расходы определены исходя из кадастровой стоимости земельных участков, предназначенных для размещения объектов электроэнергетики, и ставки налога 1,5 %. Снижение 47,16 тыс. руб.

«Прочие налоги» (госпошлина) – затраты исключены, так как документы об основании уплаты госпошлины за 2018 год, а также о необходимости ее уплаты в 2020 году, Обществом не представлены.

«Налог на имущество» - расчет налога на имущество произведен исходя из среднегодовой стоимости основных средств на 2020 год и налоговой ставки 2,2%. Снижение 1725,57 тыс. руб.

«Налог на прибыль» - расходы на уплату налога на прибыль на 2020 год, относимые на услуги по передаче электрической энергии, равны нулю и определены в соответствии с п. 20 Основ ценообразования на уровне фактических расходов за 2018 год. Снижение 33,25 тыс. руб.

Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – 0,00 тыс. руб.

ООО «Ин-Групп Энерго» в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2020 год корректировку расходов, связанных с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка не планирует.

НВВ на 2020 год составила 34 560,66 тыс. руб. Снижение от предложения предприятия – 67099,07 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 6 796,95 тыс. руб. учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве 2324,64 МВт. ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год:

Тарифы	Ед. изм.	с 01. 01. 2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
Ставка на содержание сетей	руб./МВА в мес.	960 018,89	960 017,78
Ставка по оплате потерь	руб./МВт*ч	379,14	370,97
Одноставочный тариф	руб./кВт*ч	2,26946	2,29546

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Ин-Групп Энерго» на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

2.29 Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энерго Холдинг» на 2020 – 2024 гг.

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

Слушали Круглову А.Ю., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энерго Холдинг» на долгосрочный период регулирования 2020 - 2024 гг.

ООО «Энерго Холдинг» вышло с предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2020 год из расчета необходимой валовой выручки на содержание сетей в размере **41 389,05** тыс.руб.

Тарифы для предприятия на 2019 год были установлены впервые из расчета НВВ - **10 235,90** тыс.руб.

Предложения комитета Тульской области по тарифам по уровню НВВ на 2020 год – **10 152,68** тыс.руб.

При регулировании тарифов для ООО «Энерго Холдинг» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2020 год является первым годом первого долгосрочного периода регулирования 2020-2024 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг).

Предприятие соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Объем условных единиц по указанному оборудованию составит **274,27** У.Е.

Объем оказываемых услуг предприятия определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуется следующими показателями:

Наименование показателей	Ед. изм.	2019год	2020год
Заявленная мощность	МВт	0,62	0,62
Поступление ЭЭ в сеть	МВт*ч	4 397,00	4 397,02
Полезный отпуск	МВт*ч	3 698,61	3 698,62
Потери	МВт*ч	698,39	698,40
Потери	%	15,88	15,88

Норматив потерь на первый 2020 год долгосрочного периода 2020-2024 годов составит 15,88 % от поступления электроэнергии в сеть.

В связи с тем, что ООО «Энерго Холдинг» в 2018 году не осуществляло деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии, расчет уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ООО «Энерго Холдинг» на 2020 год (первый год долгосрочного периода регулирования 2020-2024 гг.) только исходя из нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций на соответствующих уровнях напряжения, утвержденных Приказом Министерства энергетики РФ № 887.

ООО «Энерго Холдинг» применяет упрощенную систему налогообложения, в связи с чем, при расчете экономически обоснованных расходов Общества учитывалась стоимость товаров (услуг) с НДС.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке:

1. Базовый уровень подконтрольных расходов (БазОРЕХ)-4 269,66 тыс. руб.

Для ООО «Энерго Холдинг» 2020 год является первым (базовым) годом долгосрочного периода регулирования 2020-2024 гг.

В 2019 году (первый год регулируемой деятельности ТСО) государственное регулирование в отношении ООО «Энерго Холдинг» осуществлялось с применением метода экономически обоснованных затрат.

В соответствии с п. 13 Методических указаний, утвержденных приказом ФСТ РФ от 18 марта 2015 г. № 421, «в случае отсутствия применения методов долгосрочного регулирования в году, предшествующем периоду регулирования, установление базового уровня ОПР для такой ТСО осуществляется в соответствии с Методическими указаниями по расчету тарифов на

услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации НВВ» (приказ ФСТ России от 17 февраля 2012 г. № 98-э).

В соответствии с п. 11 Методических указаний от 17 февраля 2012 г. № 98-э по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки «уровень подконтрольных расходов на первый (базовый) год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень подконтрольных расходов) устанавливается регулирующими органами методом экономически обоснованных расходов».

Базовый уровень подконтрольных расходов на первый год долгосрочного периода регулирования, рассчитанный с использованием метода экономически обоснованных затрат составит 4 269,66 тыс. руб., в том числе:

1.1. Вспомогательные материалы

Поскольку Обществом не были представлены обоснования цен, определяемых в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования, расходы определены экспертной группой комитета исходя из стоимости материалов, определенной на уровне рыночных цен поставщиков аналогичных товаров, согласно проведенному анализу с учетом ИПЦ на 2020 год, и нормативной численности персонала.

Снижение затрат по статье – 2 991,34 тыс. руб.

1.2. Оплата труда

В связи с тем, что отчетные данные о фактической заработной плате ООО «Энерго Холдинг» за 2018 год отсутствуют, затраты на 2020 год определены экспертной группой комитета с учетом:

численности работников - на уровне нормативной численности персонала, учтенной в тарифе на 2019 год (5 человек);

среднемесячной заработной платы 1 работника на 2020 год - 29 344 руб./мес. (исходя из утвержденной на 2019 год и ИПЦ на 2020 год 1,03 в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Минэкономразвития Российской Федерации).

Снижение затрат по статье – 11 929,70 тыс. руб.

1.3. Ремонт основных фондов

Расходы на проведение профналадки на трансформаторных подстанциях определены на основании представленных Обществом: графика проведения ремонтов объектов электросетевого хозяйства ООО «Энерго Холдинг» на 2020 - 2024 гг. и пообъектных локальных сметных расчетов на профналадку.

Затраты на проведение профналадки силами подрядной организации, учтены в соответствии с графиком проведения ремонтов объектов электросетевого хозяйства в 2020 году на ТП 21 «Зеленстрой» и ТП 18 «Зеленстрой»;

Расходы на формирование аварийно-восстановительного запаса материалов определены комитетом в соответствии с РД 34.10.178-88 «Нормы резерва материально-технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6-20/0,38 кВ и распределительных пунктов 6-20 кВ», РД 34.10.381 «Типовые нормы расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электростанций и предприятий электрических сетей», РД 34.10.552 «Индивидуальные нормы расхода трансформаторного масла на ремонтные и эксплуатационные нужды для оборудования энергопредприятий». На основании п. 31 Основ ценообразования при определении стоимости материалов Исполнителем применялись цены компаний - поставщиков «ЭТМ» (<https://www.etm.ru>) и «Русский свет» (<http://russvet.ru>) с учетом ИПЦ на 2020 год (1,03) в связи с тем, что Обществом не представлены документы, подтверждающие стоимость материалов, расходы на формирование аварийно-восстановительного запаса материалов

Снижение затрат по статье – 5 193,57 тыс. руб.

1.4. Услуги сторонних организаций по нерегулируемым видам деятельности

Расходы на работы и услуги производственного характера - определены на основании п. 31 Основ ценообразования исходя из количества приборов учета, в соответствии с Приложением № 1 к договорам купли - продажи недвижимости по каждому объекту - «Перечень оборудования, принадлежностей и кабельных линий», представленных Обществом,

стоимости поверки приборов учета - по ценам Тульского ФБУ «Тульский ЦСМ» на 09.01.2019 г. и с учетом ИПЦ на 2020 год (1,03);

Расходы на услуги связи приняты на уровне, учтенных в тарифе на 2019 год;

Расходы на охрану и пожарную безопасность, расходы на сертификацию, расходы на страхование – исключены полностью, так как предприятие не представило обосновывающих материалов;

Расходы на информационное обслуживание, консультационные и юридические услуги – в связи с непредоставлением документов, расчетов и обоснований цен расходы определены по отчетным данным за 2019 год с учетом ИПЦ на 2020 год (1,03);

Расходы на обеспечение нормальных условий труда и ТБ – определены исходя из нормативной численности рабочих, нормативного количества спецодежды, спецобуви и индивидуальных комплектов медицинской гражданской защиты в соответствии с требованиями законодательных документов, и стоимости материалов (на уровне рыночных цен поставщиков аналогичных товаров); расходы на специальную оценку условий приняты исходя из стоимости оценки условий труда, подтвержденной коммерческим предложением от ООО «СтандартСервис».

Расходы на обучение - определены с учетом нормативной численности персонала по расценкам Тульских центров подготовки на 2019 год: НП «УЦ ДПО «Проф-Энергетик», ГОУ ДПО «УМЦ ГОЧС ТО и ИПЦ на 2020 год (1,03)

Расходы на медосмотр – определены с учетом ИПЦ на 2020 год к установленным на 2019 год;

Расходы на услуги банков - определены исходя из фактических расходов за 2-ой и 3-ий кварталы 2019 г. в пересчете на год и с учетом ИПЦ на 2020 год.

Снижение затрат по статье –3 930,45 тыс. руб.

1.5. Прочие расходы (общехозяйственные)

Экспертной группой комитета определены расходы на:

приобретение хозяйинвентаря и канцтоваров - исходя из планируемых расходов на 2020 год в пересчете на нормативную численность;

обслуживание программы 1С – в соответствии с коммерческим предложением от ООО ВЦ «Баланс».

Снижение затрат по статье –1 445,82 тыс. руб.

1.6. Выплаты социального характера

Не приняты в расчет НВВ, так как предприятие не представило обосновывающих материалов.

Снижение затрат по статье –334,53 тыс. руб.

В соответствии с п. 14 Методических указаний № 421-э для организаций, переход на долгосрочный метод регулирования которых планируется осуществить в году $m + 1$ (в нашем случае – в 2020 году) базовый уровень подконтрольных расходов устанавливается органом регулирования на уровне, обеспечивающем достижение значения рейтинга эффективности на конец первого года периода регулирования не более 0,29.

Рейтинга эффективности ООО «Энерго Холдинг» на 2020 год составляет 0,285806.

2. Неподконтрольные расходы – 5 885,31 тыс.руб.

2.1. Отчисления на социальные нужды

Учтены в размере 30,2 % от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов.

Снижение затрат по статье –3 602,77 тыс. руб.

2.2. Амортизация основных средств

Амортизационные отчисления определены в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принадлежность объектов основных средств к каждой

амортизационной группе принята по данным, указанным в инвентарных карточках учета объектов основных средств.

Снижение затрат по статье –740,94 тыс. руб.

2.3. Аренда имущества

Расходы на аренду включают в себя:

расходы на аренду помещений определены исходя из норматива площади арендуемого помещения на человека (4,5 кв.м.); нормативной численности персонала и средней рыночной цены на аренду офисных помещений в Центральном районе г. Тулы за 1 кв.м. в месяц (614,4 тыс. руб.);

расходы по аренде земли - рассчитаны исходя из величины арендной платы в квартал 2019 года в пересчете на год.

Снижение затрат по статье –968,83 тыс. руб.

2.4. Налоги

Налог за землю принят на уровне фактически уплаченного налога в 1 квартале 2019 года в пересчете за год.

Госпошлина за государственную регистрацию права на недвижимое имущество и сделок с ним не принята в расчет, так как может быть отнесена на увеличение фактических затрат по приобретению основных средств.

Плата за негативное воздействие на окружающую среду исключена из расчета НВВ, так как не обоснована Обществом.

Снижение затрат по статье –98,41 тыс. руб.

Необходимая валовая выручка 2020 года на содержание сетей составит 10 152,68 тыс. руб.

Затраты на оплату нормативных потерь – 2 450,76 тыс. руб. – учтены исходя из объема технологических потерь электроэнергии в количестве **698,400** МВт.ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:

1 полугодие – 3 497,98 руб./МВт.ч.; 2 полугодие -3 520,25 руб./МВт.ч.

Долгосрочные параметры регулирования на период 2020-2024 годы							
ООО "Энерго Холдинг"							
	Базовый уровень подконтр. р. расходов	Индекс эффект - ти подконтр. р. Расходо в	Коэфф-ент эластичнос ти подконтр. расх. по кол-ву активов	Величина технологическо го расхода (потерь) электрической энергии (уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям)	Показатель средней продолжительнос ти прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	Показатель средней частоты прекращения передачи электрическ ой энергии на точку поставки (Psaifi)	Показатель уровня качества оказываем ых услуг (Птпр)
	млн. руб.	%	%	%	час	шт	
2020	4,26966	3	75	15,88	2,2960	0,7733	1
2021	x	3	75	x	2,2616	0,7617	1
2022	x	3	75	x	2,2277	0,7502	1
2023	x	3	75	x	2,1942	0,7390	1
2024	x	3	75	x	2,1613	0,7279	1

Тарифы на услугу по передаче электрической энергии на 2020-2024 годы:

с НДС

Год	НВВ ТСО без учета оплаты потерь	1 полугодие			2 полугодие		
		Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
		Ставка за содержание электрических сетей	Ставка на оплату технологического расхода (потерь)		Ставка за содержание электрических сетей	Ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
		тыс.руб.	(руб./МВт. в месяц)	(руб./МВт*ч)	(руб./кВт*ч)	(руб./МВт. в месяц)	(руб./МВт*ч)
2020	10 152,68	1 364 612,90	660,51	3,40551	1 364 602,15	664,72	3,4097
2021	10 244,87	1 376 998,66	728,88	3,49879	1 376 998,66	728,88	3,49879
2022	10 338,82	1 389 626,34	801,76	3,59708	1 389 626,34	801,76	3,59708
2023	10 434,59	1 402 498,66	881,94	3,70315	1 402 498,66	881,94	3,70315
2024	10 532,19	1 415 616,94	970,13	3,81773	1 415 616,94	970,13	3,81773

Предприятие письменно выразило свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энерго Холдинг» на долгосрочный период регулирования 2020 – 2024 гг. в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

3. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области

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

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

Стандартизированные тарифные ставки для случаев технологического присоединения на территории городских населенных пунктов на 2020 г

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки
1	2	3	5
1	C ₁	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") для постоянной схемы электроснабжения , (руб. за одно присоединение без НДС)	18436,88

2	C _{1.1}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для постоянной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	3333,36
3	C _{1.2}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для постоянной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	15103,52
4	C ₁	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") для временной схемы электроснабжения, (руб. за одно присоединение без НДС)	18436,88
5	C _{1.1}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для временной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	3333,36
6	C _{1.2}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для временной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	15103,52
7	C ₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи неизолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
8	C _{2_0,4_50_co}	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ² включительно по существующим опорам	127 655,97
9	C _{2_0,4_50_ни}	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ²	819 729,11
10	C ₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
11	C _{2_0,4_50}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	1 078 743,45
12	C _{2_0,4_100}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	1 451 209,92
13	C _{2_10(6)_50}	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	2 902 295,48
14	C _{2_10(6)_100}	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	2 467 666,26
15	C ₃	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи кабелями с алюминиевыми жилами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
16	C _{3_0,4_50}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	1 205 308,08
17	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	1 073 489,52
18	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 211 565,48
19	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	1 653 164,37
20	C _{3_0,4_50}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно проложенная методом ГНБ	4 798 515,80
21	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 695 950,88
22	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 140 533,49
23	C _{3_0,4_50}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 905 067,74
24	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 170 108,32
25	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 207 954,32
26	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	3 011 036,18
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			

27	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	931 740,11
28	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 451 708,87
29	C _{3_10(6)_500}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	4 568 717,21
30	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением 50 мм ² включительно в траншее в защитной трубе	1 385 076,64
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
31	C _{3_0,4_50}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	1 135 411,21
32	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	2 014 869,08
33	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	2 124 564,78
34	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	2 926 669,06
35	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 957 486,85
36	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	6 188 238,00
37	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 314 571,11
38	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 216 205,41
39	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	3 751 994,74
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
40	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	1 608 376,35
41	C _{3_10(6)_100}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	1 710 708,44
42	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	2 209 927,10
43	C _{3_10(6)_500}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	2 311 599,88
44	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	5 101 899,69
45	C _{3_10(6)_100}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 458 665,38
46	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	6 364 140,46
47	C _{3_10(6)_500}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	7 317 009,01
48	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 153 799,85
49	C _{3_10(6)_100}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 337 318,17
50	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	3 261 063,55
51	C _{3_10(6)_500}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	4 131 626,18
Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт без НДС			
Однотрансформаторная подстанция КТП 10(6)/0,4 кВ			
52	C _{5_10(6)_1_25}	Трансформаторная подстанция мощностью до 25 кВА включительно	13 477,59
53	C _{5_10(6)_1_100}	Трансформаторная подстанция мощностью от 25 до 100 кВА включительно	11 432,17
54	C _{5_10(6)_1_250}	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	4 685,02
55	C _{5_10(6)_1_500}	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА	3 579,89

		включительно	
56	C _{5_10(6)_1_900}	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	4 792,53
57	C _{5_10(6)_1_1000}	Трансформаторная подстанция мощностью 1000 кВА и выше	2 424,44
Блочно-модульная комплектная однотрансформаторная подстанция БКТП 10(6)/0,4 кВ			
58	C _{5_10(6)_16_250}	Блочно-модульная комплектная однотрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	43 563,44
Двухтрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
59	C _{5_10(6)_2_250}	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	14 499,38
60	C _{5_10(6)_2_500}	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	11 763,45
61	C _{5_10(6)_2_900}	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	5 696,93
62	C _{5_10(6)_2_1000}	Трансформаторная подстанция мощностью свыше 1000 кВА	11 049,39
Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция 2БКТП 10(6)/0,4 кВ			
63	C _{5_10(6)_26_250}	Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	32 600,49
64	C _{5_10(6)_26_500}	Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	23 415,68

Ставки за единицу максимальной мощности для случаев технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 8 900 кВт и на уровне напряжения ниже 35 кВ на территории городских населенных пунктов на 2020 г

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки
1	2	3	4
1	$C_1^{\max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б"), для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	1002,79
2	$C_{1.1}^{\max N}$	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	179,47
3	$C_{1.2}^{\max N}$	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	823,32
4	$C_1^{\max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б"), для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	1002,79
5	$C_{1.1}^{\max N}$	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	179,47
6	$C_{1.2}^{\max N}$	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	823,32
7	$C_2^{\max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи неизолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	

8	$C_{2,0,4,50,co}^{max N}$	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ² включительно по существующим опорам	970,19
9	$C_{2,0,4,50,ни}^{max N}$	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ²	7 157,64
10	$C_2^{max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевыми проводами, руб./кВт без НДС	
11	$C_{2,0,4,50}^{max N}$	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	8 995,18
12	$C_{2,0,4,100}^{max N}$	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	7 811,82
13	$C_{2,10(6),50}^{max N}$	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	6 573,87
14	$C_{2,10(6),100}^{max N}$	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	14 141,63
15	$C_3^{max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи кабелями с алюминиевыми жилами руб./кВт без НДС	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
16	$C_{3,0,4,50}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	1 272,65
17	$C_{3,0,4,100}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	1 010,55
18	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 621,58
19	$C_{3,0,4,500}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	4 334,49
20	$C_{3,0,4,50}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно проложенная методом ГНБ	20 556,84
21	$C_{3,0,4,100}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	1 861,14
22	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	2 553,53
23	$C_{3,0,4,50}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	216,48
24	$C_{3,0,4,100}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 097,39
25	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 541,29
26	$C_{3,0,4,500}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 253,52
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
27	$C_{3,10(6),50}^{max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением 50 мм ² включительно в траншее	287,86
28	$C_{3,10(6),200}^{max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	4 281,26
29	$C_{3,10(6),500}^{max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	53 253,61
30	$C_{3,10(6),50}^{max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением 50 мм ² включительно в траншее в защитной трубе	8 558,20
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
31	$C_{3,0,4,50}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	400,88
32	$C_{3,0,4,100}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	1 044,37
33	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 324,12
34	$C_{3,0,4,500}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	3 116,85
35	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	463,56
36	$C_{3,0,4,500}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	8 239,57
37	$C_{3,0,4,100}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее в защитной трубе	259,41
38	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее в защитной трубе	451,19
39	$C_{3,0,4,500}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, в траншее в защитной трубе	2 487,31

Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
40	$C_{3_10(6)_50}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	7 642,01
41	$C_{3_10(6)_100}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	3 208,90
42	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	8 178,97
43	$C_{3_10(6)_500}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	2 720,01
44	$C_{3_10(6)_50}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	5 442,03
45	$C_{3_10(6)_100}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 369,75
46	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	7 480,48
47	$C_{3_10(6)_500}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	6 424,45
48	$C_{3_10(6)_50}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	888,87
49	$C_{3_10(6)_100}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	7 533,83
50	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	3 788,58
51	$C_{3_10(6)_500}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 056,44
Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт без НДС			
Однотрансформаторная подстанция КТП 10(6)/0,4 кВ			
52	$C_{5_10(6)_1_25}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью до 25 кВА включительно	13 477,59
53	$C_{5_10(6)_1_100}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 25 до 100 кВА включительно	11 432,17
54	$C_{5_10(6)_1_250}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	4 685,02
55	$C_{5_10(6)_1_500}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	3 579,89
56	$C_{5_10(6)_1_900}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	4 792,53
57	$C_{5_10(6)_1_1000}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью 1000 кВА и выше	2 424,44
Блочно-модульная комплектная однотрансформаторная подстанция БКТП 10(6)/0,4 кВ			
58	$C_{5_10(6)_16_250}^{\max N}$	Блочно-модульная комплектная однотрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	43 563,44
Двухтрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
59	$C_{5_10(6)_2_250}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	14 499,38
60	$C_{5_10(6)_2_500}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	11 763,45
61	$C_{5_10(6)_2_900}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	5 696,93
62	$C_{5_10(6)_2_10000}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью свыше 1000 кВА	11 049,39
Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция 2БКТП 10(6)/0,4 кВ			
63	$C_{5_10(6)_26_250}^{\max N}$	Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	32 600,49
64	$C_{5_10(6)_26_500}^{\max N}$	Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	23 415,68

Стандартизированные тарифные ставки для случаев технологического присоединения на территории, не относящейся к территории городских населенных пунктов на 2020 г.

№	Обоз-	Наименование	Значение ставки
---	-------	--------------	-----------------

п/п	назначение		
1	2	3	4
1	C ₁	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") для постоянной схемы электроснабжения, (руб. за одно присоединение без НДС)	18436,88
2	C _{1.1}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для постоянной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	3333,36
3	C _{1.2}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для постоянной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	15103,52
4	C ₁	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") для временной схемы электроснабжения, (руб. за одно присоединение без НДС)	18436,88
5	C _{1.1}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для временной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	3333,36
6	C _{1.2}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для временной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	15103,52
7	C ₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи неизолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
8	C _{2_0,4_50_co}	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ² включительно по существующим опорам	101 554,15
9	C ₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
10	C _{2_0,4_50}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	1 701 245,35
11	C _{2_0,4_100}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	1 843 170,37
12	C _{2_10(6)_50}	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	3 727 096,02
13	C _{2_10(6)_100}	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	2 025 481,77
14	C ₃	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи кабелями с алюминиевыми жилами в расчете на 1 км линий руб./км без НДС	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
15	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 447 503,36
16	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	1 513 733,64
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
17	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	2 382 118,29
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
18	C _{3_10(6)_100}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	2 931 900,82
19	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	2 306 963,52
20	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно методом ГНБ	13 223 473,50
Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), руб./шт. без НДС			
21	C _{4_10(6)_250}	Реклоузер на напряжение 10 кВ, номинальный ток от 100 до 250 А (без узла учета)	1 399 172,80
22	C _{4_0,4_250}	Распределительный пункт наружной установки напряжением 0,4 кВ, номинальным током от 100 до 250 А	263 157,45
Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных			

трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт без НДС			
Однотрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
23	C _{5_10(6)_1_25}	Трансформаторная подстанция мощностью до 25 кВА включительно	12 443,60
24	C _{5_10(6)_1_100}	Трансформаторная подстанция мощностью от 25 до 100 кВА включительно	5 152,27
25	C _{5_10(6)_1_250}	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 211,01
26	C _{5_10(6)_1_500}	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	2 098,68
Двухтрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
27	C _{5_10(6)_2_250}	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	10 199,24
28	C _{5_10(6)_2_900}	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	9 980,01
29	C _{5_10(6)_2_1000}	Трансформаторная подстанция мощностью 1000 кВА и выше	12 936,61

Ставки за единицу максимальной мощности для случаев технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 8 900 кВт и на уровне напряжения ниже 35 кВ на территории, не относящейся к территории городских населенных пунктов на 2020 г.

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки
1	2	3	4
1	C ₁ ^{max N}	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б"), для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	1002,79
2	C _{1.1} ^{max N}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	179,47
3	C _{1.2} ^{max N}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	823,32
4	C ₁ ^{max N}	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б"), для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	1002,79
5	C _{1.1} ^{max N}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	179,47
6	C _{1.2} ^{max N}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	823,32
7		Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи неизолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
8	C _{2_0,4_50_co} ^{max N}	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ² включительно по существующим опорам	906,39
9	C ₂ ^{max N}	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевыми проводами руб./кВт без НДС	
10	C _{2_0,4_50} ^{max N}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	14 794,83
11	C _{2_0,4_100} ^{max N}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	54 994,81

12	$C_{2_10(6)_50}^{\max N}$	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	3 840,12
13	$C_{2_10(6)_100}^{\max N}$	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	11 956,58
14	$C_3^{\max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи кабелями с алюминиевыми жилами руб./кВт без НДС	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
15	$C_{3_0,4_200}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	2 316,01
16	$C_{3_0,4_500}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	3 604,13
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
17	$C_{3_0,4_100}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	13 022,25
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
18	$C_{3_10(6)_100}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	11 952,92
19	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	13 833,34
20	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно методом ГНБ	972,31
Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт без НДС			
Однотрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
21	$C_{5_10(6)_1_25}$	Трансформаторная подстанция мощностью до 25 кВА включительно	12 443,60
22	$C_{5_10(6)_1_100}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 25 до 100 кВА включительно	5 152,27
23	$C_{5_10(6)_1_250}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 211,01
24	$C_{5_10(6)_1_500}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	2 098,68
Двухтрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
25	$C_{5_10(6)_2_250}$	Двухтрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	10 199,24
26	$C_{5_10(6)_2_900}$	Двухтрансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	9 980,01
27	$C_{5_10(6)_2_1000}$	Двухтрансформаторная подстанция мощностью 1000 кВА и выше	12 936,61

Формула платы за технологическое присоединение

1. Если отсутствует необходимость реализации мероприятий "последней мили":

$$C1 = C1.1 + C1.2 \text{ (руб.)},$$

где:

C1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства, (руб./1 присоединение);

C1.1 - Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ);

C1.2 - Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий.

2. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматривается мероприятие "последней мили" по прокладке воздушных линий электропередач:

$$P2 = C1 + \sum(C2i,t \times L2i,t) \text{ (руб.)},$$

где:

C1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, без

расходов, связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб. /1 присоединение);

$C_{2i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L_{2i,t}$ - протяженность воздушных линий электропередач электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

3. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматривается мероприятие "последней мили" по прокладке кабельных линий электропередач:

$$ПЗ = C1 + \sum (C_{3it} \times L_{3it}) \text{ (руб.)},$$

где:

$C1$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб./1 присоединение);

$C_{3i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L_{3i,t}$ - протяженность кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

4. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматривается мероприятие "последней мили" по прокладке воздушных и кабельных линий электропередач:

$$П2, 3 = C1 + \sum (C_{2it} \times L_{2it}) + \sum (C_{3it} \times L_{3it}) \text{ (руб.)},$$

где:

$C1$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб./1 присоединение);

$C_{2i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$C_{3i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L_{2i,t}$ - протяженность воздушных линий электропередач электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

$L_{3i,t}$ - протяженность кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

5. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматривается мероприятие "последней мили" по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов):

$$П4 = C1 + \sum (C_{4i,t} \times L_{4i,t}) \text{ (руб.)},$$

где:

$C1$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб./1 присоединение);

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

$L_{4i,t}$ – количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (шт.);

6. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматриваются мероприятия "последней мили" по строительству трансформаторных подстанций (ТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ и на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС):

$P5;6;7 = C1 + \sum (C2_{i,t} \times L2_{i,t}) + \sum (C3_{i,t} \times L3_{i,t}) + \sum (C4_{i,t} \times L4_{i,t}) + \sum (C5_{i,t};6_{i,t};7_{i,t} \times Ni,t)$ (руб.),

где:

$C1$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб./1 присоединение);

$C2_{i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L2_{i,t}$ - протяженность воздушных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км);

$C3_{i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L3_{i,t}$ - протяженность кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

$C4_{i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (руб./шт.);

$L4_{i,t}$ – количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (шт.);

$C5_{i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство трансформаторных подстанций (ТП) с уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (руб./кВт);

$C6_{i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (руб./кВт);

$C7_{i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (руб./кВт);

Ni – объем максимальной мощности, указанный Заявителем в заявке на технологическое присоединение на i -том уровне напряжения (кВт).

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

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу «Строительство», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за половину периода, указанного в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы;

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу «Строительство», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за период, указанный в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы.

7. Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в размере 550 рублей при присоединении заявителя, владеющего объектами, отнесенными к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

В границах муниципальных районов, городских округов и на внутригородских территориях городов федерального значения одно и то же лицо может осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании, соответствующих критериям, указанным в абзаце первом настоящего пункта, с платой за технологическое присоединение в размере, не превышающем 550 рублей, не более одного раза в течение 3 лет.

Данное положение не применяется в следующих случаях:

- при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, принадлежащих лицам, владеющим земельным участком по договору аренды, заключенному на срок не более одного года, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства;
- при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов.

В отношении садоводческих, огороднических, дачных некоммерческих объединений и иных некоммерческих объединений (гаражно-строительных, гаражных кооперативов) размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств составляет 550 рублей, умноженных на количество членов этих объединений, при условии присоединения каждым членом такого объединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединений на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

В отношении граждан, объединивших свои гаражи и хозяйственные постройки (погреб, сарай), размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств составляет 550 рублей при условии присоединения каждым собственником этих построек не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединенных построек на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств религиозных организаций составляет 550 рублей при условии присоединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ

включительно и нахождения энергопринимающих устройств таких организаций на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Представители всех присутствующих ТСО выразили согласие с размером стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2020 год.

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

согласиться с размером стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

4. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2020 год для сетевых организаций Тульской области

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

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2020 год для сетевых организаций Тульской области.

Согласно п. 34 и 87 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178, расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение, включаются в необходимую валовую выручку в размере, определяемом регулирующими органами в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 (далее – Методические указания).

Для расчета плановых значений на 2020 год экспертной группой были использованы фактические данные ТСО за 2016 - 2018 годы и значения единых стандартизированных тарифных ставок на 2020 год.

Экспертная группа предлагает утвердить сумму выпадающих доходов ТСО от технологического присоединения, принятую к учету в НВВ сетевых организаций на 2020 год в размере 234 227,75 тыс. руб. в том числе:

1. размер выпадающих доходов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 148 079,37 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере 11 298,56 тыс. руб., на 2020 год в размере 136 780,81 тыс. руб.;

2. размер выпадающих доходов АО «Алексинская электросетевая компания» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 11 086,50 тыс. руб.,

в том числе за 2018 год в размере (-) 4 471,32 тыс. руб., на 2020 год в размере 15 557,82 тыс. руб.;

3. размер выпадающих доходов ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 1 407,73 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере (-) 13 023,87 тыс. руб., на 2020 год в размере 14 431,60 тыс. руб.;

4. размер выпадающих доходов ООО «ПромЭнергоСбыт» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 46 980,56 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере 8 374,50 тыс. руб., на 2020 год в размере 38 606,06 тыс. руб.;

5. размер выпадающих доходов АО «Щекинская городская электросеть» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 24 460,08 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере (-) 544,83 тыс. руб., на 2020 год в размере 25 004,91 тыс. руб.;

6. размер выпадающих доходов АО «Тюльские городские электрические сети» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 725,38 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере (-) 3 555,37 тыс. руб., на 2020 год в размере 4 280,75 тыс. руб.;

7. размер выпадающих доходов филиала Волго-Вятский АО «Оборонэнерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 4,23 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере (-) 31,73 тыс. руб., на 2020 год в размере 35,96 тыс. руб.;

8. размер выпадающих доходов Московской дирекции по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 1 483,90 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере 411,06 тыс. руб., на 2020 год в размере 1 072,84 тыс. руб.

Представители всех присутствующих ТСО выразили согласие с размером выпадающих доходов от технологического присоединения на 2020 год.

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

согласиться с размером выпадающих доходов от технологического присоединения на 2020 год для сетевых организаций Тульской области в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

5. О корректировке необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2020 год, в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.,
Коновалов А.П., Катаева Ю.Ю., Давыдов Э.В., Мишкин А.В.**

Слушали Катаеву Ю.Ю., которая доложила о корректировке необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2020 год, в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала.

Анализ основных технико – экономических показателей «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

«Тулэнерго» является филиалом ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - единой операционной компании с центром ответственности в г. Нижний Новгород, являющейся основным поставщиком услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям во Владимирской, Ивановской, Калужской, Кировской, Нижегородской, Рязанской, Тульской областях, а также в Республике Марий Эл и Удмуртской Республике. 11 сентября 2017 года был подписан договор о передаче ПАО «МРСК Центра» полномочий единоличного исполнительного органа МРСК Центра и Приволжья, условия которого были одобрены Советами директоров обеих компаний.

Филиал «Тулэнерго» осуществляет деятельность по передаче (транспортировке) и распределению электрической энергии от 0,4 кВ до 110 кВ и технологическому присоединению к сетям потребителей Тульской области.

Территория обслуживания - 25,7 тыс. кв. км с населением 1499 тыс. чел. Воздушные линии электропередачи (ВЛ) – 30638,76 км по трассе всех классов напряжений, в том числе ВЛ 110 кВ - 1961,45 км; ВЛ 35-10/0, 4 кВ – 28677,31 км.

Кабельные линии электропередачи – 1172,24 км.

Подстанции (ПС) 35-110 кВ – 171 ед. общей мощностью 4143,8 МВА, в том числе ПС 110 кВ - 90 ед. общей мощностью 3434,6 МВА; ПС 35 кВ – 81 ед. общей мощностью 709,2 МВА.

Трансформаторные подстанции (ТП) 6-10/0,4 кВ – 8457 ед. общей мощностью 1506,25 МВА. (Информация на 01.01.2019).

В состав филиала «Тулэнерго» входят 14 районов электрических сетей (РЭС/ГРЭС).

Основные финансово - экономические показатели хозяйственной деятельности филиала «Тулэнерго» за 2018 год приведены в таблице ниже.

Таблица 1 – Основные финансовые показатели филиала «Тулэнерго» за 2017-2018 гг.

Показатель	2017 год, тыс. руб.	2018 год, тыс. руб.	Отношение показателей гр.3 к гр.2, %	Отношение показателей гр.3 к гр.2, тыс. руб.
1	2	3	4	5
Выручка, в т.ч.:	11 285 354	12 085 114	6,62%	799 760
транспортировка э/э	11 165 079	11 924 103	6,37%	759 024
технологическое присоединение	42 121	53 781	21,68%	11 660
прочая выручка	78 154	107 230	27,12%	29 076
Валовая прибыль	2 072 518	2 498 344	17,04%	425 826
Чистая прибыль	1 611 526	1 963 982	17,95%	352 456
Дебиторская задолженность	2 392 684	2 371 181	-0,91%	-21 503

Как видно из приведенных выше данных, в 2018 году филиал «Тулэнерго» получил чистой прибыли на 352 456 тыс. руб. (с приростом на 17,95%) больше относительно 2017 года.

В 2018 году плановый объем отпуска электрической энергии филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» составил 5 993,1 млн. кВт*ч, плановый объем потерь электрической энергии – 656,2 млн. кВт*ч. Фактические показатели, а также сравнение плана с фактом 2018 года приведены в таблице ниже.

Таблица 2 – Основные технико – экономические показатели за 2018 год

Наименование показателя	Плановые показатели, млн. кВт*ч	Фактические показатели, млн. кВт*ч	Отклонение факта от плана, млн. кВт*ч	Отклонение плана от факта в %
Отпуск	5 993 135,34	6 153 037,88	159 902,54	2,60%
Потери	656 264,10	495 112,18	-161 151,92	-32,55%

Таким образом, экспертная группа отмечает, что фактический отпуск электрической энергии выше плана 2018 года на 159,9 млн. кВт*ч (прирост 2,6%), а фактические потери ниже плановых на 161,1 млн. кВт*ч (на 32,55%).

При осуществлении экспертизы исполнители руководствовались следующими нормативными актами Российской Федерации:

Конституция Российской Федерации, Гражданский, Налоговый кодексы Российской Федерации;

Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон от 23 ноября 2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее Основы ценообразования);

постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»;

постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;

постановление Правительства РФ от 29.12. 2011 № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)»;

постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;

приказ Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»;

приказ Федеральной службы по тарифам от 30.03.2013 № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» (далее также Методические указания № 228-э);

приказ Министерства энергетики РФ от 14.10. 2013 №718 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций»;

приказ Федеральной службы по тарифам от 26.10.2010 № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;

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

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

приказ Минэнерго РФ от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»;

прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и плановый период до 2024 года, опубликованный на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации 30.09.2019;

иные нормативно-правовые акты, в том числе в сфере бухгалтерского и налогового учета, имеющие значения для определения экономически обоснованного уровня затрат и др.

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

Также п. 33 Основ ценообразования определено, что при использовании метода доходности инвестированного капитала, регулируемые тарифы устанавливаются на основе необходимой валовой выручки, которая определяется с учетом ежегодных корректировок, осуществляемых в течение долгосрочного периода регулирования, и обеспечивает: покрытие расходов, возврат инвестированного капитала, получение дохода на инвестированный капитал.

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

$$\begin{aligned} НВВ_i^{СК} = & P_i^{СК} + ВК_i^{СК} + ДК_i^{СК} + \Delta ЭОР_i + \Delta ЭП_i + \Delta НВВ_{i-1, i-2}^{Корр} + КНК_{i-2} \times \\ & + НВВ_{i-2}^{СК} + \text{Дельта} НВВ_i^{СГ Корр} + Корр_{\text{Дох}}^{\text{Ввод}} + \Delta НВВ_i^{\text{КоррИП}} \end{aligned}$$

где:

$НВВ_i^{СК}$ - величина скорректированной необходимой валовой выручки на 2020 год;

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

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

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

$\Delta ЭОР_i$ - экономия операционных расходов.

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

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

$\Delta H B B_i^{c2}$ - величина скорректированной необходимой валовой выручки на 2018 год;

$\Delta H B B_i^{c2 \text{ корр}}$ - величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов;

$K H K_{i-2}$ - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2018 году, определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг;

$\Delta H B B_i^{\text{корр} II}$ - корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;

$\text{Корр}_{\text{дох}}^{\text{ввод}}$ - отклонение возврата и дохода на капитал, связанное с отклонением стоимости объектов, фактически введенных в эксплуатацию до 01 января 2012 года, от объемов фактического финансирования инвестиционных программ. Данный показатель использовался 1 раз в 2012 году – в момент перехода на учет инвестиций в величине инвестированного капитала по объему введенных основных фондов (ранее учет осуществлялся по объему финансирования). Поэтому при расчете НВВ «Тулэнерго» на 2020 год данный показатель не учитывается

Алгоритм расчета тарифов и формы представления предложений организации в целом соответствуют нормативно – методическим документам по вопросам регулирования тарифов. Далее произведен расчет каждой составляющей НВВ филиала «Тулэнерго» на 2020 год, выполненный экспертной группой.

Отнесение филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» к территориальной сетевой организации

Следует отметить, что на основании анализа, представленной филиалом «Тулэнерго», технической документации, экспертная группа установила факт соответствия филиала «Тулэнерго» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28.11.2015 № 184.

Таблица 3 - Оценка соответствия филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

№ п/п	Наименование критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям	Показатели владельца электросетевого оборудования для оценки критериев на 2020 год	Оценка соответствия критериям ТСО (Да) - соответствует / (Нет) - не соответствует
1	2	3	4
1	Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах ТО, суммарная установленная мощность которых составляет не менее 10 МВА	5 698,15 МВА	Да
2	Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи, используемыми для осуществления регулируемой деятельности непосредственно соединенными с трансформаторными подстанциями, сумма протяженности которых по трассе составляет не менее 15 км., не менее 2 уровней напряжения		Да
2.1	Количество уровней напряжения	4	да
	высокое напряжение (ВН) – 110 кВ и выше	2842,01 км	
	среднее первое напряжение (СН1) – 35 кВ	2 150,38 км	
	среднее второе напряжение (СН2) – 1 – 20 кВ	14 257,76 км	
	низкое напряжение (НН) – ниже 1 кВ	13 775,24 км	
2.2	Сумма протяженности линий электропередач не менее 15 км.	да	да
3	Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, при анализе соответствия уровню надежности и качества оказываемых услуг.	да	да
4	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.	8-800-50-50-115 (4872) 73-04-30	да
5	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	http://www.mrsk-cp.ru	да
6	Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов по производству электрической энергии (мощности), которые расположены в административных границах Тульской области и с использованием которых осуществляется производство электрической энергии (мощности) с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.	отсутствует	да
	Результат оценки соответствия критериям ТСО	Соответствует	

Филиал «Тулэнерго» относится к территориальной сетевой организации, поскольку соответствует всем требуемым критериям: является собственником трансформаторов совокупной мощностью в 5 698,15 МВА, а также электрических сетей совокупной протяженностью по уровням напряжения: ВН 2842,01 км; СН1 2 150,38 км; СН2 14 257,76 км;

НН 13 775.24 км; обладает официальным сайтом и абонентским номером. Отсутствуют факты применения пониженных коэффициентов надёжности и качества.

**Ведение базы инвестированного капитала с учетом реализации филиалом
«Тулэнерго» инвестиционной программы в 2018 году для определения необходимой
валовой выручки на 2020 год**

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

Учет инвестированного капитала осуществляется по первоначальной и остаточной стоимости.

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

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

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

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

Таблица 4 - Учет базы инвестированного капитала во втором и последующих периодах регулирования

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на начало ДПР	ПИК ₀	На начало второго ДПР равна сумме первоначальной стоимости базы инвестированного капитала и первоначальной стоимости капитала, инвестированного до перехода на регулирование по методу доходности инвестированного капитала с учетом изменений за первый ДПР (выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного) Начиная с третьего ДПР равна первоначальной стоимости базы инвестированного капитала предшествующего ДПР с учетом изменений за предшествующий ДПР (выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного)
Остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало ДПР	ОИК ₀	На начало второго ДПР равна сумме остаточной стоимости базы инвестированного капитала и остаточной стоимости капитала, инвестированного до перехода на регулирование по методу доходности инвестированного капитала с учетом изменений за первый ДПР (возврат, выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного) Начиная с третьего ДПР равна остаточной стоимости базы инвестированного капитала предшествующего ДПР с учетом изменений за предшествующий ДПР (возврат, выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного)
Первоначальная / остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало 1-го года ДПР	ПИК ₁ ОИК ₁	Плановая: $ПИК_1 = ПИК_0$ $ОИК_1 = ОИК_0$ Скорректированная: $ПИК_1^{СК} = ПИК_0^{СК}$ $ОИК_1^{СК} = ОИК_0^{СК}$ Корректировка производится с учетом фактических вводов и выбытий, которые были учтены при установлении ПИК ₀ как планируемые.

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на начало 2-го и последующих года ДПР	$ПИК_{i+1}$	<p>Плановая: $ПИК_{i+1} = ПИК_0 + \sum_{j=1}^i Э_j^{пл}$, где $Э_j^{пл}$ - объем ввода объектов в эксплуатацию, запланированный к осуществлению в году j ДПР</p> <p>Скорректированная: $ПИК_{i+1}^{ск} = ПИК_0^{ск} + \sum_{j=1}^i Э_j^* - \sum_{j=1}^i Выб_j^{пл} - \sum_{j=1}^i Корр_j^{пл}$, где $Э_j^*$ - скорректированная стоимость объектов, введенных в эксплуатацию, $Выб_j^{пл}$ - первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, соответствующая фактическому выбытию активов до установленного срока их использования, и первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, который был возвращен в полном объеме, $Корр_j^{пл}$ - корректировка первоначальной стоимости базы инвестированного капитала по итогам года j периода регулирования, определяемая регулирующим органом, связанная с фактическим изменением состава и стоимости активов.</p>
Остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало 2-го и последующих года ДПР	$ОИК_{i+1}$	<p>Плановая: $ОИК_{i+1} = ОИК_0 + \sum_{j=1}^i Э_j^{пл} - \sum_{j=1}^i \frac{ПИК_j}{СВК}$, где $Э_j^{пл}$ - объем ввода объектов в эксплуатацию, запланированный к осуществлению в году j ДПР,</p> <p>Скорректированная: $ОИК_{i+1}^{ск} = ПИК_{i+1}^{ск} - \sum_{j=1}^i \frac{ПИК_j^{ск}}{СВК} - ПИК_0^{ск} + ОИК_0^{ск}$</p>
Ввод объектов в эксплуатацию	$Э^{пл}$ $Э^*$	<p>Плановая: $Э_j^{пл} = В_j^{пл} - ПТП_j^{пл}$, где $В_j^{пл}$ - стоимость ввода объектов в эксплуатацию, предусмотренная утвержденным планом ввода объектов в эксплуатацию без учета НДС и незавершенного строительства. $ПТП_j^{пл}$ - величина планируемых поступлений средств по оплате инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение объектов, введенных в эксплуатацию в году j, в соответствии с тарифными решениями, за вычетом планируемого к уплате налога на прибыль, без учета НДС.</p> <p>Скорректированная: $Э_j^* = В_j^* - ПТП_j^*$, где $В_j^*$ - стоимость ввода объектов в эксплуатацию без учета НДС и незавершенного строительства: - фактически введенных объектов до периода (включительно), по которому известны отчетные данные, - согласно скорректированному утвержденному плану для текущего расчетного периода. $ПТП_j^*$ - величина поступлений средств по оплате инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение (за вычетом налога на прибыль, без учета НДС): - фактических по объектам, введенным в эксплуатацию в периоде, по которому известны отчетные данные, - скорректированных планируемых для текущего расчетного периода.</p>

Выбытие активов до окончания срока их использования

В рамках проведения экспертизы предложений филиала «Тулэнерго» по корректировке НВВ на 2020 год установлено, что объем выбытия активов до окончания срока использования из базы «старого» капитала за 2018 год составил:

по первоначальной стоимости: 52 745,3 тыс. руб.;

по остаточной стоимости: 3 092,35 тыс. руб.

о срока их использования									
по первоначальной стоимости	14 501	38 939	41 018	99 200	161 670	30 788	55 065	489 628	
по остаточной стоимости	4 979	13 133	7 738	41 757	58 333	4 818	3 714	94 043	
Возврат капитала (скорректированная величина)	869 602	925 793	963 349	993 752	1 018 954	1 052 484	1 092 876	1 126 089	

Экспертиза расчетов скорректированной необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» методом доходности инвестированного капитала на 2020 год

Расчет корректировки НВВ филиала «Тулэнерго» на 2020 год на основании фактических данных за 2018 год

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

В составе скорректированной плановой НВВ филиала «Тулэнерго» на 2020 год учитываются:

компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год;

корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2018-2019 годы;

корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2018 году.

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год, производится по следующей формуле:

$$\Delta HVB_{i-2}^{корр} = HVB_{i-2}^{ск} - HVB_{i-2}^{\phi} + \Delta NP_{i-2} + \Delta OP_{i-2} - \Delta Корр_{i-2}^{ЦП}$$

где (с учетом рассматриваемых периодов):

$\Delta HVB_{i-2}^{корр}$ - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год.

Компенсация понесенных выпадающих/излишне полученных доходов учитывается в скорректированной плановой НВВ на 2020 год с учетом индексов потребительских цен 2019-2020 гг.;

$HVB_{i-2}^{ск}$ - необходимая валовая выручка, принятая при расчете тарифов на 2018 год;

HVB_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки от реализации продукции по регулируемому виду деятельности за 2018 год;

ΔNP_{i-2} - компенсация фактически понесенных в 2018 году неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2018 год;

ΔOP_{i-2} - компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям.

$\Delta Kopp_{i-2}^{цп}$ - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов филиала, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на очередной период регулирования цен покупки технологических потерь электрической энергии за 2018 год.

По заявленному расчету филиала «Тулэнерго» компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год, составляет 827 390,95 тыс. руб.

Экспертная группа осуществила собственный расчет выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго» за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год.

Определение необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», установленной на 2018 год

В расчете компенсации выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год филиалом «Тулэнерго» учтена установленная на 2018 год необходимая валовая выручка на содержание сетей в размере 7 621 689,43 тыс. руб.

Определение указанного параметра осуществляется на основании тарифных решений Комитета. Кроме этого, источником данных является шаблон ЕИАС ФСТ России «Отчет о принятых тарифах на услуги по передаче электроэнергии по Тульской области на 2018 год». В указанном шаблоне Комитетом рассчитаны все тарифы на услуги по передаче электроэнергии, действующие в 2018 году на территории Тульской области.

Экспертная группа определила плановую установленную на 2018 год необходимую валовую выручку филиала «Тулэнерго» на содержание сетей в размере 7 621 689,43 тыс. руб., (утверждена постановлением Комитета от 26.12.2017 № 62/2.)

Определение фактического объема выручки филиала «Тулэнерго» на содержание сетей за 2018 год

По данным филиала «Тулэнерго» фактический объем выручки на содержание сетей за 2018 год составил 7 240 398,22 тыс. руб.

Экспертная группа определила фактическую выручку филиала «Тулэнерго» на содержание сетей в 2018 году в размере 7 240 398,22 тыс. руб. на основании суммирования фактической выручки на содержание сетей по группе потребителей «Прочие» (по одноставочному тарифу - 5 750 426 тыс., руб., по двуставочному тарифу - 2 378 009 тыс. руб.)

и группе «Население» (933 220 тыс. руб.), снижением полученной суммы на величину фактически оплаченной выручки на содержание сетей прочих ТСО (1 821 257 тыс. руб.).

Таким образом, по расчету экспертной группы фактический объем выручки на содержание сетей филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2018 году составил 7 240 398,22 тыс. руб.

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

По расчету филиала «Тулэнерго» компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц в 2018 году, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям составляет -34 752,37 тыс. руб.

Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям определяется по формуле:

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

где:

$OP_{i-3}^{ск}$ - величина операционных расходов на 2017 год;

$Кинд_{i-2}^{ск}$ - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на 2018 год;

$Кинд_{i-2}^{\phi}$ - коэффициент индексации операционных расходов на 2018 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц.

Величина операционных расходов на 2018 год утверждена в размере 1 989 894, 98 тыс. руб.

Коэффициент индексации операционных расходов, учтенный на 2018 год, составляет 1,015.

Коэффициент индексации операционных расходов на 2018 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц, определяется по формуле:

$$Кинд_{i-2}^{\phi} = (1 - ИР_{i-2}) * (1 + ИПЦ_{i-2}^{\phi}) * (1 + \text{Эл} \times ИКА_{i-2}^{\phi})$$

где:

$ИПЦ_{i-2}^{\phi}$ - фактический индекс инфляции за 2018 год.

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

$УЕ_{i-2,i-3}^{\phi}$ - фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2018 и 2017 годах, соответственно.

Расчет фактического коэффициента индексации операционных расходов за 2018 год приведен в таблице ниже.

Таблица 6 - Расчет фактического коэффициента индексации операционных расходов на 2018 год

Параметры	Ед. изм.	Фактический индекс
Фактический индекс потребительских цен в 2018 году	%	2,90%
Индекс эффективности операционных расходов	%	2,50%
Индекс изменения количества активов ((стр. 3.1.- стр. 3.2.)/стр.3.2*100 %)	%	-0,56%
Фактический объем условных единиц 2018 года	у.е.	117 034,9
Фактический объем условных единиц 2017 года	у.е.	117 251,1
Коэффициент эластичности операционных расходов	х	0,75
Итого фактический коэффициент индексации 2018 года (1- стр.2)*(1+стр.1)*(1+стр.3*стр.4)	х	0,998

По расчету экспертной группы коэффициент индексации операционных расходов на 2018 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц, составит 0,998. Таким образом, исходя из умножения операционных расходов 2017 года (1 959 753,085 тыс. руб. – скорректированная величина, получена при утверждении НВВ 2018 года) на разницу фактического и учтенного коэффициента индексации 2018 года, экспертная группа определила величину компенсации операционных расходов за 2018 год в размере (-34 752,37) тыс. руб.

По расчету экспертной группы, компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2018 год составляет (-34 752,37) тыс. руб.

Расчет компенсации фактически понесенных в 2018 году неподконтрольных расходов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» не учтенных при установлении тарифов на 2018 год

По расчету филиала «Тулэнерго» компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов за 2018 год составляет 493 857,26 тыс. руб.

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

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

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

Анализ неподконтрольных расходов 2018 года по данным филиала «Тулэнерго» и по расчету экспертной группы представлен в таблице ниже.

Таблица 7- Анализ неподконтрольных расходов по данным филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год, тыс. руб.

№,п/п	Наименование	2018 год				
		Утверждено в ТБР	Фактически понесенные расходы по данным экспертной группы	Фактически понесенные расходы по данным филиала "Тулэнерго"	Величина компенсации фактических неподконтрольных расходов по расчетам экспертной группы	Величина компенсации фактических неподконтрольных расходов по данным филиала «Тулэнерго»
1	2	3	4	5	6=4-3	7=5-3
1	Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС»	1 465 957,49	1 445 290,47	1 445 290,47	-20 667,02	-20 667,02
2	Плата за аренду имущества	22 647,47	10 948,10	10 948,10	-11 699,37	-11 699,37
2.1	Аренда ВЛ, КЛ, ПС, ТП	112,47	112,07	112,07	-0,40	-0,40
2.2	Арендная плата за пользование землей	22 050,77	10 245,53	10 245,53	-11 805,24	-11 805,24
2.3	Арендная плата за пользование нежилыми помещениями	484,23	533,42	533,42	49,19	49,19
2.4	Аренда средств АСУ, АСТУ и связи	0,00	57,08	57,08	57,08	57,08
3	Налоги, всего, в том числе:	182 377,17	230 630,23	230 630,23	48 253,07	48 253,07
3.1.	Плата за землю	1 682,81	3 289,62	3 289,62	1 606,81	1 606,81
3.2.	Налог на имущество	177 502,36	224 228,76	224 228,76	46 726,40	46 726,40
3.3.	Прочие налоги и сборы	3 192,00	3 111,86	3 111,86	-80,15	-80,15
4	Отчисления на социальные нужды (страховые взносы)	349 012,53	368 569,26	368 569,26	19 556,73	19 556,73
5	Налог на прибыль	231 092,00	425 174,25	530 903,00	194 082,25	299 811,00
6	Расходы по судебным решениям, решениям ФСТ России о рассмотрении разногласий и досудебного урегулирования споров	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Выпадающие доходы от льготного ТП	114 738,29	125 215,34	125 879,03	10 477,05	11 140,74
8	Пропуск по сетям прочих организаций	32 649,76	61 684,27	61 684,27	29 034,51	29 034,51

№,п/п	Наименование	2018 год				
		Утверждено в ТБР	Фактически понесенные расходы по данным экспертной группы	Фактически понесенные расходы по данным филиала "Тулэнерго"	Величина компенсации фактических неподконтрольных расходов по расчетам экспертной группы	Величина компенсации фактических неподконтрольных расходов по данным филиала «Тулэнерго»
9	Убытки прошлых лет, признанные в отчетном году		607,5	44 463,81	607,5	44 463,81
10	Списание дебиторской задолженности		0,00	115,93	0,00	115,93
11	Резерв по сомнительным долгам, нереальный к взысканию		0,00	73 847,87	0,00	73 847,87
	ООО "Теплоэнергетик"			11 900,32		11 900,32
	ООО "Узловские коммунальные системы"			21 028,72		21 028,72
	ООО "УВК"		0,00	16 647,92	0,00	16 647,92
	ООО "Эко-Ресурс"			2 221,04	0,00	2 221,04
	ООО "Узловский коммунальный сервис"		0,00	6 955,37	0,00	6 955,37
	ООО "Узловское Водо-Канализационное хозяйство"			4 747,37	0,00	4 747,37
	ООО "К-Сервис"			10 347,13		10 347,13
12	Резерв по сомнительным долгам, образованный до принятия функций ГП от ОАО "Тулаэнергосбыт" в 2013 году		0,00	0,00	0,00	0,00
10	Расходы, связанные с реализацией мероприятий по организации коммерческого учета с использованием интеллектуальных систем учета (в соответствии с требованиями п.5 ст.37 ФЗ "Об электроэнергетике" №35-	x	x	x	x	x

№,п/п	Наименование	2018 год				
		Утверждено в ТБР	Фактически понесенные расходы по данным экспертной группы	Фактически понесенные расходы по данным филиала "Тулэнерго"	Величина компенсации фактических неподконтрольных расходов по расчетам экспертной группы	Величина компенсации фактических неподконтрольных расходов по данным филиала «Тулэнерго»
	ФЗ с учетом изменений от 27.12.2018 №522-ФЗ)					
13	ИТОГО неподконтрольных расходов	2 398 474,70	2 668 119,41	2 892 331,96	269 644,71	493 857,26

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье неподконтрольных расходов филиала «Тулэнерго» в 2018 году.

Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» в 2018 году

По данным филиала «Тулэнерго» фактические расходы по статье «Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» в 2018 году составили 1 445 290,47 тыс. руб., что ниже утвержденных затрат на 20 667,02 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по сетям ПАО «ФСК ЕЭС» филиалом «Тулэнерго» представлен договор от 25.01.2012 №551/П с ПАО «ФСК ЕЭС» на предоставление услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, акты об оказании услуг по передаче электроэнергии и счета-фактуры за январь-декабрь 2018 года.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» с учетом стоимости потерь электрической энергии, оплаченных в составе цен на оптовом рынке, составили 1 445 290,47 тыс. руб., что ниже утвержденных затрат на 20 667,02 тыс. руб.

Плата за аренду имущества

По данным филиала «Тулэнерго» фактические расходы по статье «Плата за аренду имущества» в 2018 году составили 10 948,10 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на - 11 699,37 тыс. руб.

По данной статье учитываются расходы на аренду земельных участков (10 245,53 тыс. руб.), аренду нежилых помещений (533,42 тыс. руб.), аренду электросетевого оборудования (112,07 тыс. руб.), аренда АСУ, АСТУ и связи (57,08 тыс. руб.).

В соответствии с пп. 5 п. 28 Основ ценообразования (с учетом решения ВАС РФ от 02.08.2013 № ВАС-6446/13) плата за владение и (или) пользование имуществом, определяется исходя из величины амортизации и налога на имущество, относящихся к арендуемому имуществу, а также других установленных законодательством Российской Федерации обязательных платежей, связанных с владением имуществом, переданным в аренду.

Земля в соответствии с НК РФ не является амортизируемым имуществом, а порядок расчета арендных платежей по ней исходя из кадастровой стоимости установлен законодательством РФ (Федеральный закон № 136-ФЗ от 25.10.2001, постановление Правительства РФ от 16.07.2009 №582 «Об основных принципах определения арендной платы при аренде земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности, и о Правилах определения размера арендной платы, а также порядка, условий и сроков внесения арендной платы за земли, находящиеся в собственности Российской Федерации»). Таким образом, платежи по аренде земли в полном объеме признаются «другими установленными законодательством Российской Федерации обязательными платежами, связанными с владением имуществом, переданным в аренду». Расходы, связанные с арендой земли, определены экспертной группой в размере 10 520,34 тыс. руб., расчет затрат по аренде земли был произведен экспертной группой на основании предоставленного реестра заключенных договоров по аренде земли. На основании данного реестра экспертной группой была проведена выборочная проверка. В ходе проверки было установлено, что предоставленный реестр соответствует действующим договорам. На этом основании экспертная группа считает фактические расходы в сумме 10 245,53 тыс. руб., подтвержденными представленными договорами с реестром, экономически обоснованными. Сумма фактических расходов в 2018 году, заявленных в НВВ филиалом «Тулэнерго» ниже, чем по общей декларации филиала «Тулэнерго», в связи с отнесением части расходов на деятельность по передаче электроэнергии. Экспертная группа считает целесообразным принять фактические расходы в 2018 году по данным филиала «Тулэнерго».

Таблица 8 - Расчет фактических затрат аренду нежилых помещений в 2018 году

Контрагент	Договор (реквизиты, содержание)	Оплата за год, по актам
		Руб.
Администрация МО г. Ефремов	№33/712003297 от 13.12.18	17848,77
Администрация МО г. Ефремов	№32/712003298 от 13.12.18	3795,20
Администрация МО г. Ефремов	№28/712001377 от 20.12.2017	176097,9
Администрация МО г. Ефремов	№29/712001379 от 20.12.2017	35331,3
Администрация МО Каменский район	№1 от 20.12.2016	3366,66
Администрация МО Каменский район	№2 от 20.12.2016	16866,66
Администрация МО Каменский район	№ 1/712001479 от 18.12.2017	17843,34
Администрация МО Каменский район	№ 2/712001480 от 18.12.2017	89393,34
Администрация МО Куркинский район	№ 42 от 09.01.08	45410,04
Администрация МО Куркинский район	№ 43 от 09.01.08	41990,04
Администрация МО г. Донской	№ 10 от 22.04.2016	101112
Итого		549055,25

Попадающая часть нежилых помещений арендуется у администраций муниципальных образований Тульской области. При этом ставки арендной платы за пользование муниципальным имуществом утверждаются постановлениями администраций без анализа стоимости арендуемых объектов. Учитывая, что ставки аренды установлены законодательством муниципальных образований, экспертная группа признает расходы по аренде указанных нежилых «другими установленными законодательством Российской Федерации обязательными платежами, связанными с владением имуществом, переданным в аренду»

На основании анализа представленных договоров аренды нежилых помещений экспертной группой по данной статье принимаются расходы на уровне заявки организации – 533,42 тыс. руб. Сумма фактических расходов в 2018 году, заявленных в НВВ филиалом «Тулэнерго» ниже, чем по общей декларации филиала «Тулэнерго», в связи с отнесением расходов на деятельность по передаче электроэнергии. Экспертная группа считает целесообразным принять фактические расходы в 2018 году по данным филиала «Тулэнерго».

Таблица 9 - Расчет затрат на аренду объектов электросетевого сетевого хозяйства в 2018 году

Реквизиты договора	Предмет договора	Первичные документы по оплате	Оплаченная сумма по первичным документам, руб.
Договор аренды оборудования №2102 от 28.12.2001 с ООО "ПК "Балтика" - "Балтика-Тула". Доп. соглашение №1 к Договору аренды оборудования №2102 от 28.12.2001 с ООО "ПК "Балтика" - "Балтика-Тула".	оборудование 110 кВ	Счет-фактура № 01651178/0002 от 31.12.2018	56 727,60
Договор аренды оборудования №б/н от 9.06.2016 с МУП ЖКХ "Славный". Дополнительное соглашение № 1 от 01.10.2018	оборудование ПС и нежилые помещения	Счет-фактура № 053/0412/1200 от 04.12.2018	55 338,58

На основании анализа представленных договоров аренды электросетевого оборудования экспертной группой по данной статье принимаются расходы на уровне заявки организации – 112,07 тыс. руб.

На основании анализа представленных договоров аренды оборудования АСУ, АСТУ и связи по данной статье принимаются расходы на уровне заявки организации – 57,08 тыс. руб.

Сводные данные по статье «Плата за аренду имущества» представлена в таблице ниже.

Таблица 10 – Сводная таблица по статье «Плата за аренду имущества»

Наименование	Сумма, тыс. руб.	Итого, тыс. руб.
Аренда объектов электросетевого сетевого хозяйства	112,07	10 948,10
Арендная плата за землю	10 245,53	
Аренда нежилых помещений	533,42	
Аренда средств АСУ, АСТУ и связи	57,08	

Таким образом, с учетом представленных документов и расчетов, по мнению экспертной группы в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» на аренду составили 10 948,10 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 11 699,37 тыс. руб.

Налоги

По данным филиала «Тулэнерго» фактические расходы на уплату налогов в 2018 году составили 230 630,23 тыс. руб., в т.ч.:

земельный налог 3 289,62 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 1 606,81 тыс. руб.;

налог на имущество 224 228,76 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 46 726,40 тыс. руб.;

прочие налоги и сборы 3 111,86 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 80,15 тыс. руб.

Земельный налог

В качестве обоснования фактических расходов на оплату земельного налога филиал «Тулэнерго» представил декларации по налогу на землю за 2018 год по структурным подразделениям, исходя из которых суммарные фактические затраты по земельному налогу в 2018 году определены экспертной группой в размере 3 320,78 тыс. руб. Сумма фактических расходов в 2018 году, заявленных в НВВ филиалом «Тулэнерго» ниже, чем по общей декларации филиала «Тулэнерго» в связи с отнесением части расходов на деятельность по передаче электроэнергии. Экспертная группа считает целесообразным принять фактические расходы в 2018 году по данным филиала «Тулэнерго». Увеличение земельного налога по отношению к 2017 году связано с определением кадастровой стоимости земельных участков в 2018-2019 годах.

Таким образом, с учетом представленных документов и расчетов, по мнению экспертной группы, в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» по земельному налогу составили 3 289,62 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 1 606,81 тыс. руб.

Налог на имущество

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на имущество филиал «Тулэнерго» представил налоговую декларацию по налогу на имущество организации за 2018 год. Исходя из данных декларации, фактические расходы филиала на уплату налога на имущество в 2018 году составили 225 238,39 тыс. руб.

Сумма фактических расходов в 2018 году, заявленных в НВВ филиалом «Тулэнерго» ниже, чем по общей декларации филиала в связи с отнесением части расходов на деятельность по

передаче электроэнергии. Экспертная группа считает целесообразным принять фактические расходы в 2018 году по данным филиала «Тулэнерго».

Таким образом, с учетом представленных документов и расчетов, по мнению экспертной группы в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» по налогу на имущество составили 224 228,76 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 46 726,40 тыс. руб.

Прочие налоги и сборы (транспортный налог)

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на транспорт филиал «Тулэнерго» представил налоговую декларацию по налогу на транспорт организации за 2018 год. Исходя из данных декларации, фактические расходы филиала «Тулэнерго» на уплату налога на транспорт в 2018 году составили 3 139,40 тыс. руб.

Исходя из того, что сумма фактических расходов по налогу на транспорт в 2018 году, заявленных в НВВ филиалом «Тулэнерго» ниже, чем по общей декларации филиала «Тулэнерго», в связи с отнесением части расходов на деятельность по передаче электроэнергии, экспертная группа считает целесообразным принять фактические расходы по транспортному налогу в 2018 году по данным филиала «Тулэнерго».

Исходя из представленных документов и расчетов, по мнению экспертной группы, в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» на уплату транспортного налога составили 3 111,86 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 80,15 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды

По данным филиала «Тулэнерго» фактические расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2018 году составили 368 569,26 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 19 556,73 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на отчисления на социальные нужды филиалом «Тулэнерго» представлены:

- расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством и по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также по расходам на выплату страхового обеспечения (форма 4 ФСС за 2018 год).
- расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное пенсионное страхование в Пенсионный фонд Российской Федерации, страховым взносам на обязательное медицинское страхование в Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования плательщиками страховых взносов, производящими выплаты и иные вознаграждения физическим лицам (форма РСВ 1 –ПФР за 2018 год).

Исходя из представленных документов, фактические расходы по страховым взносам в 2018 году в целом по филиалу «Тулэнерго» по всем видам деятельности составили 404 613 тыс. руб.

В соответствии с данными раскрытия информации по фактическим расходам по виду деятельности «передача электроэнергии», отчисления филиала «Тулэнерго» в 2018 году составляют 368 569,26 тыс. руб.

По мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2018 году составили 368 569,26 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 19 556,73 тыс. руб.

Налог на прибыль

По данным филиала «Тулэнерго» фактические расходы по статье «Налог на прибыль» в 2018 году составили 530 903,00 тыс. руб., что на 299 811,00 тыс. руб. больше утвержденных расходов.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на прибыль филиалом «Тулэнерго» представлена бухгалтерская справка и налоговая декларация.

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

Данные раздельного учета за 2018 год по формам, утвержденным приказом Минэнерго России № 585, были предоставлены организацией на экспертизу.

В соответствии с бухгалтерским балансом ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год сумма налога на прибыль, перечисленного в федеральный и региональный бюджеты субъектов РФ составляет 3 242 677 тыс. руб., по данным бухгалтерского учета - 2 598 172 тыс. руб.

Отклонение связано из-за доходов (расходов), не принимаемых для целей налогообложения: постоянный налоговый актив (обязательство) в сумме 815031 тыс. руб., отложенные налоговые активы в сумме (22 472) тыс. руб. и отложенные налоговые обязательства в сумме 148054 тыс. руб. $(2598172+815031-22472-148054) = 3\ 242\ 677$ тыс. руб.

В приложении 1 к Приказу от 05.09.2012 г № 373 «Показатели раздельного учета доходов и расходов..» налог на прибыль за 2018 год составляет 3 643 792 тыс. руб. $(3\ 242\ 677 + 22\ 472 + 148054 + 230589)$ (прочие расходы из прибыли) и распределяется по учетной политике организации на Тульскую область в размере 534 362 тыс. руб., (в том числе по виду деятельности: передача электрической энергии 548 860 тыс. руб. техническое присоединение в сумме (17 957) тыс. руб.; прочие виды деятельности 3 459 тыс. руб.).

ПАО «МРСК Центра и Приволжья» с текущим налогом на прибыль распределяет между филиалами отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства.

В соответствии с п. 20 Основ ценообразования при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитывается величина налога на прибыль организаций, которая относится по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям, поэтому экспертная группа учитывает также отрицательный налог на прибыль по виду деятельности технологическое присоединение в сумме (17 957) тыс. руб.

В результате за 2018 год сумма текущего налога на прибыль по видам деятельности «передача по распределительным сетям» и «технологическое присоединение» составляет 530 903 тыс. руб. ПАО «МРСК Центра и Приволжья» с текущим налогом на прибыль распределяет между филиалами отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства.

В соответствии с требованиями законодательства экспертная группа исключает величину налога на прибыль, относящуюся к прочим видам деятельности, в сумме 3 459 тыс. руб.

Также в прочих доходах филиала за 2018 год, которые увеличивают их налогооблагаемую базу, учтены штрафы, пени и неустойки в размере 528 643,77 тыс. руб. По сообщению филиал «Тулэнерго» в основном вся сумма относится на услугу по передаче электроэнергии (мощности) и частично на вид деятельности «технологическое присоединение». С этой суммы налог на прибыль составляет 105 728,75 тыс. руб.

Экспертная группа считает, что учет в составе тарифов для потребителей расходов филиала «Тулэнерго» на уплату налога на прибыль с дополнительных доходов в виде штрафов, пени, неустоек (наличие которых не учитывалось ранее при установлении тарифов), не является экономически обоснованным и поэтому величина налога на прибыль с данных доходов исключается из расчета.

По мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Налог на прибыль» в 2018 году составили 425 174,25 тыс. руб., что на 194 082,25 тыс. руб. больше утвержденных расходов.

Выпадающие доходы от технологического присоединения

По расчету филиала «Тулэнерго», по статье «Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей» в 2018 году необходимо было учесть 125 879,03 тыс. руб., что на 11 140,74 тыс. руб. больше утвержденных затрат.

Экспертной группе были предоставлен реестр договоров на осуществление технологического присоединения и акты выполненных работ, подписанные филиалом «Тулэнерго» и подключаемым заявителем. Общее количество подключённых заявителей по всем договорам составило 6 949 человек.

Экспертной группой в соответствии с п. 87 Основ ценообразования и Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1, был определен размер фактических расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, за 2018 год в размере 125 782,60 тыс. руб. в соответствии с бухгалтерской отчетностью.

Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, в случае расчета по стандартизированным тарифным ставкам, составляет 125 215,60 тыс. руб.

Согласно абзацу 15 пункта 87 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, в данном случае составляет 125 215,60 тыс. руб.

На этом основании экспертной группой был определен размер фактических расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение за 2018 год в размере 125 215,60 тыс. руб., что на 10 477,05 тыс. руб. больше первоначально утвержденных затрат.

Таблица 11 - Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение к сетям филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2018 год			Расчетные (фактические) данные за 2018 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [п. 1.1 + п. 1.2]:	18 609,31	6 949	129 316,10	18 527,68	6 949	128748,85
1.1.	подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю, на	3 334,95	6 949	343,50	3 334,65	6 949	23172,48

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2018 год			Расчетные (фактические) данные за 2018 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6	7	8
	уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j						
1.2.	проверка сетевой организацией выполнения Заявителем ТУ, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j	15 193,20	6 949	1 564,90	15 193,03	6 949	105576,37
2.	Расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения	x	x	-	x	x	-
3.	Строительство воздушных линий	-	-	-	-	-	-
3.j	Материал опоры (деревянные (j=1), металлические (j=2), железобетонные (j=3))	-	-	-	-	-	-
3.j.k	Тип провода (изолированный провод (k=1), неизолированный провод (k=2))	-	-	-	-	-	-
3.j.k.l	Материал провода (медный (l=1), стальной (l=2), сталеалюминиевый (l=3), алюминиевый (l=4))	-	-	-	-	-	-
3.j.k.l.m	Сечение провода (диапазон до 50 мм ² включительно (m=1), от 50 до 100 мм ² включительно (m=2), от 100 до 200 мм ² включительно (m=3), от 200 до 500 мм ² включительно (m=4), от 500 до 800 мм ² включительно (m=5), свыше 800 мм ² (m=6))	-	-	-	-	-	-
4.	Строительство кабельных линий	-	-	-	-	-	-
4.j	Способ прокладки кабельных линий (в траншеях (j = 1), в блоках (j = 2), в каналах (j = 3), в туннелях и коллекторах (j = 4), в галереях и эстакадах (j = 5), горизонтальное наклонное бурение (j = 6))	-	-	-	-	-	-
4.j.k	Одножильные (k = 1) и многожильные (k = 2)	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2018 год			Расчетные (фактические) данные за 2018 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6	7	8
4.j.k.l	Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией (l = 1), бумажной изоляцией (l = 2)	-	-	-	-	-	-
4.j.k.l.m	Сечение провода (диапазон до 50 квадратных мм включительно (m = 1), от 50 до 100 квадратных мм включительно (m = 2), от 100 до 200 квадратных мм включительно (m = 3), от 200 до 500 квадратных мм включительно (m = 4), от 500 до 800 квадратных мм включительно (m = 5), свыше 800 квадратных мм (m = 6))	-	-	-	-	-	-
5.	Строительство пунктов секционирования	-	-	-	-	-	-
5.j	Реклоузеры (j = 1) распределительные пункты (РП) (j = 2), переключательные пункты (ПП) (j = 3)	-	-	-	-	-	-
5.j.k	Номинальный ток до 100 А включительно (k = 1), от 100 до 250 А включительно (k = 2), от 250 до 500 А включительно (k = 3), от 500 А до 1 000 А включительно (k = 4), свыше 1 000 А (k = 5)	-	-	-	-	-	-
6.	Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ	-	-	-	-	-	-
6.j	Трансформаторные подстанции (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП)	-	-	-	-	-	-
6.j.k	Однотрансформаторные (k = 1), двухтрансформаторные и более (k = 2)	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2018 год			Расчетные (фактические) данные за 2018 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6	7	8
6.j.k.l	Трансформаторная мощность до 25 кВА включительно (l = 1), от 25 до 100 кВА включительно (l = 2), от 100 до 250 кВА включительно (l = 3), от 250 до 500 кВА (l = 4), от 500 до 900 кВА включительно (l = 5), свыше 1000 кВА l = 6)	-	-	-	-	-	-
7.	Строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	-	-	-	-	-	-
7.j	Распределительные трансформаторные подстанции (РТП)	-	-	-	-	-	-
7.j.k	Однотрансформаторные (k = 1), двухтрансформаторные и более (k = 2)	-	-	-	-	-	-
7.j.k.l	Трансформаторная мощность до 25 кВА включительно (l = 1), от 25 до 100 кВА включительно (l = 2), от 100 до 250 кВА включительно (l = 3), от 250 до 500 кВА (l = 4), от 500 до 900 кВА включительно (l = 5), свыше 1000 кВА (l = 6)	-	-	-	-	-	-
8.	Строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС)	-	-	-	-	-	-
8.j	ПС 35 кВ (j = 1), ПС 110 кВ и выше (j = 2)	-	-	-	-	-	-
9.	Суммарный размер платы за технологическое присоединение [п. 9.1 * п. 9.2 / 1000]:	x	x	3 533,50	x	x	3 533,50
9.1.	Размер платы за технологическое присоединение (руб. без НДС)	x	x	466,10	x	x	466,10
9.2.	Плановое количество договоров на осуществление технологического присоединения к электрическим сетям (плановое количество членов объединений (организаций),	x	x	7 581	x	x	7 581

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2018 год			Расчетные (фактические) данные за 2018 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт.)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт.)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6	7	8
	указанных в п. 9 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17 (зарегистрирован Минюстом России 19.10.2017 N 48609) (шт.)						
10.	Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение (п. 1 + п. 2 - п. 9)	х	х	125 782,60	х	х	125 215,34

В соответствии с представленными материалами расходы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», связанные с предоставлением беспроцентной рассрочки ООО «ЭЛЕКТРУМ ЦЕНТР», ООО «КапиталСтройИнвест», ООО «Грин Голд», объединение «РОСИНКАС», ИП Глава КФХ Абрамовский Р.В. и ООО «Черный хлеб РИТЕЙЛ» за 2018 год составили 96,43 тыс. руб.

Согласно п. 4 Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к выпадающим доходам сетевой организации относятся расходы на выплату процентов по кредитным договорам, связанным с рассрочкой по оплате технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 15 и до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в состав платы за технологическое присоединение.

Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» не представил кредитные договора, подтверждающие целевое кредитование для финансирования рассрочки по оплате технологического присоединения энергопринимающих устройств конкретных организаций: ООО «ЭЛЕКТРУМ ЦЕНТР», ООО «КапиталСтройИнвест» ООО «Грин Голд», объединение «РОСИНКАС» ИП Глава КФХ Абрамовский Р.В. и ООО «Черный хлеб РИТЕЙЛ».

Экспертная группа считает необоснованными расходы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», связанные с предоставлением беспроцентной рассрочки для вышеуказанных Заявителей и подлежат исключению из состава выпадающих доходов, включаемых в необходимую валовую выручку предприятия на 2020 год в размере 96,43 тыс. руб.

По мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей» в 2018 году составили 125 215,34 тыс. руб., что на 10 477,05 тыс. руб. больше утвержденных затрат.

Пропуск по сетям прочих организаций

По расчету филиала «Тулэнерго» фактические расходы по статье «Пропуск по сетям прочих организаций» в 2018 году составил 61 684,27 тыс. руб., что на 29 034,51 тыс. руб. больше утвержденных затрат.

По данной статье учитываются расходы филиала на оплату транзита электроэнергии через сети ЗАО «Энергосервис» (договор №34/12 от 01.01.2008) и ФБГУ «ГНЦ РФ – Институт физики высоких технологий» (договор №214-08/60 от 01.03.2008).

В качестве обоснования фактических затрат по данной статье филиалом «Тулэнерго» предоставлены акты оказания услуг по передаче электроэнергии за январь-декабрь 2018 года, согласованные указанными сетевыми организациями и филиалом «Тулэнерго».

На основании анализа предоставленных документов, экспертная группа определила фактические затраты филиала на оплату услуг ЗАО «Энергосервис» в 2018 году в размере 33 110,27 тыс. руб., услуг ФБГУ «ГНЦ РФ – Институт физики высоких технологий» - 28 574,00 тыс. руб.

Таблица 12 - Расчет расходов на пропуск по сетям прочих организаций за 2018 год

Номер договора	Период	факт 2018				
		Заявленная мощность, МВт	тариф, руб/МВт в месяц	объем услуг, тыс кВтч	тариф, руб/тыс кВтч	Сумма, тыс. руб. без НДС
Договор № 214-08/60 от 01.03.2008 с ФБГУ «ГНЦ РФ ИФВЭ»	январь	7,841	246 442,72	8 350,90	52,88	2 373,95
	февраль	7,841	246 442,72	7 727,25	52,88	2 340,97
	март	7,841	246 442,72	8 629,20	52,88	2 388,67
	апрель	7,841	246 442,72	6 363,21	52,88	2 268,84
	май	7,841	246 442,72	4 997,55	52,88	2 196,63
	июнь	7,841	246 442,72	5 223,23	52,88	2 208,56
	июль	7,841	234 400,13	5 739,37	99,9	2 411,29
	август	7,841	246 442,72	4 419,44	99,9	2 279,43
	сентябрь	7,841	246 442,72	5 036,76	99,9	2 341,10
	октябрь	7,841	246 442,72	6 124,32	99,9	2 449,75
	ноябрь	7,841	246 442,72	7 512,16	99,9	2 588,40
	декабрь	7,841	246 442,72	8 893,46	99,9	2 276,39
	Всего	7,841		79016,84		28 574,00
Договор № 34/12 от 01.01.2008 с ЗАО "Энергосервис"	январь			955,91	3632,80	3 472,61
	февраль			782,54	3632,80	2 842,81
	март			903,91	3632,80	3 283,74
	апрель			659,99	3632,80	2 397,61
	май			557,92	3632,80	2 026,80
	июнь			402,87	3632,80	1 463,56
	июль			507,13	3690,75	1 871,70
	август			500,96	3690,75	1 848,92
	сентябрь			622,66	3690,75	2 298,07
	октябрь			813,15	3690,75	3 001,11
	ноябрь			997,41	3690,75	3 681,21
	декабрь			1 333,64	3690,75	4 922,14
	Всего			9038,09		33 110,27
ИТОГО						61 684,27

На основании анализа предоставленных документов экспертная группа определила фактические затраты филиала «Тулэнерго» на оплату услуг ЗАО «Энергосервис» в 2018 году –

33 110,27 тыс. руб., услуг ФБГУ «ГНЦ РФ - Институт физики высоких технологий» - 28 574,00 тыс. руб.

По мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Пропуск по сетям прочих организаций» в 2018 году составили 61 684,27 тыс. руб., что на 29 034,51 тыс. руб. больше утвержденных затрат.

Убытки прошлых лет, признанные в отчетном году

По расчету филиала «Тулэнерго» фактические расходы по статье «Убытки прошлых лет, списанные в отчетном периоде» в 2018 году составили 44 463,81 тыс. руб.

В виде убытков прошлых лет представлены следующие виды расходов.

Государственные пошлины по иску к физическим лицам и юридическим лицам. В качестве обоснования государственных пошлин в рамках судебных издержек филиалом «Тулэнерго» предоставлены документы, подтверждающие направление исков в суды филиалом «Тулэнерго», соответствующие постановления судов. По итогам анализа предоставленных документов экспертная группа не принимает в качестве экономически обоснованных фактических расходов данные расходы, так как в случае признания исковых требований филиала «Тулэнерго» обоснованными, целесообразно взыскивать понесенные расходы с проигравшей стороны, а не перекладывать их на потребителей электроэнергии Тульской области. В случае не признания судом исковых требований филиала «Тулэнерго» расходы на госпошлины также не могут быть признаны экономически обоснованными.

Убытки прошлых лет по аренде земли образовались в связи с длительным процессом регистрации в государственных организациях договоров, заключенных в четвертом квартале. Экспертной группой данные расходы принимаются в размере 475,06 тыс. руб.

Убытки прошлых лет по доначислению заработной платы. По итогам анализа предоставленных документов экспертная группа не принимает данные расходы в качестве экономически обоснованных фактических расходов, так как данные доначисления не целесообразно перекладывать на потребителей электроэнергии Тульской области.

Убытки прошлых лет по результатам урегулирования разногласий с подрядными организациями не принимаются. Экспертная группа считает обоснованным учесть данные расходы только в том случае, если невозможность дальнейшего отстаивания позиции филиала «Тулэнерго» определена судом.

Убытки прошлых лет по налогу на имущество. Экспертной группой данные расходы принимаются в размере 132,44 тыс. руб.

Убытки в связи с перерасчетом начислений по деятельности по передаче электроэнергии. Экспертная группа считает обоснованным учесть данные расходы только в том случае, если невозможность дальнейшего отстаивания позиции филиала «Тулэнерго» определена судом.

На основании анализа предоставленных обосновывающих документов экспертная группа определила фактические обоснованные расходы по данной статье в 2018 году в размере 607,50 тыс. руб.

Списание дебиторской задолженности

По расчету филиала «Тулэнерго» фактические расходы по статье «Списание дебиторской задолженности» в 2018 году составили 115,93 тыс. руб.

С учетом положений п. 20 Методических указаний экспертной группой эти расходы не принимаются, поскольку перечень затрат, включаемых в неподконтрольные расходы носит исчерпывающий характер и не содержит раздела «списание дебиторской задолженности».

Резерв по сомнительным долгам

По расчету филиала «Тулэнерго» фактические расходы по статье «Резерв по сомнительным долгам» в 2018 году составили 73 847,87 тыс. руб.

Невозможность взыскания задолженности подтверждена постановлениями судебного пристава - исполнителя о возбуждении и окончании исполнительного производства, а также возвращенным от судебного пристава исполнительным листом по 2 организациям на сумму 23

603,29 тыс. руб. Реестр долгов, имеющих необходимое обоснование, представлен в таблице ниже.

Таблица 13 - Расчет расходов по резерву по сомнительным долгам за 2018 год

№	Наименование контрагента	Сумма, тыс. руб.
1	ООО «УВК»	16 647,92
2	ООО «Узловской коммунальный сервис»	6 955,37
	Итого	23 603,29

Экспертной группой, с учетом положений п. 30 Основ ценообразования, а также учитывая, что перечень затрат, включаемых в неподконтрольные расходы в соответствии с п. 20 Методических указаний, носит исчерпывающий характер и не содержит раздела «Резерв по сомнительным долгам», эти расходы не принимаются.

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

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, производится в соответствии с п. 26 Методических указаний согласно формуле для территориальных сетевых организаций:

$$\Delta \text{Корр}_{i-1}^{\text{ЦП}} = \left(\text{ЦП}_{i-1} - \text{ЦП}_{i-1}^{\phi} \right) * \min \left\{ \text{ПР}_{i-1}^{\phi} * \frac{\text{П}_{i-1}}{\text{ПР}_{i-1}}; \text{П}_{i-1}^{\phi} \right\}$$

ЦП_{i-1} - цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, определенная согласно Основам ценообразования, учтенная при определении стоимости электрической энергии в целях компенсации нормативных потерь электроэнергии, в целях установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии в 2018 году;

ЦП_{i-1}^{ϕ} - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в 2018 году;

П_{i-1}^{ϕ} - фактический объем потерь электрической энергии в сетях в 2018 году;

ПР_{i-1}^{ϕ} - фактический объем отпуска в сеть в 2018 году;

ПР_{i-1} - плановый отпуск электрической энергии в сеть в 2018 году;

П_{i-1} - объем потерь электрической энергии в сетях, учтенный при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования, установленный на 2018 год.

Для расчета величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов за 2018 год экспертной группой приняты следующие показатели:

- на основании данных формы федерального статистического наблюдения 46-ЭЭ за 2018 год приняты показатели:
 - фактический объем отпуска электрической энергии в сеть;
 - фактический объем потерь электрической энергии;
- в соответствии с тарифными решениями приняты плановый объем отпуска в сеть, потери электрической энергии и плановая цена потерь на 2018 год;

3. на основании актов покупки потерь, в соответствии с договором филиала «Тулэнерго» с АО «ТНС энерго Тула» №2 от 21.01.2014 учитывалась фактическая цена потерь за 2018;

Экспертный расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, возникших в 2018 году, произведен на основании плановых показателей 2018 года, утвержденных Комитетом, предоставленных филиалом «Тулэнерго» актов покупки потерь, согласованных филиалом «Тулэнерго» и сбытовой организацией (см. таблицу ниже).

Таблица 14 - Расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов Филиала, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, возникших в 2018 году

№ п/п	Показатели	ед. изм.	2018
1	Цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, учтенная при установлении тарифов на 2018 год	руб./МВт.ч	2 663,75
2	Средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях	руб./МВт.ч	2 511,46
3	Фактический объем отпуска в сеть	млн.кВт.ч	6 153,04
4	Объем потерь электрической энергии, учтенный при установлении тарифов на 2018 год	млн.кВт.ч	656,26
5	Плановый отпуск электрической энергии в сеть, учтенный при установлении тарифов на 2018 год	млн.кВт.ч	5 993,14
6	Объем потерь электрической энергии фактический	млн.кВт.ч	495,11
7	Экономия (+) / превышение (-) фактических расходов на оплату потерь по цене	тыс.руб.	75 401,20

По мнению экспертной группы, компенсация выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго», возникших в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов на 2018 год составляет 75 401,20 тыс. руб.

Сводный расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018год

Сводные данные для расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных при утверждении тарифов по расчету экспертной группы представлены в таблице ниже.

Таблица 15 - Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго» за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов по расчету эксперта, тыс. руб.

№	Показатель	2018
1	Скорректированная НВВ на содержание сетей, определенная при установлении тарифов на 2018 год	7 621 689,43
2	Фактическая выручка на содержание сетей за 2018 год	7 240 398,22
3	Компенсация фактических расходов 2018 года	234 284,84
3.1.	Операционные расходы	-34 752,37

№	Показатель	2018
3.2.	Неподконтрольные расходы	269 644,71
4	Расходы на оплату фактических потерь за 2018 год: экономия (+) / превышение (-)	75 401,20
6	Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год	540 782,35
7	Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год, учтенная при определении скорректированной НВВ на 2018 год	0,00
	ИПЦ на 2019 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	4,7%
	ИПЦ на 2020 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	3,0%
8	Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год с учетом ИПЦ	583 185,10

По расчетам экспертной группы, размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов филиала «Тулэнерго» за 2018 год, возникающий в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год и подлежащих учету в необходимой валовой выручке филиала на 2020 год, составят 583 185,10 тыс. руб.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2018 год

Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» не заявил в составе предложений по установлению тарифов на 2020 корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2018 год.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемый в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы 2020 года, производится по следующим формулам:

$$\Delta \text{НВВ}_i^{\text{коррИП}} = \sum_{j=1}^2 \left(\text{СС}_{i-j}^{\text{ИП}} \times \left(\frac{\text{ИП}_{i-j}^{\phi}}{\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл}}} - 1 \right) \right) + \Delta \text{НВВ}_{i-29 \text{ мес}}^{\text{коррИП}}$$

В случае, если договорная схема распределительной сетевой компании предполагает взаиморасчет по одноставочному тарифу, величина $\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл}}$ принимается равной расчетному значению $\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл(расч)}}$, определяемому с учетом изменения полезного отпуска по формуле:

$$\text{ИП}_{i-j}^{\text{заяв(расч)}} = \frac{\text{ПО}_{\text{факт}i-j} \cdot d\text{НВВ}_{i-j}^{\text{одн.факт}}}{\text{ПО}_{\text{заяв}i-j} \cdot d\text{НВВ}_{i-j}^{\text{одн.пл}}} \cdot \text{ИП}_{i-j}^{\text{заяв}}$$

где:

$\text{ПО}_{\text{заяв}i-j}$ - полезный отпуск электрической энергии, учтенный при формировании тарифов на 2018 год;

$\text{ПО}_{\text{факт}i-j}$ - полезный отпуск электроэнергии, фактически сложившийся в 2018 году;

$d\text{НВВ}_{i-j}^{\text{одн.факт}}$, $d\text{НВВ}_{i-j}^{\text{одн.пл}}$ - соответственно фактическая и плановая доля необходимой валовой выручки в 2018 году долгосрочного периода регулирования, относящаяся на потребителей услуг

по передаче электрической энергии, договорная схема которых предусматривает расчеты по одноставочным тарифам.

$$CC_{i-j}^{ИП} = ВК_{i-j}^{СК} + ДК_{i-j}^{СК} + \text{ДельтаНВВ}_{i-j}^{СГ \text{ корр}} - Кр_{i-j} - \text{Расх}_{i-j}^{\text{приб}}$$

где,

$CC_{i-j}^{ИП}$ - объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2018 год;

$ИП_{i-j}^{Пл}$ - плановый размер финансирования инвестиционной программы, утвержденной в установленном порядке на 2018 год;

$ИП_{i-j}^{\Phi}$ - объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2018 году;

$\Delta НВВ_{i-j-29 \text{ мес}}^{\text{коррИП}}$ - учтенная при расчете тарифов на 2019 год корректировка необходимой валовой выручки, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2018 года;

$ВК_{i-j}^{СК}$ - величина возврата инвестированного капитала, учтенного при расчете тарифов филиала «Тулэнерго на услуги по передаче электроэнергии в 2018 году;

$ДК_{i-j}^{СК}$ - величина дохода на инвестированный капитал, учтенного при расчете тарифов филиала «Тулэнерго на услуги по передаче электроэнергии в 2018 году;

$\text{ДельтаНВВ}_{i-j}^{СГ \text{ корр}}$ - величина изменения необходимой валовой выручки в 2018 году, произведенного в целях сглаживания тарифов;

$Кр_{i-j}$ - величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности в 2018 году;

$\text{Расх}_{i-j}^{\text{приб}}$ - величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2018 году, признанных регулирующим органом экономически обоснованными.

В соответствии с п. 42 Методических указаний № 228-э корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 9 месяцев 2019 года осуществляется при отклонении факта финансирования инвестиционной программы от плана более, чем на 10%. При этом при расчете корректировки по исполнению инвестиционной программы по итогам текущего периода принимаются плановые и фактические данные за 3 квартала текущего периода. По результатам анализа отчетности об исполнении инвестиционной программы за 3 квартала 2019 года, такая корректировка не производится.

В соответствии с приказом Минэнерго России № 28@ от 24.12.2018, плановый объем финансирования инвестиционной программы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2018 год определен в размере 1 772 297,2 тыс. руб. (с учетом НДС). Фактический объем финансирования инвестиционной программы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2018 год, в соответствии с отчетом об исполнении инвестиционной программы, составил 1 690 460,8 тыс. руб. (с учетом НДС). Таким образом, отклонение факт/план составляет -4,6%. Корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с неисполнением инвестиционной программы за 2018 год, производится.

По мнению экспертной группы, с учетом отклонения фактического исполнения инвестиционной программы филиала «Тулэнерго» в 1-3 кварталах 2019 года менее 10% от плановых показателей, корректировка необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго», осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2019 годы, не производится.

По расчету экспертной группы, с учетом приведенных выше формул и значений показателей, корректировка необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2018 год составляет (-13 542,9) тыс. руб.

Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2018 году

Величина корректировки необходимой валовой выручки, с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2018 году, определяется по формуле

$$\Delta HBB_{2018}^{\text{Над и кач}} = KHK_{2018} \times HBB_{2018}^{\text{Ск}},$$

где

KHK_{i-2} - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2018 году, определяемый в процентах;

$$KHK_i = K_{об_i} \cdot \Pi_{кор_i}$$

где $K_{об_i}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанный с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 года № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» (далее - Методические указания по надежности и качеству).

$\Pi_{кор_i}$ - максимальный процент корректировки.

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

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

$$K_{об} = \alpha \times K_{над} + \beta \times K_{кач},$$

где: α и β - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг (для территориальных сетевых организаций: $\alpha = 0,65$ и $\beta = 1 - \alpha$);

- если плановое значение $\Pi_{п}$ достигнуто, то $K_{над} = 0$; не достигнуто - $K_{над} = -1$; достигнуто со значительным улучшением - $K_{над} = 1$;
- если плановое значение $\Pi_{тсо}$ для территориальных сетевых организаций достигнуто, то для соответствующей электросетевой организации $K_{кач} = 0$; не достигнуто - $K_{кач} = -1$; достигнуто со значительным улучшением - $K_{кач} = 1$.

Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год, представлен в таблице ниже.

Таблица 16 - Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год

№ п./п.	Наименование показателя	2018 год
1.	Плановое значение показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии (Пп)	0,0375
2.	Плановое значение показателя уровня качества оказываемых услуг территориальной сетевой организации (Птсо)	1,0102
3.	Фактическое значение показателя средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	0,0251
4.	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг	1
5.	Фактическое значение показателя уровня качества оказываемых услуг территориальной сетевой организации (Птсо)	0,8596
6.	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг	0
Величина корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год		99 081,96

Согласно расчета филиала «Тулэнерго» достижение планового значения показателей надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год выполнено со значительным улучшением. Следовательно, корректировка необходимой валовой выручки в 2020 году, с учетом надежности и качества услуг за 2018 год производится.

По мнению экспертов, корректировка необходимой валовой выручки в 2020 году с учетом надежности и качества услуг за 2018 год производится, ее величина равна 99 081,96 тыс. руб.

Экспертиза необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на содержание электрических сетей в 2020 год

Расчет скорректированных расходов филиала «Тулэнерго» на 2020 год, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности

В соответствии с п. 23 Методических указаний скорректированный объем расходов, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемый на очередной год долгосрочного периода регулирования в соответствии с формулой:

$$P_i^{СК} = OP_i^{СК} + NP_i^{СК}$$

где:

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

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

$OP_i^{СК}$ - скорректированные операционные расходы на очередной год долгосрочного периода регулирования;

операционных расходов по росту активов										
индекс изменения количества активов	%		0,70%	0,27%	0,08%	0,10%	0,15%	0,08%	0,53%	0,19%
итого коэффициент индексации			1,049	1,054	1,127	1,045	1,013	1,004	1,026	1,006
ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	1 480 026,4	1 552 006,7	1 635 639,3	1 843 835,2	1 927 341,9	1 951 700,2	1 959 668,9	2 010 998,3	2 023 336,3

Значения долгосрочных параметров регулирования филиала и планируемые значения параметров расчета тарифов, принятые экспертом для расчета скорректированных операционных расходов на 2020 год, определены исходя из следующего:

1. Базовый уровень операционных расходов филиала «Тулэнерго» на долгосрочный период регулирования установлен Комитетом по тарифам в размере 1 480 026,37 тыс. руб.

2. Индекс эффективности операционных расходов филиала «Тулэнерго» установлен Комитетом по тарифам в размере 2,5 %.

3. Коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливается равным 0,75 в соответствии с пунктом 13 Методических указаний от 30.03.2012 № 228-э.

4. Индексы потребительских цен определены в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и плановый период 2021-2022 годов, опубликованный на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации 30.09.2019

5. Данные об объеме условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию подстанций на 2020 год приняты на уровне предложения филиала «Тулэнерго».

Проверка заявленных филиалом «Тулэнерго» условных единиц была проведена на основании анализа прироста по каждой группе условных единиц (подстанции и линии электропередач в разрезе уровней напряжения).

По расчету экспертной группы скорректированные операционные расходы филиала «Тулэнерго» в 2020 году составят 2 023 336,33 тыс. руб.

Расчет скорректированных неподконтрольных расходов на 2020 год

Скорректированные неподконтрольные расходы на 2020 год по данным филиала «Тулэнерго» составят 4 252 091,12 тыс. руб.

Экспертной группой скорректированный объем неподконтрольных расходов филиала «Тулэнерго» на 2020 год определен в размере 2 734 097,44 тыс. руб., что ниже расходов, заявленных «Тулэнерго» на 2020 год на 1 517 993,68 тыс. руб.

Анализ скорректированных неподконтрольных расходов на 2020 год заявленных филиалом «Тулэнерго» и по расчету экспертной группы представлен в таблице ниже.

Таблица 4 - Скорректированные неподконтрольные расходы на 2020 год по данным филиала «Тулэнерго» и по расчету экспертной группы, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Предложение филиала «Тулэнерго» на 2020 год	Предложение экспертной группы на 2020 год	Отклонение предложения экспертной группы от данных филиала «Тулэнерго»
1	2	4		5
1	Оплата услуг ПАО "ФСК ЕЭС"	1 532 744,66	1 509 940,01	- 22 804,65
2	Плата за аренду имущества и лизинг	13 580,81	10 891,02	- 2 689,79
3	Налоги, всего, в том числе:	263 451,71	262 752,33	- 699,38
3.1.	плата за землю	3 764,93	3 289,62	- 475,31

3.2.	налог на имущество	256 350,86	256 350,86	0,00
3.3.	прочие налоги и сборы	3 335,92	3 111,86	- 224,07
4	Отчисления на социальные нужды (страховые взносы)	404 620,00	358 387,85	- 46 232,16
5	Налог на прибыль	530 903,00	425 174,25	- 105 728,75
6	Расходы по судебным решениям, решениям ФСТ России о рассмотрении разногласий и досудебного урегулирования споров	0,00	0,00	0,00
7	Выпадающие доходы от льготного ТП	127 157,21	136 780,81	-9 623,60
8	Пропуск по сетям прочих организаций	59 690,13	30 171,17	- 29 518,96
9	Резерв по сомнительным долгам, образованный до принятия функций ГП от ОАО «Тулаэнергосбыт» в 2013 году	1 148 888,59	0,00	- 1 148 888,59
10	Расходы, связанные с реализацией мероприятий по организации коммерческого учета с использованием интеллектуальных систем учета (в соответствии с требованиями п.5 ст.37 ФЗ «Об электроэнергетике» №35-ФЗ с учетом изменений от 27.12.2018 №522-ФЗ)	171 055,00	0,00	- 171 055,00
11	ИТОГО неподконтрольных расходов	4 252 091,12	2 734 097,43	- 1 517 993,68

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье неподконтрольных расходов филиала «Тулэнерго» на 2020 год.

Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС»

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 год составят 1 532 744,66 тыс. руб.

Филиалом представлен договор с ПАО «ФСК ЕЭС» от 25.01.2012 №551/П на предоставление услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

В соответствии с договором ПАО «ФСК ЕЭС» обязуется оказывать услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей, принадлежащих ПАО «ФСК ЕЭС» на праве собственности, или на ином предусмотренном федеральными законами основании.

Расходы на предоставление указанных услуг включают расходы по передаче электрической энергии и стоимость нормативных потерь электроэнергии (технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку).

Экспертная группа произвела расчет плановых затрат филиала «Тулэнерго» на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» в 2020 году (см. таблицу ниже).

Таблица 5 – Расчет плановых затрат филиала «Тулэнерго» на покупку потерь ПАО «ФСК ЕЭС» в 2020 году

Параметр	2020 1-е полугодие	2020 2-е полугодие	ИТОГО
Поступление ЭЭ в сеть, МВт.ч	1 820 587,64	1 732 806,12	3 553 393,76
Норматив потерь по ТО	3,39%	3,39%	3,39%
Объем потерь эл. энергии в сетях ЕНЭС, МВтч	61 717,92	58 742,13	120 460,05
Тариф на оплату потерь, руб./МВтч	2 010,00	2 010,00	2 010,00
Стоимость потерь э/э ЕНЭС, тыс. руб.	124 053,02	118 071,68	242 124,70
Заявленная мощность, МВт	570,7712	555,2590	563,0151
Тариф на содержание сетей, руб./МВт в месяц	182 697,68	192 746,05	187 652,65
Содержание объектов э/с хозяйства, тыс. руб.	625 671,44	642 143,87	1 267 815,31
Итого	749 724,46	760 215,55	1 509 940,01

Расходы филиала «Тулэнерго» на услуги по передаче электрической энергии по сетям ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 год принимаются в размере 1 509 940,01 тыс. руб.

Плата за аренду имущества

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Плата за аренду имущества» на 2020 год составят 13 580,81 тыс. руб.

По результатам анализа предоставленных документов, а также с учетом существенного снижения фактических расходов на аренду в 2018 году относительно плановых, экспертная группа считает обоснованным учесть расходы на 2020 год на уровне факта 2018 года, без учёта арендной платы за средства АСУ, АСТУ и связи, поскольку на 2020 год данные затраты организацией не заявлены.

По расчетам экспертной группы расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Плата за аренду имущества» в 2020 году составят 10 891,02 тыс. руб.

Налоги

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Налоги» на 2020 год составят 263 451,71 тыс. руб., в том числе:

- земельный налог в сумме 3 764,93 тыс. руб.;
- налог на имущество в сумме 256 350,86 тыс. руб.;
- прочие налоги и сборы (транспортный налог) в сумме 3 335,92 тыс. руб.

Земельный налог

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Земельный налог» на 2020 год составят 3 764,93 тыс. руб.

В качестве обоснования затрат по земельному налогу на 2018-2020 годы филиалом «Тулэнерго» представлен реестр земельных участков, находящихся в собственности или пользовании филиала «Тулэнерго», с указанием реквизитов земельных участков, их кадастровой стоимости и расчета земельного налога.

Экспертная группа приняла расчёт земельного налога в 2020 году на основании факта 2018 года - полученная величина составляет 3 289,62 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Земельный налог» в 2020 году составят 3 289,62 тыс. руб.

Налог на имущество

В качестве обоснования затрат по налогу на имущество на 2020 год филиалом «Тулэнерго» представлен расчет налога на имущество на 2020 год.

Расходы на уплату налога на имущество определены филиалом «Тулэнерго» в соответствии с изменениями в главу 30 Налогового Кодекса РФ, утвержденными Федеральным законом от 29.11.2012 № 202 «О внесении изменений в часть вторую НК РФ», согласно которым, движимое имущество, принятое с 01.01.2013 к учету в качестве основных средств, не является объектом налогообложения, имущество, ранее льготированное, облагается налогом на имущество, но по дифференцированной ставке.

Рост налога на имущество в основном обусловлен увеличением ставки на льготированное имущество - согласно п. 3 ст. 380 НК РФ предельные значения налоговой ставки в отношении железнодорожных путей общего пользования, магистральных трубопроводов, линий электропередач, сооружений, являющихся неотъемлемой технологической частью указанных объектов, в 2014 году не могут превышать 0,7%, в 2015 году 1,0 %, в 2017 году 1,3%, в 2018 году 1,6%, в 2019 году 1,9%, а также изменением порядка применения налоговых льгот ст. 381.1 НК РФ. Налогооблагаемая база на 2020 год составит 11 652 312 тыс. руб., ставка налога на имущество 2,2%, величина налога на имущество 256 350,86 тыс. руб.

На основании анализа предоставленных документов экспертная группа считает обоснованным учесть затраты по налогу на имущество на 2020 год на уровне ожидаемого 2020 года – 256 350,86 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Налог на имущество» в 2020 году составят 256 350,86 тыс. руб.

Транспортный налог

В качестве обоснования затрат по транспортному налогу на 2020 год филиалом «Тулэнерго» представлены:

налоговая декларация по транспортному налогу за 2018 год;

реестр расходов на транспортный налог по автотранспорту, планируемому к приобретению и списанию в 2019-2020 гг.

Экспертная группа произвела расчёт транспортного налога в 2020 году на основании факта 2018 года. Полученная величина составит 3 111,86 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Транспортный налог» в 2020 году составят 3 111,86 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2020 году составят 404 620,00 тыс. руб.

По статье «Отчисления на социальные нужды» на 2020 год филиалом «Тулэнерго» отражаются расходы на уплату страховых взносов в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования РФ, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования, а также страховых взносов на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

В качестве обоснования затрат по отчислениям на социальные нужды на 2020 год филиалом «Тулэнерго» представлены:

расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством и по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также по расходам на выплату страхового обеспечения (Форма 4 ФСС за 2018 год);

расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное пенсионное страхование в Пенсионный фонд Российской Федерации, страховым взносам на обязательное медицинское страхование в Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования плательщиками страховых

взносов, производящими выплаты и иные вознаграждения физическим лицам (Форма РСВ 1 – ПФР за 2018 год).

На основании предоставленных документов - данные раскрытия информации о фактических расходах на оплату труда и страховые взносы по виду деятельности «передача электрической энергии» экспертная группа рассчитала фактическую долю страховых взносов суммы всех выплат сотрудникам филиала «Тулэнерго» за 2018 год – 29,95%.

Экспертная группа считает обоснованным применить указанную фактическую долю страховых взносов к плановому объему фонда оплаты труда, учтенному в операционных расходах филиала «Тулэнерго» на 2020 год.

С учетом индексации операционных расходов филиала «Тулэнерго», утвержденных Комитетом на 2012 год, расходы по оплате труда учтены в размере 875 277 тыс. руб. С учетом скорректированных коэффициентов индексации, определенных экспертной группой в разделе, описывающем расчет операционных расходов, расходы на оплату труда входят в операционные расходы филиала «Тулэнерго» на 2020 год в размере 1 196 586,6 тыс. руб.

С учетом фактической доли страховых взносов 29,95% расходы на страховые взносы филиала «Тулэнерго» в 2020 году определены экспертной группой в размере 358 387,8 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы расходы филиала «Тулэнерго» по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2020 году составят 358 387,8 тыс. руб.

Налог на прибыль

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Налог на прибыль» на 2020 год составят 530 903,00 тыс. руб.

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

Фактический налог на прибыль за последний истекший период по видам деятельности «передача электрической энергии» и «осуществление технологического присоединения» (2018 год) определен экспертной группой в разделе ранее на основании данных раздельного учёта в размере 425 174,25 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы расходы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по статье «Налог на прибыль» в 2020 году составят 425 174,25 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей» на 2020 год составят 127 157,21 тыс. руб.

В соответствии с п. 87 Основ ценообразования, Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям (приказ ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1) применением стандартизированных тарифных ставок для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям филиала «Тулэнерго», был определен размер выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение на 2020 год, в размере 136 780,81 тыс. руб.

Таблица 20 - Расчет размера плановых расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за

технологическое присоединение к сетям филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

№ п/п	Показатели	Плановые показатели на следующий период регулирования		
		Стандарт. Тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб. за одно присоединение)	мощность, длина линий, количество присоединений (кВт, км, шт.)	Расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
1.	Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [п. 1.1 + п. 1.2]:	18 436,88	7 608	140 267,78
1.1.	подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j	3 333,36	7 608	25 360,20
1.2.	проверка сетевой организацией выполнения Заявителем ТУ, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j	15 103,52	7 608	114 907,58
2.	Расходы по мероприятиям “последней мили”, связанные с осуществлением технологического присоединения	X	x	-
3.	Строительство воздушных линий	-	-	-
3.j.	Материал опоры (деревянные (j=1), металлические (j=2), железобетонные (j=3))	-	-	-
3.j.k	Тип провода (изолированный провод (k=1), неизолированный провод (k=2))	-	-	-
3.j.k.l	Материал провода (медный (l=1), стальной (l=2), сталеалюминиевый (l=3), алюминиевый (l=4))	-	-	-
3.j.k.l.m	Сечение провода (диапазон до 50 мм ² включительно (m=1), от 50 до 100 мм ² включительно (m=2), от 100 до 200 мм ² включительно (m=3), от 200 до 500 мм ² включительно (m=4), от 500 до 800 мм ² включительно (m=5), свыше 800 мм ² (m=6))	-	-	-
4.	Строительство кабельных линий	-	-	-
4.j	Способ прокладки кабельных линий (в траншеях (j=1), в блоках (j=2), в каналах (j=3), в туннелях и коллекторах (j=4), в галереях и эстакадах (j=5), горизонтальное наклонное бурение (j=6))	-	-	-
4.j.k	Одножильные (k=1), многожильные (k=2)	-	-	-
4.j.k.l	Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией (l=1), бумажной изоляцией (l=2)	-	-	-
4.j.k.l.m	Сечение провода (диапазон до 50 мм ² включительно (m=1), от 50 до 100 мм ² включительно (m=2), от 100 до 200 мм ² включительно (m=3), от 200 до 500 мм ² включительно (m=4), от 500 до 800 мм ² включительно (m=5), свыше 800 мм ² (m=6))	-	-	-

№ п/п	Показатели	Плановые показатели на следующий период регулирования		
		Стандарт. Тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб. за одно присоединение)	мощность, длина линий, количество присоединений (кВт, км, шт.)	Расходы на строительство о объекта (тыс. руб.)
5.	Строительством пунктов секционирования	-	-	-
5.j	Реклоузеры (j=1), распределительные пункты (РП)(j=2), переключательные пункты (ПП)(j=3)	-	-	-
5.j. k	Номинальный ток до 100А включительно (k=1), от 100 до 250А включительно (k=2), от 250 до 500А включительно (k=3), от 500 до 1000А включительно (k=4), свыше 1000А (k=5)	-	-	-
6.	Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	-	-	-
6.j	Трансформаторные подстанции (ТП) за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП)	-	-	-
6.j. k	Однотрансформаторные (k=1), двухтрансформаторные (k=2)	-	-	-
6.j. k.l	Трансформаторная мощность до 25 кВА включительно (l=1), от 25 до 100 кВА включительно (l=2), от 100 до 250 кВА включительно (l=3), от 250 до 500 кВА включительно (l=4), от 500 до 900 кВА включительно (l=5), свыше 1000 кВА (l=6)	-	-	-
7.	Строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	-	-	-
7.j	Распределительные трансформаторные подстанции (РТП)	-	-	-
7.j. k	Однотрансформаторные (k=1), двухтрансформаторные (k=2)	-	-	-
7.j. k.l	Трансформаторная мощность до 25 кВА включительно (l=1), от 25 до 100 кВА включительно (l=2), от 100 до 250 кВА включительно (l=3), от 250 до 500 кВА включительно (l=4), от 500 до 900 кВА включительно (l=5), свыше 1000 кВА (l=6)	-	-	-
8.	Строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС)	-	-	-
9.	Суммарный размер платы за технологическое присоединение [п. 9.1 * п. 9.2 / 1000]:	X	x	3 486,97

№ п/п	Показатели	Плановые показатели на следующий период регулирования		
		Стандарт. Тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб. за одно присоединение)	мощность, длина линий, количество присоединений (кВт, км, шт.)	Расходы на строительство о объекта (тыс. руб.)
9.1.	Размер платы за технологическое присоединение (руб. без НДС)	X	x	458,33
9.2.	Плановое количество договоров на осуществление технологического присоединение к электрическим сетям (плановое количество членов объединений (организаций), указанных в п. 9 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17) (шт.)	X	x	7 608
10.	Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение (п. 1 + п. 2 - п. 9)	X	x	136 780,81

Расходы организации на выплату процентов по кредитным договорам, связанным с предоставлением беспроцентной рассрочки ООО «ЭЛЕКТРУМ ЦЕНТР», ООО «КапиталСтройИнвест», ООО «Грин Голд», объединение «РОСИНКАС», ИП Глава КФХ Абрамовский Р.В. и ООО «Черный хлеб РИТЕЙЛ» с присоединяемой мощностью свыше 15 и до 150 кВт включительно составляют 77,68 тыс. руб.

Согласно п. 4 Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения, к выпадающим доходам сетевой организации относятся расходы на выплату процентов по кредитным договорам, связанным с рассрочкой по оплате технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 15 и до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в состав платы за технологическое присоединение.

Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» не представил кредитные договора, подтверждающие целевое кредитование для финансирования рассрочки по оплате технологического присоединения энергопринимающих устройств конкретных организаций: ООО «ЭЛЕКТРУМ ЦЕНТР», ООО «КапиталСтройИнвест», ООО «Грин Голд», объединение «РОСИНКАС», ИП Глава КФХ Абрамовский Р.В. и ООО «Черный хлеб РИТЕЙЛ».

Экспертная группа считает необоснованными расходы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», связанные с предоставлением беспроцентной рассрочки для вышеуказанных заявителей, которые подлежат исключению из состава плановых выпадающих доходов, включаемых в необходимую валовую выручку предприятия на 2020 год в размере 77,68 тыс. руб.

В соответствии с изложенным, экспертная группа определила фактические экономически обоснованные выпадающие доходы филиала «Тулэнерго» от технологического присоединения на 2020 год в размере 136 780,81 тыс. руб.

Пропуск по сетям прочих организаций

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Пропуск по сетям прочих организаций» в 2020 году составят 59 690,13 тыс. руб.

По данной статье учитываются расходы филиала на оплату транзита электроэнергии через сети ЗАО «Энергосервис» и ФБГУ «ГНЦ РФ – Институт физики высоких технологий».

В качестве обоснования затрат по данной статье филиалом «Тулэнерго» предоставлены расчеты за январь-декабрь 2018 года, ожидаемые за 2019 год и план на 2020 год.

Филиал «Тулэнерго» заявил о расторжении с 01.01.2019 договора с ФБГУ «ГНЦ РФ - Институт физики высоких технологий» в связи с отсутствием утверждённого тарифа, прекратил подписание актов об оказанных услугах и оплату услуг, оказанных по договору. Дело на данный момент находится в суде.

На основании анализа предоставленных документов экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье на 2020 год на уровне 30 171,17 тыс. руб., т.е. на уровне затрат ЗАО «Энергосервис», определенных с учетом ожидаемых затрат 2019 года и индекса роста тарифов сетевых организаций 2020/2019 – 103%, без учёта затрат по ФБГУ «ГНЦ РФ – Институт физики высоких технологий».

Таблица 21 - Расчет расходов на пропуск по сетям прочих организаций

Договор	Период	объем услуг,	тариф,	Сумма, тыс. руб.
		тыс. кВтч	руб/тыс. кВтч	без НДС
Договор № 34/12 от 01.01.2008 с ЗАО «Энергосервис»	январь	955,91	3497,64	3343,41
	февраль	782,54	3497,64	2737,05
	март	903,91	3497,64	3161,57
	апрель	659,99	3497,64	2308,41
	май	557,92	3497,64	1951,39
	июнь	402,87	3497,64	1409,11
	июль	507,13	3195,89	1620,74
	август	500,96	3195,89	1601,02
	сентябрь	622,66	3195,89	1989,95
	октябрь	813,15	3195,89	2598,73
	ноябрь	997,41	3195,89	3187,63
	декабрь	1333,64	3195,89	4262,18
	ИТОГО	9038,09		30171,17

По расчетам экспертной группы расходы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по статье «Пропуск по сетям прочих организаций» в 2020 году составят 30 171,17 тыс. руб.

Резерв по сомнительным долгам, образованный до принятия функций гарантирующего поставщика от ОАО «Тулаэнергосбыт» в 2013 году

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Резерв по сомнительным долгам» в 2020 году составят 1 148 888,59 тыс. руб.

В настоящее время в Арбитражном судом Тульской области дело (№ А68-1355/2013) ОАО «Тулаэнергосбыт» признан банкротом. В реестре требований кредиторов ПАО «МРСК Центра и Приволжья» находится в 3-ей очереди.

Процедура банкротства сбытовой компании еще не завершена и нельзя исключить погашения части долга.

На основании изложенного данные расходы в расчет НВВ на 2020 год экспертной группой не включаются.

Расходы, связанные с реализацией мероприятий по организации коммерческого учета

По расчету филиала «Тулэнерго» расходы по статье «Расходы, связанные с реализацией мероприятий по организации коммерческого учета» в 2020 году составят 171 055,00 тыс. руб.

С 28.12.2018 вступил в силу Федеральный закон от 27.12.2018 N 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации».

В частности, внесены изменения в Федеральный закон «Об электроэнергетике» N° 35-ФЗ, в соответствии с которыми на сетевые организации с 01.07.2020 возлагается обязанность по обеспечению коммерческого учета электроэнергии с применением приборов учета электрической энергии, в том числе посредством интеллектуальных систем учета, а также по осуществлению контроля за их использованием.

Поскольку на данный момент к Федеральному закону от 27.12.2018 N° 522-ФЗ не опубликованы подзаконные акты, определяющие требования к приборам учета и их установке, к порядку расчёта затрат для включения в тарифы, что не дает возможности определить плановые экономически обоснованные затраты регулируемых организаций, расходы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по статье «Расходы, связанные с реализацией мероприятий по организации коммерческого учета» на 2020 не учитываются.

Расчет экономии от снижения технологических потерь

Филиалом «Тулэнерго» заявлена экономия от снижения технологических потерь, подлежащая учету в НВВ на 2020 год в размере 309 815,21 тыс. руб. Расчет величины экономии технологических потерь ТСО осуществляется в соответствии с п. 25 Методических указаний.

$$\Delta \text{ЭП}_i = \frac{\sum_{j=1}^4 \left(\text{ЭП}_{i-j} * \prod_{l=0}^j (1 + \text{ИПЦ}_{i-l}) \right)}{4}$$

где,

$\Delta \text{ЭП}_i$ - экономия от снижения технологических потерь, учитываемая в НВВ расчетного года i очередного долгосрочного периода регулирования. Величина экономии принимается равной нулю, если расчет дает отрицательное значение.

$$\text{ЭП}_{i-j} = (\text{ПР}_{i-j}^{\phi} * N_{i-j} - \text{П}_{i-j}^{\phi}) * \text{ЦП}_{i-j}$$

где,

j – количество лет, предшествующих году i периода регулирования;

ЭП_{i-j} - экономия от снижения потерь в году $i-j$. Величина экономии потерь принимается равной нулю, если расчет дает отрицательное значение экономии;

ПР_{i-j}^{ϕ} - фактический объем отпуска в сеть в году $i-j$;

П_{i-j}^{ϕ} - фактический объем потерь в сеть в году $i-j$;

ЦП_{i-j} - средневзвешенная цена покупки потерь, учтенная при установлении тарифов в году $i-j$;

N_{i-j} - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемый в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

$$N = \frac{\sum (W_{\text{ос}i} \times n_i)}{W_{\text{ос сумм}}} \times 100 ,$$

где:

i - уровень напряжения;

$W_{\text{ос}i}$ - величина отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации за последний истекший год по соответствующему уровню напряжения за вычетом объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети, переданным в аренду территориальным сетевым организациям, и объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам трансформаторных подстанций на соответствующем уровне напряжения (тыс. кВт·ч);

$W_{\text{ос сумм}}$ - величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации за последний истекший год за вычетом объема переданной электрической энергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети, переданным в аренду территориальным сетевым организациям (тыс. кВт·ч);

n_i - минимальное значение из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям для соответствующей группы территориальных сетевых организаций на соответствующем уровне напряжения, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации, и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации на соответствующем уровне напряжения за последний истекший год.

Минимальное значение из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям для соответствующей группы территориальных сетевых организаций на соответствующем уровне напряжения, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации, и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации на соответствующем уровне напряжения за последний истекший год определяется по формуле:

$$n_i = \min \left\{ \frac{\Delta W_i}{W_{\text{ос}i}} \times 100; \Delta W_{\text{нпэ.гп}j} \right\} ,$$

где:

ΔW_i - величина фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации за последний истекший год по соответствующему уровню напряжения (тыс. кВт·ч);

$\Delta W_{\text{нпэ.гп}j}$ - норматив потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций на соответствующем уровне напряжения, утвержденный Министерством энергетики Российской Федерации, для j -ой группы территориальных сетевых организаций, определяемой по данным за последний истекший год.

Учет экономии потерь в НВВ на 2020 год не целесообразен, поскольку противоречит принципам Основ ценообразования и может привести к двойному учету расходов, т.к. при формировании баланса электроэнергии (мощности), закладываемого в основу расчета котловых тарифов, потери по филиалу «Тулэнерго» учитываются в размере, соответствующем нормативу потерь, закрепленному как долгосрочный параметр регулирования, при этом достигнутая

экономия не «изымалась» при подсчете величины фактической выручки на содержание сетей, принимаемой в основу расчета корректировок НВВ.

На основании данных формул экономия от снижения потерь на 2020 год принимает отрицательное значение и, в соответствии с методическими указаниями, не учитывается в НВВ организации

На основании указанной информации, а также в соответствии с п. 7 Основ ценообразования экспертная группа не учитывает заявленные филиалом «Тулэнерго» на 2020 год средства по данной статье.

Расчет экономии от снижения операционных расходов

Данный вид расходов не заявлен филиалом «Тулэнерго» в НВВ на 2020 год.

По расчетам экспертной группы экономия операционных расходов, подлежащая учету в НВВ филиала «Тулэнерго» на 2020 год, составит 0,00 руб.

Расчет скорректированного возврата инвестированного капитала на 2020 год

По расчету филиала «Тулэнерго» скорректированный возврат инвестированного капитала на 2020 год составит 1 183 982,26 тыс. руб.

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины возврата инвестированного капитала на 2020 год с учетом:

- долгосрочных параметров регулирования, установленных для «Тулэнерго»;
- положений и формул Методических указаний;
- фактических и плановых показателей реализации инвестиционных программ филиалом «Тулэнерго»;
- выбытия объектов из базы инвестированного капитала до окончания срока использования.

Расчет скорректированного возврата инвестированного капитала, осуществленный экспертной группой представлен в таблице ниже.

По расчету экспертной группы скорректированный возврат инвестированного капитала филиала «Тулэнерго» в 2020 году составит 1 168 500,26 тыс. руб.

Расчет скорректированного дохода на инвестированный капитал на 2020 год

По расчету филиала «Тулэнерго» скорректированный доход на инвестированный капитал на 2020 год составит 1 260 164,95тыс. руб.

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины дохода инвестированного капитала на 2020 год с учетом:

- долгосрочных параметров регулирования, установленных для «Тулэнерго»;
- положений и формул Методических указаний;
- фактических и плановых показателей реализации инвестиционных программ филиалом «Тулэнерго»;
- выбытия объектов их базы инвестированного капитала до окончания срока использования.

При расчёте норма доходности на старый капитал была принята на уровне 1%.

Расчет скорректированного дохода на инвестированный капитал, осуществленный экспертной группой, представлен в таблице ниже.

По расчетам экспертной группы скорректированный доход на инвестированный капитал филиала «Тулэнерго» в 2020 году составит 1 253 945,76 тыс. руб.

Таблица 23 - Экспертный расчет скорректированного дохода на инвестированный капитал в 2020 году, тыс. руб.

№ п/п	Параметры	на 01.01.2012 г.	Факт 2012	Факт 2013	Факт 2014	Факт 2015	Факт 2016	Факт 2017	Факт 2018	Ожидание 2019	на 01.01.2020	План 2020
	Расчет скорректированного дохода на капитал											
1	Остаточная стоимость инвестированного капитала до перехода и в течение 1-го долгосрочного периода RAB	13 605 261,48										
2	Остаточная стоимость объектов, выбывших из капитала до окончания срока использования		4 978,68	8 266,62	7 738,17	19 140,25	51 806,60	3 704,25	3 092,35	90 826,74	189 553,65	
3	Накопленный возврат капитала, инвестированного до перехода и в течение 1-го долгосрочного периода RAB		869 601,71	869 187,38	868 252,42	867 080,46	864 996,02	861 100,85	860 275,14	858 768,13	6 919 262,10	844 964,36
4	Остаточная стоимость капитала, инвестированного до перехода и в течение 1-го долгосрочного периода RAB, с учетом выбытия объектов до окончания срока использования и начисленного возврата капитала										6 496 445,73	
5	Норма доходности на капитал, инвестированный до перехода и в течение 1-го долгосрочного периода RAB											1%
6	Величина скорректированного дохода на капитал, инвестированный до перехода на RAB											64 964,46
7	Стоимость введенных объектов в соответствии с утвержденной ИПР		1 981 192,00	1 353 398,96	1 105 113,18	981 271,10	1 335 246,76	1 444 495,81	1 217 534,46	1 974 007,06	11 392 259,34	8 238 395,66
8	Остаточная стоимость объектов, выбывших из капитала, инвестированного в течение долгосрочного периода RAB, до окончания срока использования			4 865,95	0,00	22 616,49	6 526,78	1 114,10	621,76	3 216,50	38 961,58	

№ п/п	Параметры	на 01.01.2012 г.	Факт 2012	Факт 2013	Факт 2014	Факт 2015	Факт 2016	Факт 2017	Факт 2018	Ожидаие 2019	на 01.01.2020	План 2020
9	Накопленный возврат капитала, инвестированного в течение 2-го долгосрочного периода RAB			56 605,49	95 096,44	126 671,10	153 957,58	191 383,53	232 600,90	267 321,31	1 123 636,34	323 535,90
9	Скорректированная остаточная стоимость базы инвестированного капитала										10 229 661,41	
9	Установленный чистый оборотный капитал											579 259,52
10	Норма доходности на капитал											11%
11	Величина скорректированного дохода на капитал, инвестированный после перехода на RAB											1 188 981
12	Величина скорректированного дохода на капитал											1 253 945,76

Определение величины изменения необходимой валовой выручки в 2020 году, производимого в целях сглаживания тарифов

Исходя из требований по соблюдению предельных уровней роста единых (котловых) тарифов на передачу электроэнергии в Тульской области в 2020 году, экспертной группой оптимально подобрано и учтено в расчете НВВ «Тулэнерго» на 2020 год изменение НВВ в целях «сглаживания» темпов изменения тарифов, в размере (- 18 116 45) тыс. руб.

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2020 год

Затраты на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» рассчитаны на основании объема потерь в размере 665,2101 млн. кВтч., указанных в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2020 год, утвержденном приказом ФАС России от 28 ноября 2019 № 1567/19-ДСП, что составляет 10,93% от поступления в сеть (6086,0689 млн. кВтч, полезный отпуск при этом - 5420,8588 млн. кВтч).

Расчет затрат на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2020 год представлен в таблице ниже:

Таблица 24 – Расчет расходов на компенсацию потерь

Наименование показателя	Измеритель	1 полугодие 2020 года	2 полугодие 2020 года	Всего 2020 год
Потери	млн. кВт*ч	337,459	327,7511	665,2101
тариф на покупку потерь	руб./тыс. кВт*ч	2 914,97918	2 933,54409	2 924,1262
Затраты на покупку потерь	тыс. руб.	983 685,96	961 472,30	1 945 158,26

Таким образом, затраты на покупку потерь по расчету экспертной группы составят 1 945 158,26 тыс. руб.

Сводный экспертный расчет скорректированной необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2020 год

На основании проведенного анализа предоставленных материалов и осуществленных расчетов, экспертная группа определила собственную (без потерь и услуг ТСО) скорректированную необходимую валовую выручку филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2020 год в размере 7 830 487,48 тыс. руб., в том числе:

- операционные расходы: 2 023 336,33 тыс. руб.;
- неподконтрольные расходы: 2 734 097,44 тыс. руб.;
- возврат инвестированного капитала: 1 168 500,26 тыс. руб.;
- доход на инвестированный капитал: 1 253 945,76 тыс. руб.;
- компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год: 583 185,10 тыс. руб.
- корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2018 году: 99 081,96 тыс. руб.
- корректировка необходимой валовой выручки по итогам исполнения инвестиционной программы: -13 542,9 тыс. руб.
- экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь): 0 тыс. руб.

- экономия операционных расходов: 0,00 тыс. руб.
- величина изменения НВВ 2018 года, производимого в целях «сглаживания» тарифов (- 18 116,45) тыс. руб.

Расходы на компенсацию потерь составят 1 945 158,26 тыс. руб.

Сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» на 2020 год представлен в таблице ниже.

Таблица 25 - Сводный экспертный расчет НВВ филиала «Тулэнерго» на 2020 год, тыс. руб.

		Установлено на 2019 год	НВВ, заявленное филиалом «Тулэнерго» на 2020 год	Предложение экспертной группы на 2020 год	Изменение НВВ 2020 (эксперты)/утв. НВВ 2019, %
1	Необходимая валовая выручка на содержание сетей (собственная)	7 652 144,40	10 092 192,84	7 830 487,48	102,3%
1.1.	Операционные расходы	1 997 505,66	2 029 253,94	2 023 336,33	101,3%
1.2.	Неподконтрольные расходы	2 636 061,35	4 252 091,12	2 734 097,43	103,7%
1.3.	Возврат инвестированного капитала	1 128 604,95	1 183 982,26	1 168 500,26	103,5%
1.4.	Доход на инвестированный капитал	1 082 269,16	1 260 164,95	1 253 945,76	115,9%
1.5.	Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	1 199 850,89	130 412,45	- 18 116,45	-1,5%
1.6.	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год	373 175,31	827 390,95	583 185,10	156,3%
1.7.	Корректировка НВВ по выполнению ИП в 2018 году	-511,69	0,00	-13 542,92	
1.8.	Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году		99 081,96	99 081,96	
1.9.	Экономия от снижения операционных расходов	x	x	x	
1.10.	Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	-764 811,23	309 815,21	0,00	0,0%
2	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)	1 919 785,54	2 091 786,47	1 945 158,26	101,3%
3	НВВ всего*	9 571 929,94	12 183 979,31	9 775 645,74	102,1%

*без учета оплаты услуг прочих ТСО

Давыдов Э.В. заместитель директора по экономике и финансам филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» выразил особое мнение по вопросу об установлении необходимой валовой выручки на 2020 год, которое в письменном виде передано в комитет Тульской области по тарифам (прилагается на 1л.).

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам считает свою позицию обоснованной и предлагает утвердить НВВ на 2020 год в размере 7 830 487,40 тыс. руб.

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

согласиться с корректировкой необходимой валовой выручки филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2020 год, в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала, в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

6. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2020 год для АО «Тульские городские электрические сети» и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети»

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

Слушали Шалик С.В., которая доложила о корректировке необходимой валовой выручки на 2019 год для АО «Тульские городские электрические сети» и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети».

АО «ТГЭС» представило материалы на утверждение НВВ и тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2020 год долгосрочного периода 2018-2022 гг. (письмо вх. от 29.04.2019 № 40-02-10/744).

В ходе проведения экспертизы в адрес Комитета Тульской области по тарифам АО «ТГЭС» были дополнительно направлены уточненные предложения об установлении индивидуальных тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2020 год и представлены обосновывающие материалы к ним (вх. № 40-02-10/1239 от 12.08.2019).

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

Ответственность за достоверность представленных документов и информации несет АО «ТГЭС». Выводы экспертной группы, приведенные в настоящем Заключение, основывались исключительно на результатах анализа представленных документов.

Оценка финансового состояния АО «ТГЭС» за 2018 г.

Основные финансово – экономические показатели хозяйственной деятельности АО «ТГЭС» за 2018 г. приведены в таблице ниже.

Основные финансовые показатели АО «ТГЭС» за 2018.

Показатель	Ед. изм.	2017 год	2018 год	Отклонение показателей 2018 к 2017 %
1	2	4	4	5
Выручка	тыс. руб.	1 534 204,00	1 438 484,89	-6,65%
Себестоимость продаж	тыс. руб.	-917 318,00	-955 399,17	3,99%
Прибыль (убыток) от продаж	тыс. руб.	616 886,00	483 085,72	-27,70%
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	379 783,00	331 558,00	-14,54%
Рентабельность продаж	%	40,21%	33,58%	-19,73%

Выручка компании в 2018 г. по сравнению с 2017 г. уменьшилась на 6,65%. Прибыль от продаж в 2018 г. уменьшилась на 27,7% по сравнению с 2017 г. Чистая прибыль в 2018 г. составила 331 558 тыс. руб., что меньше аналогичного показателя в 2017 г. на 48 225 тыс. руб. (14,54%).

Анализ основных технико-экономических показателей АО «ТГЭС» приведен в таблице ниже.

Основные технико-экономические показатели за 2017-2020

Показатели	Фактические, млн. кВт*ч 2017	Плановые, млн. кВт*ч 2018	Фактические, млн. кВт*ч 2018	Плановые, млн. кВт*ч 2019	Плановые, млн. кВт*ч 2020
Отпуск	1 178,50	1181,55	1 179,96	1178,52	1165,44
Потери	159,6	166, 50	160,26	166, 05	164,21

В 2018 г. плановый объем отпуска электрической энергии ОА «ТГЭС» составил 1 181,55 млн. кВт*ч, плановый объем потерь электрической энергии – 166,50 млн. кВт*ч.

Таким образом, экспертная группа отмечает, что фактический отпуск электрической энергии ниже плана 2018 г. на 1,59 млн. кВт*ч (на 0,14%), а фактические потери ниже плановых на 6,24 млн. кВт*ч (на 3,89%).

При осуществлении экспертизы Комитет руководствовался следующими нормативными актами Российской Федерации:

Конституция Российской Федерации, Гражданский, Налоговый кодексы Российской Федерации;

Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее Основы ценообразования);

приказ Федеральной службы по тарифам от 06 августа 2004 года № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»;

приказ Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2013 года № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» (далее также Методические указания №228-э);

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

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

приказ ФСТ России от 11 сентября 2015 г. №215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям»;

приказ Минэнерго РФ от 13.12.2011 №585 "Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике";

иные нормативно-правовые акты, в том числе в сфере бухгалтерского и налогового учета, имеющие значения для определения экономически обоснованного уровня затрат и др;

приказ ФСТ России от 18.03.2015 N 421-э "Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 N 98-э и от 30.03.2012 N 228-э" (далее Методические указания №421).

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

Приказом ФАС России от 30 октября 2017 г. № «О согласовании Федеральной антимонопольной службой предложения Комитета Тульской области по тарифам об установлении очередного долгосрочного периода регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода доходности инвестированного капитала АО «Тульские городские электрические сети» Комитету Тульской области по тарифам согласованы долгосрочные параметры регулирования деятельности АО «Тульские городские электрические сети» (далее АО «ТГЭС»), в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала до 2022 года.

Также п. 33 Основ ценообразования определено, что при использовании метода доходности инвестированного капитала регулируемые тарифы устанавливаются на основе необходимой валовой выручки, которая определяется с учетом ежегодных корректировок, осуществляемых в течение долгосрочного периода регулирования, и обеспечивает: покрытие расходов, возврат инвестированного капитала, получение дохода на инвестированный капитал.

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

$$НВВ_i^д = P_i + ВК_i + ДК_i + \Delta ЭОР_i + \Delta ЭП_i + \text{Дельта} НВВ_i^{сз},$$

где:

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

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

P_i - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, определяемые на год i в соответствии с пунктом 10 Методических указаний №228-э;

$ВК_i$ - возврат инвестированного капитала, определяемый на год i в соответствии с пунктами 29 - 33 настоящих Методических указаний №228-э;

$ДК_i$ - доход на инвестированный капитал, определяемый на год i в соответствии с пунктами 34 - 37 настоящих Методических указаний №228-э;

$\Delta ЭОР_i$ - экономия операционных расходов, учитываемая на год i очередного долгосрочного периода регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 16 настоящих Методических указаний №228-э;

$\Delta ЭП_i$ - экономия от снижения технологических потерь, учитываемая в необходимой валовой выручке на год i очередного долгосрочного периода регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 25 настоящих Методических указаний №228-э;

$\text{Дельта} НВВ_i^{сз}$ - величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год i , производимого в целях сглаживания тарифов в соответствии с пунктами 39 - 40 настоящих Методических указаний №228-э.

Алгоритм расчета тарифов и формы представления предложений организации в целом соответствуют нормативно – методическим документам по вопросам регулирования тарифов. Далее произведен расчет каждой составляющей НВВ АО «ТГЭС» на 2020 г., выполненный экспертной группой.

Отнесение АО «ТГЭС» к ТСО

Следует отметить, что на основании анализа, представленной АО «ТГЭС», технической документации, экспертная группа установила факт соответствия АО «ТГЭС» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184.

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

№ п/п	Наименование критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям	Показатели владельца электросетевого оборудования для оценки критериев на 2020 год	Оценка соответствия критериям ТСО (Да) - соответствует / (Нет) - не соответствует
1	2	3	4
1	Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах ТО, суммарная установленная мощность которых составляет не менее 10 МВА	691,854 МВА	да
2	Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи, используемыми для осуществления регулируемой деятельности непосредственно соединенными с трансформаторными подстанциями, сумма протяженности которых по трассе составляет не менее 15 км., не менее 2 уровней напряжения		да
2.1	Количество уровней напряжения	2	да
	высокое напряжение (ВН) – 110 кВ и выше		
	среднее первое напряжение (СН1) – 35 кВ		
	среднее второе напряжение (СН2) – 1 – 20 кВ	1230,52	
	низкое напряжение (НН) – ниже 1 кВ	1528,24	
2.2	Сумма протяженности линий электропередач не менее 15 км.	2758,76	да
3	Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, при анализе соответствия уровню надежности и качества оказываемых услуг.	да	да
4	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.	8-800-700-51-16, 8(4872) 74-93-50	да
5	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	http://www.tulges.ru	да
6	Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов по производству электрической энергии (мощности), которые расположены в административных границах Тульской области и с использованием которых осуществляется производство электрической энергии (мощности) с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.	отсутствует	да
	Результат оценки соответствия критериям ТСО	Соответствует	

Ведение базы инвестированного капитала с учетом реализации АО «ТГЭС» инвестиционной программы в 2018 для определения необходимой валовой выручки в 2020.

Выбытие активов до окончания срока их использования

В рамках проведения экспертизы предложений АО «ТГЭС» по корректировке НВВ на 2020 год установлено, что объем выбытия активов до окончания срока использования из базы "старого" капитала за 2018 год составил:

- по первоначальной стоимости: 7 856,91 тыс. руб.,
- по остаточной стоимости: 1 728,15 тыс. руб.

Объем выбытия активов до окончания срока использования из базы "нового" капитала за 2018 год составил:

- по первоначальной стоимости: 2 981,17 тыс. руб.,
- по остаточной стоимости: 2 726,96 тыс.руб.

Объем выбытия активов до окончания срока использования из базы "старого" капитала за 2019 год составил:

- по первоначальной стоимости: 3 458,48 тыс. руб.,
- по остаточной стоимости: 1 090,51 тыс.руб.

Объем выбытия активов до окончания срока использования из базы "нового" капитала за 2019 год составил:

- по первоначальной стоимости: 866,19 тыс. руб.,
- по остаточной стоимости: 777,49 тыс.руб.

Ввод активов в рамках инвестиционных программ

По итогам проверки исполнения инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2018 год экспертной группой ввод объектов (за вычетом поступившей платы за тех. присоединение) в эксплуатацию для целей учета инвестированного капитала определен в размере 259 917,5 тыс.руб. без учета НДС.

Плановый объем ввода объектов в эксплуатацию на 2019 год согласно инвестиционной программе, составит 295 246,61 руб. без учета НДС.

На основании указанных данных в соответствии с формулами Методических указаний экспертной Учет базы инвестированного капитала по годам представлен в таблице ниже.

Учет размера инвестированного капитала

Наименование показателя	2018	2019	2020
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на 1 января (скорректированная величина)	5 137 524	5 386 604	5 677 526
Остаточная стоимость базы инвестированного капитала на 1 января (скорректированная величина)	2 012 711	2 121 387	2 262 730
Объем ввода объектов в эксплуатацию (скорректированная величина)	259 918	295 247	
Выбытие активов до установленного срока их использования			
по первоначальной стоимости	10 838		
по остаточной стоимости	4 455		
Возврат капитала	146 786	153 903	162 215

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» методом доходности инвестированного капитала на 2020 г.

Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2020 год на основании фактических данных за 2018 год

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

В составе плановой НВВ АО «ТГЭС» на 2020 год учитываются:

- компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 г.;

- корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2018-2019 годы;

- корректировка необходимой валовой выручки, с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2018 году.

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год производится по следующей формуле:

$$\Delta НВВ_{i-2}^{корр} = НВВ_{i-2}^{ск} - НВВ_{i-2}^{\phi} + \Delta НР_{i-2} + \Delta ОР_{i-2} - \Delta Корр_{i-2}^{ЦП}$$

где (с учетом рассматриваемых периодов):

$\Delta НВВ_{i-2}^{корр}$ - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год. Компенсация понесенных выпадающих/излишне полученных доходов учитывается в скорректированной плановой НВВ на 2020 год с учетом индексов потребительских цен 2018-2019 гг.;

$НВВ_{i-2}^{ск}$ - необходимая валовая выручка, принятая при расчете тарифов на 2018 год в части содержания сетей;

$НВВ_{i-2}^{\phi}$ - фактический объем выручки на содержание сетей за 2018 год;

$\Delta НР_{i-2}$ - компенсация фактически понесенных в 2018 году неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2018 год;

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

$\Delta Корр_{i-2}^{ЦП}$ - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» а, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь

электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на очередной период регулирования цен покупки технологических потерь электрической энергии за 2018 год.

По заявленному расчету АО «ТГЭС» компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 г., возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 г. составляет

-15 219,65 тыс. руб.

Экспертная группа осуществили собственный расчет выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2018 г., возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 г.

Определение необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», установленной на 2018 год

В соответствии с Экспертным заключением Комитета по тарифам Тульской области по размеру необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электрической энергии для АО «Тульские городские электрические сети» на 2018 год и шаблоном ЕИАС, в котором рассчитаны указанные тарифы, *экспертная группа определила плановую НВВ АО «ТГЭС» на содержание сетей в размере 789 098,44 тыс. руб.*

Определение фактического объема выручки АО «ТГЭС» по регулируемому виду деятельности за 2018 год

Экспертная группа определила фактическую выручку организации на содержание сетей в 2018 году в размере 789 098,44 тыс. руб. на основании данных «котлодержателя» - филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» о величине оплаты услуг АО «ТГЭС» по передаче электрической энергии в 2018 по ставке на содержание сетей.

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

Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям определяется по формуле:

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

где:

$OP_{i-3}^{СК}$ - величина операционных расходов на 2017 год;

$Кинд_{i-2}^{СК}$ - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на 2018 год;

$Кинд_{i-2}^{\Phi}$ - коэффициент индексации операционных расходов на 2018 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц.

Поскольку на 2018 год для АО «ТГЭС» установлен базовый уровень операционных расходов с применением метода сравнения аналогов, корректировка операционных расходов не производится при установлении НВВ на 2020 год.

По расчету экспертной группы, компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по

отношению к учтенным при установлении тарифа АО «ТГЭС» за 2018 год составляет 0 тыс. руб.

Расчет компенсации фактически понесенных в 2018 году неподконтрольных расходов АО «ТГЭС», не учтенных при установлении тарифов на 2018 год

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

$$\Delta \text{НР}_{i-2} = \text{НР}_{i-2}^{\phi} - \text{НР}_{i-2}^{\text{СК}}$$

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

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

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

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

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

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

Анализ неподконтрольных расходов 2018 года по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен ниже.

Расчет неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2018.

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2018 уст.	2018 Факт	Разница фактических и установленных расходов
1	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс. руб.	154,51	158,94	4,43
2	Налоги, всего, в том числе:	тыс. руб.	39 902,00	37 344,46	-2 557,54
2.1	Плата за землю	тыс. руб.	1 024,24	1 186,49	162,25
2.2	Налог на имущество	тыс. руб.	38 562,42	35 852,10	-2 710,32
2.3	Прочие налоги и сборы	тыс. руб.	315,34	305,87	-9,47
3	Отчисления на социальные нужды (страховые взносы)	тыс. руб.	48 734,06	44 882,33	-3 851,73
4	Налог на прибыль	тыс. руб.	60 680,23	81 321,33	20 641,10
5	Выпадающие доходы от льготного ТП и затраты по договорам ТП с ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	тыс. руб.	7 459,43	4 364,91	-3 094,52
6	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс. руб.	156 930,23	168 071,97	11 141,74

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье фактических неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2018 году.

Аренда имущества

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Аренда имущества» в 2018 году составляют 158,94 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 4,43 тыс. руб.

По данной статье учитываются расходы на аренду АО «ТГЭС» земельных участков у Комитета имущественных и земельных отношений г. Тулы.

Реестр договоров и оплаченные суммы представлены в таблице ниже:

Реестр договоров по статье «Аренда имущества»

№ п/п	Наименование	2018 г.
1	Аренда имущества, находящегося в государственной собственности ТО №203 от 27.11.2014г	120,00
2	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3791 от 15.03.2016г	3,04
3	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16П3782 от 01.03.2016г	2,81
4	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3785 от 01.03.2016г	0,92
5	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3790 от 14.03.2016г	1,20
6	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3783 от 01.03.2016г	1,20
7	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3784 от 01.03.2016г	3,13
8	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3792 от 14.03.2016г	3,18
9	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3897 от 17.11.2016г	1,10
10	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3835 от 07.07.2016г	1,15
11	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3899 от 17.11.2016г	3,36
12	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3898 от 17.11.2016г	0,92
13	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3834 от 05.07.2016г	1,15
14	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3831 от 17.11.2016г	1,15
15	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16П3811 от 27.06.2016г	1,93
16	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3810 от 16.05.2016г	1,10
17	Соглашение от 21.09.17 о передаче прав и обязанностей по договору аренды МИИЗО № 15П3660 от 24.04.2015	5,52
18	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 15Ц3663 от 12.05.2015г	2,95
19	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 14П3551 от 01.02.2014г	3,13
20	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3908 от 28.11.2016г	1,15
	ИТОГО	160,09

Исходя из представленных документов в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду составили 160,09 тыс. руб.

Экспертная группа принимает фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду в 2018 году в размере 158,94 тыс. руб., в соответствии с тарифной заявкой предприятия, что больше утвержденных расходов на 4,43 тыс. руб.

Налоги

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату налогов в 2018 году составили 37 344,45 тыс. руб., в т.ч.:

- земельный налог 1 186,49 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 162,25 тыс. руб.;
- налог на имущество 35 852,10 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 2 710,32 тыс. руб.;
- транспортный налог и экологические сборы 305,87 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 9,47 тыс. руб.

Земельный налог

В качестве обоснования фактических расходов на оплату земельного налога АО «ТГЭС» представило декларацию по налогу на землю за 2018 год, по которой сумма затрат в 2018 составила 1 186,49 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на землю составили 1 186,49 тыс. руб.

Налог на имущество

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на имущество АО «ТГЭС» представило налоговую декларацию по налогу на имущество организаций за 2018 год. Исходя из данных декларации, фактические расходы на уплату налога на имущество в 2018 году составляют 35 852,10 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество составили 35 852,10 тыс. руб.

Транспортный налог

В качестве обоснования фактических расходов на уплату транспортного налога АО «ТГЭС» представило расчеты и налоговую декларацию по транспортному налогу за 2018 год. Исходя из данных декларации, фактические расходы на уплату транспортного налога в 2018 году составляют 281,17 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2018 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату транспортного налога составили 281,17 тыс. руб.

Плата за негативное воздействие на окружающую среду

В качестве обоснования фактических расходов на плату за негативное воздействие на окружающую среду АО «ТГЭС» представило расчеты и декларацию за 2018 год. Исходя из представленных документов, в соответствии с требованиями законодательства, эксперты определили фактические расходы на плату за негативное воздействие на окружающую среду в пределах установленного лимита в 2018 году в размере 24,70 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Плата за негативное воздействие на окружающую среду» в 2018 году составили 24,70 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на -17,47тыс. руб.

Таким образом, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Налоги» в 2018 году составили 35 852,10 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на -2 710,32 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2018 году составили 45 290,96 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 3 443,10 тыс. руб.

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

- расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством и по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также по расходам на выплату страхового обеспечения (Форма 4 ФСС за 2018 год);
- расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное пенсионное страхование в Пенсионный фонд Российской Федерации, страховым взносам на обязательное медицинское страхование в Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования плательщиками страховых взносов, производящими выплаты и иные вознаграждения физическим лицам (Форма РСВ 1 –ПФР за 2018 год);

Исходя из представленных документов, фактические расходы по страховым взносам в 2018 году в целом по АО «ТГЭС» составили 45 290,96 тыс. руб.

Расчет фактические расходы по страховым взносам в 2018 году, руб.

Вид страхования	Выплаты в пользу работников	Не подлежат обложению страховыми взносами	Превышает лимит	База для начисления страховых выплат	Начислено страховых выплат	Средний процент
Пенсионное страхование	179 858 923,84	5 640 536,11	5 284 162,70	174 218 387,73	37 693 945,86	21,64
Обязательное медицинское страхование	179 858 923,84	5 640 536,11		174 218 387,73	8 885 137,70	5,10
Социальное страхование	179 858 923,84	12 038 833,07	6 521 931,50	161 298 159,27	4 672 818,11	2,90
Страхование от несчастных случаев на производстве	173 460 626,88	5 640 536,11		167 820 090,77	655 414,73	0,39
ИТОГО/среднее				169 388 756,38	51 907 316,40	30,02

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

Данные раздельного учета по формам, утвержденным Приказом Минэнерго №585, были предоставлены организацией на экспертизу.

Согласно данным раздельного учёта отчисления на социальные нужды по передаче по распределительным сетям составил 44 882,33 тыс. руб.

В соответствии с учетной политикой и данными раздельного учёта, на деятельность по передаче электрической энергии в 2018 году отнесено 44 882,33 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2018 году составили 44 882,33 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 3 851,73 тыс. руб.

Налог на прибыль

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Налог на прибыль» в 2018 году составили 81 321,33 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на прибыль АО «ТГЭС» представлена декларация по налогу на прибыль на общую сумму 89 545,5 тыс. руб. Кроме того, предоставлена таблица с распределением выручки и себестоимости по видам деятельности (передача электроэнергии, технологическое присоединение, прочие).

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

Данные раздельного учета по формам, утвержденным Приказом Минэнерго №585, на экспертизу были предоставлены организацией.

Экспертная группа определила фактический налог на прибыль, относящийся на передачу электрической энергии и технологическое присоединение, в размере 81 321,33 тыс. руб., что соответствует заявке АО «ТГЭС».

Из данной величины не вычитается налог на прибыль со штрафов пени и неустоек, так как сальдо внереализационных доходов и расходов в части штрафов пени и неустоек АО «ТГЭС» имеет отрицательную величину.

Поскольку заявка организации совпадает с величиной, рассчитанной экспертами, расходы по статье «Налог на прибыль» принимаются на уровне 81 321,33 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей и затраты по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

По расчету АО «ТГЭС», по статье «Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей» в 2018 году необходимо было учесть 4 459,36 тыс. руб., что на 3 000,07 тыс. руб. меньше утвержденных затрат.

Экспертная группа определила фактические экономически обоснованные выпадающие доходы АО «ТГЭС» от технологического присоединения льготных групп потребителей в 2018 г. в размере 4 162,1 тыс. руб.

Затраты по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» закрытые в 2018 году определены экспертной группой в размере 202,8 тыс. руб.

Таким образом общая величина выпадающих доходов от осуществления технологического присоединения и затрат по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центра и Приволжья», подлежащая учету в расчете фактических неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2018 г. определена экспертной группой в размере 4 364,91 тыс. руб., что меньше утвержденных затрат на 3 094,52 тыс. руб.

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

Эксперты произвели расчет величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, возникших в 2018 году в соответствии с п. 26 Методических указаний согласно формуле для территориальных сетевых организаций:

$$\Delta \text{Корр}_{i-1}^{\text{ЦП}} = \left(\text{ЦП}_{i-1} - \text{ЦП}_{i-1}^{\phi} \right) * \min \left\{ \text{ПР}_{i-1}^{\phi} * \frac{\text{П}_{i-1}}{\text{ПР}_{i-1}}; \text{П}_{i-1}^{\phi} \right\}$$

ЦП_{i-1} - цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, определенная согласно Основам ценообразования, учтенная при определении стоимости электрической энергии в целях компенсации нормативных потерь электроэнергии, в целях установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии в 2018 году;

ЦП_{i-1}^{ϕ} - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в 2018 году;

П_{i-1}^{ϕ} - фактический объем потерь электрической энергии в сетях в 2018 году;

ПР_{i-1}^{ϕ} - фактический объем отпуска в сеть в 2018 году;

ПР_{i-1} - плановый отпуск электрической энергии в сеть в 2018 году;

П_{i-1} - объем потерь электрической энергии в сетях, учтенный при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования, установленный на 2018 год.

Экспертный расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, произведен на основании

- плановых показателей 2018 года, утвержденных Комитетом по тарифам,
- предоставленных актов покупки потерь, согласованных АО «ТГЭС» и сбытовой организацией (см. таблицу ниже).

Расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, возникших в 2018 году

Показатели	ед. изм.	2018 год
Цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, учтенная при установлении тарифов на 2018 год	руб./МВт.ч	2 664,63
Средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях за 2018 г.	руб./МВт.ч	2504,75

Фактический объем отпуска в сеть	млн.кВт.ч	1 179,96
Объем потерь электрической энергии, учтенный при установлении тарифов на 2018 год	млн.кВт.ч	166,503
Плановый отпуск электрической энергии в сеть, учтенный при установлении тарифов на 2018 год	млн.кВт.ч	1 181,55
Объем потерь электрической энергии фактический за 2018 г.	млн.кВт.ч	160,26
Экономия (+) / превышение (-) фактических расходов на оплату потерь по цене	тыс.руб.	(-25 622,37)

По мнению экспертной группы, компенсация выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникших в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на 2018 год составляет (-25 622,37) тыс. руб.

Сводный расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2018 год

Сводные данные для расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных при утверждении тарифов по расчету экспертной группы представлены в таблице.

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2018 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, по расчету экспертной группы, тыс. руб.

№ п/п	Наименование показателя	2018 год
1	2	3
1	Скорректированная НВВ на содержание, определенная при установлении тарифов на 2018 год	789 098,44
2	Фактическая выручка на содержание за 2018 год	789 098,44
3	Компенсация фактических расходов 2018 года	11 141,74
3.1.	Операционные расходы	0,00
3.2.	Неподконтрольные расходы	11 141,74
4	Расходы на оплату фактических потерь за 2018 год: экономия (+) / превышение (-)	25 622,37
5	Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год	-14 606,87
6	Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год, учтенная при определении скорректированной НВВ на 2018 год	0,00
	ИПЦ на 2019 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	4,7%
	ИПЦ на 2020 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	3,0%
7	Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2018 год с учетом ИПЦ	-15 616,06

По расчетам экспертной группы, размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2018 год, возникающий в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2018 год и подлежащих учету в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2020 года, составляет (-)15 616,06 тыс. руб.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2018 год

АО «ТГЭС» заявлено в составе предложений по установлению тарифов на 2020 корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2018 год в размере -5 011,25 тыс. руб.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемый в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы 2018 года, производится по следующим формулам:

$$\Delta \text{НВВ}_i^{\text{коррИП}} = \sum_{j=1}^2 \left(\text{СС}_{i-j}^{\text{ИП}} \times \left(\frac{\text{ИП}_{i-j}^{\text{ф}}}{\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл}}} - 1 \right) \right) + \Delta \text{НВВ}_{i-29 \text{ мес}}^{\text{коррИП}}$$

В случае, если договорная схема распределительной сетевой компании предполагает взаиморасчет по одноставочному тарифу, величина $\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл}}$ принимается равной расчетному значению $\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл(расч)}}$, определяемому с учетом изменения полезного отпуска по формуле:

$$\text{ИП}_{i-j}^{\text{заяв(расч)}} = \frac{\text{ПО}_{\text{факт}i-j} \cdot d\text{НВВ}_{i-j}^{\text{одн.факт}}}{\text{ПО}_{\text{заяв}i-j} \cdot d\text{НВВ}_{i-j}^{\text{одн.пл}}} \cdot \text{ИП}_{i-j}^{\text{заяв}}$$

где:

$\text{ПО}_{\text{заяв}i-j}$ - полезный отпуск электрической энергии, учтенный при формировании тарифов на 2018 год;

$\text{ПО}_{\text{факт}i-j}$ - полезный отпуск электроэнергии, фактически сложившийся в 2018 году;

$d\text{НВВ}_{i-j}^{\text{одн.факт}}$, $d\text{НВВ}_{i-j}^{\text{одн.пл}}$ - соответственно фактическая и плановая доля необходимой валовой выручки в 2018 году долгосрочного периода регулирования, относящаяся на потребителей услуг по передаче электрической энергии, договорная схема которых предусматривает расчеты по одноставочным тарифам.

$$\text{СС}_{i-j}^{\text{ИП}} = \text{ВК}_{i-j}^{\text{ск}} + \text{ДК}_{i-j}^{\text{ск}} + \text{ДельтаНВВ}_{i-j}^{\text{сг корр}} - \text{Кр}_{i-j} - \text{Расх}_{i-j}^{\text{приб}}$$

где,

$\text{СС}_{i-j}^{\text{ИП}}$ - объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2018 год.

$\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл}}$ - плановый размер финансирования инвестиционной программы, утвержденной в установленном порядке на 2018 год

$ИП_{i-j}^{\phi}$ - объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2018 году.

$\Delta НВВ_{i-29\text{ мес}}^{\text{коррИП}}$ - учтенная при расчете тарифов на 2018 год корректировка необходимой валовой выручки, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2018 года;

$ВК_{i-j}^{\text{СК}}$ - величина возврата инвестированного капитала, учтенного при расчете тарифов АО «ТГЭС» на услуги по передаче электроэнергии в 2018 году.

$ДК_{i-j}^{\text{СК}}$ - величина дохода на инвестированный капитал, учтенного при расчете тарифов АО «ТГЭС» на услуги по передаче электроэнергии в 2018 году.

Дельта $НВВ_{i-j}^{\text{СГ корр}}$ - величина изменения необходимой валовой выручки в 2018 году, произведенного в целях сглаживания тарифов (-17 591,38 тыс. руб.);

$Кр_{i-j}$ - величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности в 2018 году.

$Расх_{i-j}^{\text{приб}}$ - величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2018 году, признанных регулирующим органом экономически обоснованными.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2018 год, тыс. руб.

Параметр	Значение
Собственные средства	200 597,48
Возврат капитала	146 996,55
Доход на капитал	221 474,11
Сглаживание	0
Расходы за счет возврата и дохода на капитал	167 873,18
% за пользование заемными средствами, привлекаемыми для осуществления регулируемой деятельности (передача э/э)	47 708,00
расходы из прибыли, признаваемые регулирующим органом обоснованными (расходы на возврат кредитов)	59 767,56
расходы из прибыли, признаваемые регулирующим органом обоснованными (выплаты социального характера)	7 083,21
выпадающие доходы сетевой организации от техприсоединения до 15 кВт, (и до 150 кВт) не включаемые в плату за техприсоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые в соответствии с п 87 Основ ценообразования	53 314,41
Инвестиционная программа, План	293 911,02
Инвестиционная программа, Факт	283 196,89
Корректировка	-7 312,51

На основании значений указанных выше показателей, корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением/неисполнением инвестиционной программы за 2018 год определена экспертной группой в размере -7 312,51 тыс. руб.

Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2018 году

Величина корректировки необходимой валовой выручки, с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2018 году, определяется по формуле

$$\Delta HBB_{2018}^{\text{Над и кач}} = KHK_{2018} \times HBB_{2018}^{\text{Ск}},$$

где

KHK_{i-2} - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2018 году, определяемый в процентах;

$$KHK_i = K_{об_i} \cdot P_{кор_i}$$

где $K_{об_i}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанный с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256 "Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций" (далее - Методические указания по надежности и качеству).

$P_{кор_i}$ - максимальный процент корректировки.

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

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

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

где:

$\alpha_1 = 0,30$ и $\alpha_2 = 0,30$, $\beta_1 = 0,30$ и $\beta_2 = 0,1$ - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг.

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

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

$K_{кач3}$ - показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных

приказом Минэнерго России от 15 апреля 2014 г. N 186 (зарегистрирован Минюстом России 18 июня 2014 г., регистрационный N 32761), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 6 апреля 2015 г. N 217.

Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2018 год, представлен в таблице ниже.

Анализ отклонений плановых от фактических значений показателей надежности и качества услуг АО «Тульские городские электрические сети» за 2018 год

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено на 2018 год	Факт	% выполнения	% отклонения
1.	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии (Psaidi)	1,8522	0,4977	100,00	0,00
2.	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	1,3285	0,3908	100,00	0,00
3.	Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг (Птпр)	1,0139	1,0000	100,00	0,00

Плановое значение показателя уровня надежности оказываемых услуг за 2018 год АО «Тульские городские электрические сети» достигнуто со значительным улучшением.

Плановое значение показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения за 2018 год АО «Тульские городские электрические сети» достигнуто со значительным улучшением.

Плановое значение показателя уровня качества обслуживания потребителей услуг за 2018 год АО «Тульские городские электрические сети» достигнуто.

Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии АО «Тульские городские электрические сети» за 2018 год

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1.	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг (Кнад1)	1
2.	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг (Кнад2)	1
3.	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг (Ккач1)	0
4.	Оценка достижения показателя уровня качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15 апреля 2014 г. N 186 (Ккач3)	-1
5.	Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг (Коб)	0,5

Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг по результатам 2018 года

№ п/п	Наименование показателей		По данным АО «ТГЭС»	По данным экспертной группы
1	Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг	$K_{об}$	0,5	0,5
2	Максимальный процент корректировки, %	$P_{кор}$	2,00%	2,00%
3	Коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг	$K_{НК_i}$	0,01	0,01
4	Утвержденная НВВ на содержание электрических сетей (тыс. руб.)	$НВВ_{i-2}^{сод}$	789 098,44	789 098,44
5	Величина корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг		7890,98	7890,98

Размер корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» с учетом надежности и качества оказываемых услуг на 2020 год по данным Экспертной группы составляет 7 890,98 тыс. руб.

Экспертиза необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на содержание электрических сетей в 2020 год

Расчет скорректированных расходов АО «ТГЭС» на 2020 год, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности

В соответствии с п. 23 Методических указаний скорректированный объем расходов, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемый на очередной год долгосрочного периода регулирования в соответствии с формулой:

$$P_i^{СК} = OP_i^{СК} + NP_i^{СК}$$

где:

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

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

$OP_i^{СК}$ - скорректированные операционные расходы на очередной год долгосрочного периода регулирования;

$NP_i^{СК}$ - скорректированные неподконтрольные расходы, определяемые регулирующими органами

Расчет операционных расходов АО «ТГЭС» на период 2020 г.

Уровень операционных расходов (подконтрольные расходы), определяемый при установлении тарифов на очередной i период регулирования, рассчитывается по формуле:

$$O P_i = O P_0 * \prod_{j=1}^i K_{инд_j},$$

$$K_{инд_j} = (1 - ИР_j) * (1 + ИПЦ_j) * (1 + ИКА_j),$$

где:

$K_{инд_j}$ - коэффициент индексации на год j ;

$O P_0$ - базовый уровень операционных расходов, установленный на долгосрочный период регулирования (определены в размере 237 036,07 тыс. руб.)

$ИР_j$ - индекс эффективности операционных расходов, установленный в процентах на год j (определен по данным экспертной группы в размере 3%);

$ИПЦ_j$ - индекс потребительских цен, в соответствии с одобренным прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации;

$ИКА_j$ - индекс изменения количества активов, установленный в процентах на год j при расчете долгосрочных тарифов. Индекс изменения количества активов применяется при установлении тарифов с целью учета зависимости операционных расходов от количества активов, необходимых для осуществления регулируемых видов деятельности. В отношении услуг по передаче электрической энергии индекс количества активов рассчитывается по формуле:

$$ИКА_j = K_{эа} * \frac{УЕ_j - УЕ_{j-1}}{УЕ_{j-1}},$$

где:

$УЕ_j$ - количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в году j , определяется регулирующими органами исходя из количества условных единиц, относящихся к активам, включаемым в регулируемую базу инвестированного капитала на последнюю отчетную дату года $j-1$, и объектам электросетевого хозяйства, использование которых при осуществлении производственной деятельности планируется начать в период с последней отчетной даты $j-1$ года до окончания года j , в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой;

$УЕ_{j-1}$ - количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в году $j-1$, учтенное при регулировании на $j-1$ год;

$K_{эа}$ - коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливаемый регулирующим органом на долгосрочный период регулирования (0,75).

Проверка заявленных АО «ТГЭС» условных единиц на 2018-2020 год была проведена на основании предоставленных организацией материалов, отражающих плановый прирост

уровня УЕ в рамках реализации инвестиционных программ 2019 и 2020 года по группам условных единиц (подстанции и линии электропередач в разрезе уровней напряжения). А также материалов, подтверждающих количество фактических условных единиц, находящихся на балансе организации на 01.01.2019.

Экспертная группа считает, что при расчете изменения условных единиц целесообразно принять только изменения в рамках инвестиционной программы и программы принятия бесхозяйных сетей (введенные физически и принятые к обслуживанию) за вычетом демонтажа (и иного отчуждения оборудования).

В связи с этим организации были направлены дополнительные запросы (исх. 40-01-11/2487 от 11.11.2019, 40-01-11/2616 от 29.11.2019) по подтверждению факта УЕ на 01.01.2019 и по предоставлению расчёта прироста УЕ. На основании предоставленной информации экспертная группа принимает в расчет количество УЕ 2018 года в размере 21 192,93 УЕ. Увеличение количества условных единиц за 2019,2020 годы принято на уровне заявки организации 330,7 УЕ и 379,7 УЕ соответственно.

Экспертной группой проведен расчет операционных расходов АО «ТГЭС» на 2020 год в размере 246 548,82 с учетом изменения параметров расчета тарифов (см. таблицу ниже).

Расчет скорректированных операционных расходов АО «ТГЭС»

Показатели	Ед. изм.	2018	2019	2020
инфляция	%		4,70%	3,00%
индекс эффективности операционных расходов	%		3,00%	3,00%
количество активов, всего	у.е.	21 192,93	21 523,62	21 903,30
коэффициент эластичности операционных расходов по росту активов		0,75	0,75	0,75
индекс изменения количества активов	%		1,17%	1,32%
итого коэффициент индексации			1,027	1,012
ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб	237 036,1	243 548,71	246 548,82

Расчет неподконтрольных расходов на 2020 г.

Анализ скорректированных неподконтрольных расходов на 2020 г. по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен в таблице ниже.

Таблица 6 Скорректированные неподконтрольные расходы на 2020 тыс. руб.

№ п/п	Показатели	Единица измерения	предложение АО «ТГЭС»	экспертная группа
1	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс. руб.	160,09	160,09
2	Налоги, всего, в том числе:	тыс. руб.	45 996,59	45 980,54
2.1	Плата за землю	тыс. руб.	1 186,49	1 186,49
2.2	Налог на имущество	тыс. руб.	44 464,20	44 464,20
2.3	Прочие налоги и сборы	тыс. руб.	345,90	329,85
3	Отчисления на социальные нужды (страховые взносы)	тыс. руб.	50 259,23	49 610,54
4	Налог на прибыль	тыс. руб.	81 321,33	81 321,33
5	Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения	тыс. руб.	4 280,75	4 280,75
6	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс. руб.	182 017,98	181 353,25

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2020 гг.

Аренда имущества

В качестве обоснования расходов по данной статье АО «ТГЭС» предоставило договоры, в соответствии с которыми будет осуществляться аренда имущества в 2020 г. (см. таблицу ниже).

Таблица 7 Договоры на аренду имущества АО "ТГЭС" на 2020 г.

№ п/п	Наименование	2020
1	Аренда имущества, находящегося в государственной собственности ТО №203 от 27.11.2014г	120,00
2	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3791 от 15.03.2016г	3,04
3	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16П3782 от 01.03.2016г	2,81
4	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3785 от 01.03.2016г	0,92
5	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3790 от 14.03.2016г	1,20
6	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3783 от 01.03.2016г	1,20
7	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3784 от 01.03.2016г	3,13
8	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3792 от 14.03.2016г	3,18
9	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3897 от 17.11.2016г	1,10
10	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3835 от 07.07.2016г	1,15
11	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3899 от 17.11.2016г	3,36
12	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3898 от 17.11.2016г	0,92
13	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3834 от 05.07.2016г	1,15
14	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3831 от 17.11.2016г	1,15
15	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16П3811 от 27.06.2016г	1,93
16	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3810 от 16.05.2016г	1,10
17	Соглашение от 21.09.17 о передаче прав и обязанностей по договору аренды МИиЗО № 15П3660 от 24.04.2015	5,52
18	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 15Ц3663 от 12.05.2015г	2,95
19	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 14П3551 от 01.02.2014г	3,13
20	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3908 от 28.11.2016г	1,15
	ИТОГО	160,09

В соответствии с Методическими указаниями №228-э п. 20 расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами

(неподконтрольные расходы), включают в себя расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности в сфере электроэнергетики.

Налоги

Земельный налог

Экспертная группа считает целесообразным учесть расходы АО «ТГЭС» на уплату земельного налога в 2020 г. на уровне фактических затрат 2018 года в размере 1 186,49 тыс. руб.

Налог на имущество

В качестве обоснования затрат по налогу на имущество на 2020 г. АО «ТГЭС» представлены:

- налоговые декларации по налогу на имущество за 2018 год;
- расчет налога на имущество на 2018-2020 гг. с учетом изменения ставок и условий предоставления льгот на указанный период.

По расчетам экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Налог на имущество» составят 44 464,20 тыс. руб.

Транспортный налог

В качестве обоснования затрат по транспортному налогу на 2020 г. АО «ТГЭС» представлены:

- налоговая декларация по транспортному налогу за 2018 год;
- расчет плановых расходов на 2020 г.

Экспертная группа принимает расходы по данной статье затрат в 2020 г. на уровне факта 2018г. с учетом соответствующей периоду индексации на ИПЦ в размере 303,22 тыс. руб.

Плата за негативное воздействие на окружающую среду

В качестве обоснования фактических расходов на плату за негативное воздействие на окружающую среду АО «ТГЭС» представило расчеты и декларацию за 2018 год.

Исходя из представленных документов, в соответствии с требованиями законодательства, эксперты определили фактические расходы на плату за негативное воздействие на окружающую среду в пределах установленного лимита в 2018 году в размере 24,695 тыс. руб.

На 2019 г. расходы по данной статье определены экспертной группой в размере 26,63 тыс. руб. на основании индексации фактических расходов на ИПЦ.

Отчисления на социальные нужды

Экспертная группа на 2020 г. осуществила собственный расчет отчислений на социальные нужды АО «ТГЭС» исходя из фактической доли отчислений за 2018 г. (29,75%) и плановых объемов расходов на оплату труда на 2020 г. Итого расходы по данной статье определены в размере 49 610,54 тыс. руб.

Налог на прибыль

В соответствии с п. 20 Основ ценообразования, при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитывается величина налога на прибыль организаций, которая относится по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к

электрическим сетям, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период.

Фактический налог на прибыль за последний истекший период по видам деятельности передача электрической энергии и осуществление технологического присоединения (2018 г.) определен экспертами в разделе выше на основании данных отдельного учёта в размере 81 321,33 тыс. руб.

Экспертная группа считает обоснованным учесть расходы по данной статье в 2020 на уровне фактических расходов 2018 в размере 81 321,33 тыс. руб.

Плановые выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей

Размер плановых выпадающих доходов по данным АО «ТГЭС», связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей, мощность которых, не превышает 15 кВт включительно на 2020 год не превышает величину плановых выпадающих доходов, связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей по расчету экспертной группы.

Экспертная группа определила величину плановых выпадающих доходов, связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей, мощность которых, не превышает 15 кВт включительно на 2020 год в размере 4 280,75 тыс. руб., что соответствует заявке АО «ТГЭС».

Расчет возврата инвестированного капитала на 2020 год

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины возврата инвестированного капитала АО «ТГЭС» на 2020 г. с учетом:

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

Расчет скорректированного возврата инвестированного капитала, осуществленный экспертной группой, представлен в таблице ниже.

Экспертный расчет скорректированного возврата инвестированного капитала в 2020 году, тыс. руб.

№ п/п	Параметры	на 01.01.2018	Факт 2018	План 2019	на 01.01.2020	2020
	Расчет скорректированного возврата капитала					
1	Полная стоимость инвестированного капитала	5 137 524,26				
2	Полная стоимость объектов, выбывших из капитала до окончания срока использования		7 856,91	3 458,48	11 315,39	
3	Полная стоимость объектов, выбывших из капитала, инвестированного после перехода на RAB, до окончания срока использования		2 981,17	866,19	3 847,36	
4	Стоимость введенных объектов в соответствии с утвержденной ИПР		259 917,50	295 246,61	555 164,11	
5	Скорректированная первоначальная стоимость базы инвестированного капитала				5 677 525,62	
6	ИТОГО величина скорректированного возврата капитала					162 215,02

Расчет дохода на инвестированный капитал на 2020.

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины дохода на инвестированный капитал АО «ТГЭС» на 2020 год с учетом:

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

Расчет скорректированного дохода на инвестированный капитал, осуществленный экспертной группой, представлен в таблице ниже.

Расчет скорректированного дохода на капитал в 2020.

№ п/п	Параметры	на 01.01.2018	Факт 2018	План 2019	на 01.01.2020	2020
	Расчет скорректированного дохода на капитал					
1	Остаточная стоимость инвестированного капитала	2 012 710,71				
2	Остаточная стоимость объектов, выбывших из капитала до окончания срока использования		1 728,15	1 090,51		
3	Остаточная стоимость объектов, выбывших из капитала, инвестированного после перехода на RAB, до окончания срока использования		2 726,96	777,49		
4	Стоимость введенных объектов в соответствии с утвержденной ИПР		259 917,50	295 246,61		
5	Скорректированная остаточная стоимость базы инвестированного капитала				2 561 551,71	
6	Накопленный возврат капитала		146 786,41	153 902,96	300 689,37	
7	Скорректированная остаточная стоимость капитала, с учетом выбытия объектов до окончания срока использования и начисленного возврата капитала				2 260 862,34	
8	Установленный чистый оборотный капитал					11 960,00
9	Норма доходности на капитал					11%
10	ИТОГО величина скорректированного дохода на капитал					250 010,46

Определение величины изменения необходимой валовой выручки в 2020 году, производимого в целях сглаживания тарифов

Исходя из требований по соблюдению предельных уровней роста единых (котловых) тарифов на передачу в 2020 году, экспертной группой оптимально подобрана и учтена в расчете НВВ АО «ТГЭС» на 2020 год величина изменения НВВ в целях сглаживания 1 829,68 тыс. руб. со знаком «минус».

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2020 год

Расчет затрат на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2020 год представлен в таблице ниже:

Расчет расходов на компенсацию потерь

№ п/п	Показатель	1 пол. 2020	2 пол. 2020	2020
1	Заявленная мощность, Мвт	165,93	165,93	165,93
4	Объем потерь в сетях, млн. кВт ч	80,9	83,3	
	Потери, %	13,75	14,44	14,09
5	Цена покупки потерь, руб./Мвт ч	2 914,98	2 933,54	
6	Затраты на потери, тыс. руб.	235 858,84	244 358,36	480 217,20

Таким образом, затраты на покупку потерь составят 480 217,20 тыс. руб.

Сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2020

На основании проведенного анализа предоставленных материалов и осуществленных расчетов, экспертная группа осуществила сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2020г., который представлен в таблице ниже.

Сводный экспертный расчет НВВ АО "ТГЭС" на 2020 г.

№	Показатели	Утверждено на 2019	Заявка АО "ТГЭС" на 2020	Расчет экспертной группы на 2020	Изменение НВВ 2020 / НВВ 2019	Изменение НВВ 2020 / НВВ 2020 заявка
1	Необходимая валовая выручка на содержание (собственная)	815 173,76	839 022,57	823 260,27	1,0%	98,1%
1.1	Операционные расходы	243 428,35	253 583,65	246 548,82	1,3%	97,2%
1.2	Неподконтрольные расходы	195 584,80	182 017,98	181 353,25	-7,3%	99,6%
1.3	Возврат инвестированного капитала	155 058,90	162 990,96	162 215,02	4,6%	99,5%

1.4	Доход на инвестированный капитал	238 713,29	252 769,90	250 010,46	4,7%	98,9%
1.5	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов	22 158,38	-15 219,65	-15 616,06	-170,5%	-2,6%
1.6	Корректировка по надежности и качеству	12 150,25	7 890,98	7 890,98	-35,1%	100,0%
1.7	Корректировка по исполнению инвестиционной программы	1 754,61	-5 011,25	-7 312,51	-516,8%	145,9%
1.8	Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания			-1829,68		
1.9	Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	-68 334,53				
1.10	Корректировка в связи с решением ФАС России	14 659,71				
2	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии и (потерь)	480 581,30	492 259,40	480 217,20	-0,1%	97,6%
3	Необходимая валовая выручка всего	1 295 755,06	1 331 281,97	1 303 477,47	0,6%	97,6%

**Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии
для АО «Тульские городские электрические сети»
на 2020 г. (2018-2022 г. г.)**

	Ед. изм.	1 полугодие	2 полугодие
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	413 457,62	413 457,61
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	464,65	495,03
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,27557	1,32892

Представитель предприятия Грашина Л.В. выразила свое согласие с уровнем НВВ на услугу по передаче электрической энергии на 2020 год.

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

согласиться с уровнем необходимой валовой выручки на 2020 год для АО «Тульские городские электрические сети» и уровнем индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети» в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

7. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям Тульской области и утверждении тарифов на услуги по передаче электроэнергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориями потребителей на 2020 год

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

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям Тульской области и утверждении тарифов на услуги по передаче электроэнергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориями потребителей на 2020 год.

Предлагаются к утверждению тарифы в пределах, установленных приказами ФАС России от 14 ноября 2019 года № 1508/19 «Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2020 год», от 14 ноября 2019 года № 1509/19 «Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2020 год».

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тульской области на 2020 год

Таблица 1

N п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Диапазоны напряжения					
			Всего	ВН-1	ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Прочие потребители (тарифы указываются без учета НДС)		1 полугодие					
1.1	Двухставочный тариф							
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	x	-	1 030 841,91	1 029 347,26	1 074 730,67	1 505 408,29
1.1.2	- ставка на оплату- технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	x	-	132,88	373,33	524,92	1 009,87
1.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	x	x	1,86936	3,03401	3,27240	4,74132
1.3	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	1 014 115,13	x	241 192,04	43 197,84	387 698,28	342 026,96
1.4	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·мес	257 249,97	-	183 416,67	180 025,30	221 426,34	537 544,64
2	Прочие потребители (тарифы указываются без учета НДС)		2 полугодие					
2.1	Двухставочный тариф							
2.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	x	-	1 061 767,17	1 060 227,68	1 106 972,59	1 550 570,54
2.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	x	-	140,32	394,24	554,32	1 066,42
2.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	x	x	1,92357	3,12200	3,36730	4,87882
2.3	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	1 016 254,87		275 226,27	42 027,42	369 871,04	329 130,14

2.4	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·мес	254 934,19	-	189 807,94	174 368,62	217 357,49	554 446,60
-----	-------------------------------------	--------------	------------	---	------------	------------	------------	------------

Размер экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тульской области на 2020 год

Таблица 2

N п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения				
			ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7
1	Величины, используемые при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации в соответствии с Таблицей 1 к форме:					
1.1	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (тарифы указываются без учета НДС)		1 полугодие			
1.1.1	Двухставочный тариф:					
1.1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	847 425,24	849 321,96	853 304,33	967 863,65
1.1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	132,88	373,33	524,92	1 009,87
1.1.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	1,64438	2,50253	2,61464	3,08936
1.2	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (тарифы указываются без учета НДС)		2 полугодие			
1.2.1	Двухставочный тариф					

1.2.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	871 959,23	885 859,05	889 615,10	996 123,94
1.2.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	140,32	394,24	554,32	1 066,42
1.2.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	1,66565	2,60851	2,71962	3,20407
N п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации		НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации	Учтенные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен(тарифов)	
			тыс. руб.	тыс. руб.	Млн.кВт*ч	
1	Филиал «Тулэнерго» ПАО МРСК «Центра и Приволжья»		7 830 487,48	148 079,37	665,210	
2	АО «Тульские городские электросети»		823 260,27	725,38	164,211	
3	ООО «ПромЭнергоСбыт»		331 622,79	46 980,56	41,779	
4	ОАО «Щекинская городская электросеть»		176 462,25	24 460,08	25,214	
5	ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ»		194 711,83	1 407,73	18,865	
6	АО «Алексинская электросетевая компания»		144 862,36	11 086,50	17,050	
7	АО «МСК энерго»		10 629,40		0,296	
8	ООО «Энерго-Сеть»		3 479,39		0,474	

9	ЗАО «Узловский машиностроительный завод»	1 866,72		0,095
10	ООО «ТОЗ-Энерго»	47 557,04		1,946
11	Центральный филиал ООО «Газпром энерго»	19 025,94		1,164
12	АО «Технопарк»	24 124,65		0,540
13	ООО «Зернопродукт»	173,01		0,096
14	АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод»	7 986,84		0,073
15	ОАО «Щекиноазот»	1 318,59		0,496
16	ФКУ «ИК -4 УФСИН России по Тульской области»	1 832,24		0,095
17	ПАО «Октава»	864,67		0,130
18	ООО «ПромТехноПарк»	4 777,54		1,530
19	АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л.Ванникова»	1 406,95		0,296
20	АО «Комбайнмашстрой»	3 502,45		2,200
21	филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - АЗТПА	2 139,60		0,638
22	ООО «Ин-Групп Энерго»	34 560,66		2,325
23	Московская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД»	30 520,86	1 483,90	4,358
24	Филиал «Волго - Вятский» АО «Оборонэнерго»	32 051,68	4,23	2,686
25	ООО «КС-Энерго»	24 428,07		2,106
26	АО «Пластик»	2 958,55		0,793

27	АО «АК "Туламашзавод"»	7 153,03		1,696
28	ООО «Солерс»	12 027,45		3,671
29	ООО «ТранзитЭнерго»	12 908,25		1,795
30	ООО "ПрофЭнерго"	13 591,66		2,145
31	ООО «Энерго Холдинг»	10 152,68		0,698
Всего:		9 812 444,90	234 227,75	964,671

* - Экономически обоснованный тариф на услугу по передаче электрической энергии на уровне ВН рассчитан без учета потребления потребителей по уровню ГН.

**Показатели для целей расчета единых (котловых)
тарифов на услуги по передаче электрической энергии
по сетям Тульской области
на 2020 год**

Таблица 3

N п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие					2 полугодие				
			Диапазоны напряжения					Диапазоны напряжения				
			ВН-I	ВН	СН-I	СН-II	НН	ВН-I	ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Величины, используемые при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации в соответствии с Таблицей 1 к форме:											
1.	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии, в т.ч.:	млн. кВт·ч	-	800,97	107,10	848,84	827,28	-	878,98	107,42	835,02	758,70
1.1.	Население и приравненные к нему категории потребителей (в пределах социальной нормы потребления электроэнергии)											
1.1.1	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.1.2 и 1.1.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	10,32	10,83	134,76	298,97	-	10,33	10,00	133,14	273,67

	Однотарифный тариф	млн. кВт·ч	452,7405				425,3307					
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	млн. кВт·ч	-				-					
	Ночная зона	млн. кВт·ч	-				-					
	Однотарифный тариф, дифференцированный по трем зонам суток											
	Пиковая зона	млн. кВт·ч	0,0192				0,0159					
	Полупиковая зона	млн. кВт·ч	1,4421				1,2018					
	Ночная зона	млн. кВт·ч	0,6805				0,5923					
1.1.2	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p>											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	0,22	0,00	3,23	22,97	-	0,22	0,00	3,23	23,50
	Однотарифный тариф	млн. кВт·ч	26,3359				26,9011					

	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	млн. кВт·ч	0							0			
	Ночная зона	млн. кВт·ч	0							0			
	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток												
	Пиковая зона	млн. кВт·ч	0,0006							0,0007			
	Полупиковая зона	млн. кВт·ч	0,0510							0,0286			
	Ночная зона	млн. кВт·ч	0,0347							0,0168			
1.1.3	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p>												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	0,01	0,00	1,77	240,85	-	0,01	0,00	2,06	213,84	
	Одноставочный тариф	млн. кВт·ч	233,3875							210,5634			
	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток												
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	млн. кВт·ч	0							0			
	Ночная зона	млн. кВт·ч	0							0			
	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток												
	Пиковая зона	млн. кВт·ч	0,0194							0,0331			

	Полупиковая зона	млн. кВт·ч	6,1253						3,5721				
	Ночная зона	млн. кВт·ч	3,1046						1,7539				
1.1.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:												
1.1.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	0,01	0,34	22,11	0,54	-	0,01	0,23	26,35	0,55	
1.1.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия отдельного учета электрической энергии для указанных помещений.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	2,23	3,09	0,20	2,21	-	2,10	3,50	0,36	0,36	
1.1.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	1,92					1,40					
1.1.4.4	Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей в объемах фактического потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей и объемах электроэнергии, израсходованной на места общего пользования в целях потребления на коммунально-бытовые нужды граждан и не используемой для осуществления коммерческой (профессиональной) деятельности.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-					-					
1.1.4.5	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреб, сарай); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии	млн. кВт·ч	4,98					4,18					

	энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)												
1.2	Население и приравненные к нему категории потребителей (сверх социальной нормы потребления электроэнергии)												
1.2.1	<p>Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.2.2. и 1.2.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p>												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.2	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним:</p> <p>исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p>												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к ним:												

	исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:											
1.2.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч			-						-	
1.2.4.4	Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей в объемах фактического потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей и объемах электроэнергии, израсходованной на места общего пользования в целях потребления на коммунально-бытовые нужды граждан и не используемой для осуществления											

	коммерческой (профессиональной) деятельности.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч		-					-			
1.2.4.5	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.	млн. кВт·ч										
1.3	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии потребителям - не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей	млн. кВт·ч	-	788,17	92,83	684,90	256,70	-	866,31	93,68	669,65	241,44
2.	Величина заявленной мощности всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической. энергии, в т.ч.:	МВт	-	223,43	44,75	346,46	296,24	-	245,89	44,75	338,73	271,36
2.1	Население и приравненные к нему категории потребителей (в пределах социальной нормы потребления электроэнергии)											
	Величина заявленной мощности (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	МВт	-	4,27	4,75	54,64	190,19	-	4,22	4,58	55,12	172,42
2.2	Население и приравненные к нему категории потребителей (сверх социальной нормы потребления электроэнергии)											
	Величина заявленной мощности (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	МВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3	Величина заявленной мощности потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей	МВт	-	219,17	39,99	291,82	106,05		241,67	40,17	283,61	98,94

**Единые (котловые) тарифы
на услуги по передаче электрической энергии по сетям
Тульской области, поставляемой населению
и приравненным к нему категориям потребителей
на 2020 год**

Таблица 1

N п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5
1.	Население и приравненные к нему категории потребителей (в пределах социальной нормы потребления электроэнергии) (тарифы указываются без учета НДС)			
1.1.	<p>Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.2 и 1.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте.</p>			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
1.2	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления</p>			

	электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт ч	0,88594	0,92064
1.3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт ч	0,88594	0,92064
1.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:			
1.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
1.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте			

	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
1.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
1.4.4	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи): некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
2.	Население и приравненные к нему категории потребителей (сверх социальной нормы потребления электроэнергии) (тарифы указываются без учета НДС)			
2.1	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 2.2. и 2.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или)			

	<p>электроотопительными установками и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p> <p>Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте</p>			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.3	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p> <p>Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте.</p>			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:			
2.4.1	<p>Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.</p> <p>Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте</p>			

	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия отдельного учета электрической энергии для указанных помещений. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте .			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.4.4	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-

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

согласиться с уровнем единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям Тульской области и уровнем тарифов на услуги по передаче электроэнергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориями потребителей на 2020 год в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

**Председатель комитета
Тульской области по тарифам**



Д.А. Васин

**КОМИТЕТ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ
ПО ТАРИФАМ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ
от 26 декабря 2019 года № 48/1**

**Об утверждении отдельных тарифов (иных показателей) на
регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих
услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской
области**

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлениями Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», от 27 декабря 2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», от 1 декабря 2009 года № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», приказами Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 года № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», от 26 октября 2010 года № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», от 17 февраля 2012 года № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки», от 30 марта 2012 года № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала», от 11 сентября 2014 года № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям», приказами ФАС России от 29 августа 2017 года

№ 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям», от 14 ноября 2019 года № 1508/19 «Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2020 год», от 14 ноября 2019 года № 1509/19 «Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2020 год», от 19 июня 2018 года № 834/18 «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, и формы решения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов», на основании постановления правительства Тульской области от 7 октября 2011 года № 17 «О комитете Тульской области по тарифам» комитет Тульской области по тарифам постановляет:

1. Установить:

1.1 Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тульской области на 2020 год, и единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тульской области, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2020 год согласно приложениям № 1, № 1.1.

1.2 Долгосрочные параметры регулирования для территориальных сетевых организаций Тульской области, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций на долгосрочный период регулирования 2020–2024 гг. согласно приложению № 2.

1.3 Необходимую валовую выручку сетевых организаций на долгосрочный период регулирования 2020–2024 гг. согласно приложению № 3.

1.4 Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на долгосрочный период регулирования 2020–2024 гг. согласно приложению № 4.

1.5 Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2020 год долгосрочного периода регулирования 2018–2022 гг. согласно приложению № 5.

1.6 Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2020 год долгосрочного периода регулирования 2017-2021 гг. согласно приложению № 6.

1.7 Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2020 год долгосрочного периода регулирования 2014-2019 гг. согласно приложению № 7.

2. Установить:

2.1 единые для всех территориальных сетевых организаций Тульской области стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций (за исключением стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу максимальной мощности, указанных в подпункте 2.2, и потребителей, указанных в п.7 приложения 10), согласно приложениям № 8, № 9.

2.2 единые для всех территориальных сетевых организаций Тульской области стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности (за исключением ставки С1), определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт (с учетом ранее присоединенной мощности в данной точке присоединения), связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства (С2, С3, С4, С5, С6, С7), в размере 0 (ноль) рублей;

2.3 формулу расчёта платы за технологическое присоединение к электрическим сетям для всех территориальных сетевых организаций Тульской области согласно приложению № 10;

3. Установить:

3.1 размер выпадающих доходов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 148 079,37 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере 11 298,56 тыс. руб., на 2020 год в размере 136 780,81 тыс. руб.;

3.2 размер выпадающих доходов АО «Алексинская электросетевая компания» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 11 086,50 тыс. руб.,

в том числе за 2018 год в размере (-) 4 471,32 тыс. руб., на 2020 год в размере 15 557,82 тыс. руб.;

3.3 размер выпадающих доходов ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 1 407,73 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере (-) 13 023,87 тыс. руб., на 2020 год в размере 14 431,60 тыс. руб.;

3.4 размер выпадающих доходов ООО «ПромЭнергоСбыт» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 46 980,56 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере 8 374,50 тыс. руб., на 2020 год в размере 38 606,06 тыс. руб.;

3.5 размер выпадающих доходов АО «Щекинская городская электросеть» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 24 460,08 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере (-) 544,83 тыс. руб., на 2020 год в размере 25 004,91 тыс. руб.;

3.6 размер выпадающих доходов АО «Тульские городские электрические сети» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 725,38 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере (-) 3 555,37 тыс. руб., на 2020 год в размере 4 280,75 тыс. руб.;

3.7 размер выпадающих доходов филиала Волго-Вятский АО «Оборонэнерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 4,23 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере (-) 31,73 тыс. руб., на 2020 год в размере 35,96 тыс. руб.;

3.8 размер выпадающих доходов Московской дирекции по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2020 год в размере 1 483,90 тыс. руб., в том числе за 2018 год в размере 411,06 тыс. руб., на 2020 год в размере 1 072,84 тыс. руб.

4. С 1 января 2020 года подпункты 1.2, 1.3, 1.4 пункта 1 постановления комитета Тульской области по тарифам от 26 декабря 2018 года № 50/1 «Об утверждении отдельных тарифов (иных показателей) на регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской области» применять в части, не противоречащей настоящему постановлению.

5. С 1 января 2020 года признать утратившими силу подпункты 1.1, 1.5, 1.6, 1.7 пункта 1, пункт 2, пункт 3 постановления комитета Тульской области по тарифам от 26 декабря 2018 года №50/1 «Об утверждении отдельных тарифов (иных показателей) на регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской области»; постановление комитета Тульской области по тарифам от 19 марта 2019 года №7/2 «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Тульской области на 2019 год»; пункт 1 постановления комитета Тульской области по тарифам от 19 июля 2019 года №22/1 Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Тульской области на 2019 год и внесении изменений и дополнения в постановление комитета Тульской области по тарифам от 19 марта 2019 года № 7/2 «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Тульской области на 2019 год»; постановление комитета Тульской области по тарифам от 9 апреля 2019 года №10/1 «Об индивидуальных тарифах на услугу по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и ООО «Энерго Холдинг» на 2019 год».

6. Тарифы и иные показатели, установленные в пунктах 1-3 настоящего постановления, вступают в силу с 1 января 2020 года и действуют по 31 декабря каждого года долгосрочного периода регулирования соответственно с учетом календарной разбивки.

7. Постановление вступает в силу с 1 января 2020 года.

**Председатель комитета
Тульской области по тарифам**



Д.А. Васин

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тульской области на 2020 год

Таблица 1

N п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Диапазоны напряжения					
			Всего	ВН-1	ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Прочие потребители (тарифы указываются без учета НДС)		1 полугодие					
1.1	Двухставочный тариф							
1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	x	-	1 030 841,91	1 029 347,26	1 074 730,67	1 505 408,29
1.1.2	- ставка на оплату- технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	x	-	132,88	373,33	524,92	1 009,87
1.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	x	x	1,86936	3,03401	3,27240	4,74132
1.3	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	1 014 115,13	x	241 192,04	43 197,84	387 698,28	342 026,96
1.4	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·мес	257 249,97	-	183 416,67	180 025,30	221 426,34	537 544,64
2	Прочие потребители (тарифы указываются без учета НДС)		2 полугодие					
2.1	Двухставочный тариф							
2.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	x	-	1 061 767,17	1 060 227,68	1 106 972,59	1 550 570,54
2.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в	руб./МВт·ч	x	-	140,32	394,24	554,32	1 066,42

	электрических сетях							
2.2	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	х	х	1,92357	3,12200	3,36730	4,87882
2.3	Величина перекрестного субсидирования, учтенная в ценах (тарифах) на услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	1 016 254,87		275 226,27	42 027,42	369 871,04	329 130,14
2.4	Ставка перекрестного субсидирования	руб./МВт·мес	254 934,19	-	189 807,94	174 368,62	217 357,49	554 446,60

**Размер экономически обоснованных единых (котловых)
тарифов на услуги по передаче электрической энергии
по сетям Тульской области
на 2020 год**

Таблица 2

N п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения				
			ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7
1	Величины, используемые при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации в соответствии с Таблицей 1 к форме:					
1.1	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (тарифы указываются без учета НДС)	1 полугодие				
1.1.1	Двухставочный тариф:					
1.1.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	847 425,24	849 321,96	853 304,33	967 863,65
1.1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	132,88	373,33	524,92	1 009,87

1.1.2	Однотарифный тариф	руб./кВт·ч	1,64438	2,50253	2,61464	3,08936
1.2	Экономически обоснованные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии (тарифы указываются без учета НДС)		2 полугодие			
1.2.1	Двухтарифный тариф					
1.2.1.1	- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	871 959,23	885 859,05	889 615,10	996 123,94
1.2.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	140,32	394,24	554,32	1 066,42
1.2.2	Однотарифный тариф	руб./кВт·ч	1,66565	2,60851	2,71962	3,20407
N п/п	Наименование сетевой организации с указанием необходимой валовой выручки (без учета оплаты потерь), НВВ которой учтена при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации		НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь, учтенная при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации	Учтенные расходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение	Величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен(тарифов)	
			тыс. руб.	тыс. руб.	Млн.кВт*ч	
1	Филиал «Тулэнерго» ПАО МРСК «Центра и Приволжья»		7 830 487,48	148 079,37	665,210	
2	АО «Тульские городские электросети»		823 260,27	725,38	164,211	
3	ООО «ПромЭнергоСбыт»		331 622,79	46 980,56	41,779	

4	ОАО «Щекинская городская электросеть»	176 462,25	24 460,08	25,214
5	ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ»	194 711,83	1 407,73	18,865
6	АО «Алексинская электросетевая компания»	144 862,36	11 086,50	17,050
7	АО «МСК энерго»	10 629,40		0,296
8	ООО «Энерго-Сеть»	3 479,39		0,474
9	ЗАО «Узловский машиностроительный завод»	1 866,72		0,095
10	ООО «ТОЗ-Энерго»	47 557,04		1,946
11	Центральный филиал ООО «Газпром энерго»	19 025,94		1,164
12	АО «Технопарк»	24 124,65		0,540
13	ООО «Зернопродукт»	173,01		0,096
14	АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод»	7 986,84		0,073
15	ОАО «Щекиноазот»	1 318,59		0,496
16	ФКУ «ИК -4 УФСИН России по Тульской области»	1 832,24		0,095
17	ПАО «Октава»	864,67		0,130
18	ООО «ПромТехноПарк»	4 777,54		1,530
19	АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б. Л. Ванникова»	1 406,95		0,296
20	АО «Комбайнмашстрой»	3 502,45		2,200
21	филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - АЗТПА	2 139,60		0,638

22	ООО «Ин-Групп Энерго»	34 560,66		2,325
23	Московская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД»	30 520,86	1 483,90	4,358
24	Филиал «Волго - Вятский» АО «Оборонэнерго»	32 051,68	4,23	2,686
25	ООО «КС-Энерго»	24 428,07		2,106
26	АО «Пластик»	2 958,55		0,793
27	АО «АК "Туламашзавод"	7 153,03		1,696
28	ООО «Солерс»	12 027,45		3,671
29	ООО «ТранзитЭнерго»	12 908,25		1,795
30	ООО "ПрофЭнерго"	13 591,66		2,145
31	ООО «Энерго Холдинг»	10 152,68		0,698
Всего:		9 812 444,90	234 227,75	964,671

* - Экономически обоснованный тариф на услугу по передаче электрической энергии на уровне ВН рассчитан без учета потребления потребителей по уровню ГН.

**Показатели для целей расчета единых (котловых)
тарифов на услуги по передаче электрической энергии
по сетям Тульской области
на 2020 год**

Таблица 3

N п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие					2 полугодие				
			Диапазоны напряжения					Диапазоны напряжения				
			ВН-I	ВН	СН-I	СН-II	НН	ВН-I	ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Величины, используемые при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации в соответствии с Таблицей 1 к форме:											
1.	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии, в т.ч.:	млн. кВт·ч	-	800,97	107,10	848,84	827,28	-	878,98	107,42	835,02	758,70
1.1.	Население и приравненные к нему категории потребителей (в пределах социальной нормы потребления электроэнергии)											
1.1.1	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.1.2 и 1.1.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	10,32	10,83	134,76	298,97	-	10,33	10,00	133,14	273,67

	Одноставочный тариф	млн. кВт·ч	452,7405					425,3307				
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	млн. кВт·ч	-					-				
	Ночная зона	млн. кВт·ч	-					-				
	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток											
	Пиковая зона	млн. кВт·ч	0,0192					0,0159				
	Полупиковая зона	млн. кВт·ч	1,4421					1,2018				
	Ночная зона	млн. кВт·ч	0,6805					0,5923				
1.1.2	<p>Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p>											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	0,22	0,00	3,23	22,97	-	0,22	0,00	3,23	23,50
	Одноставочный тариф	млн. кВт·ч	26,3359					26,9011				

	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	млн. кВт·ч	0							0		
	Ночная зона	млн. кВт·ч	0							0		
Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток												
	Пиковая зона	млн. кВт·ч	0,0006							0,0007		
	Полупиковая зона	млн. кВт·ч	0,0510							0,0286		
	Ночная зона	млн. кВт·ч	0,0347							0,0168		
1.1.3	<p>Население, проживающее в сельских населенных пунктах и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;</p> <p>юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.</p>											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	0,01	0,00	1,77	240,85	-	0,01	0,00	2,06	213,84
	Одноставочный тариф	млн. кВт·ч	233,3875							210,5634		
Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток												
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	млн. кВт·ч	0							0		
	Ночная зона	млн. кВт·ч	0							0		
Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток												
	Пиковая зона	млн. кВт·ч	0,0194							0,0331		

	Полупиковая зона	млн. кВт·ч	6,1253							3,5721			
	Ночная зона	млн. кВт·ч	3,1046							1,7539			
1.1.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:												
1.1.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	0,01	0,34	22,11	0,54	-	0,01	0,23	26,35	0,55	
1.1.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия отдельного учета электрической энергии для указанных помещений.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	2,23	3,09	0,20	2,21	-	2,10	3,50	0,36	0,36	
1.1.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	1,92					1,40					
1.1.4.4	Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей в объемах фактического потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей и объемах электроэнергии, израсходованной на места общего пользования в целях потребления на коммунально-бытовые нужды граждан и не используемой для осуществления коммерческой (профессиональной) деятельности.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-					-					
1.1.4.5	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреб, сарай); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	4,98					4,18					

	энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)											
1.2	Население и приравненные к нему категории потребителей (сверх социальной нормы потребления электроэнергии)											
1.2.1	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.2.2. и 1.2.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к ним:											

	исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:												
1.2.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.												
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч				-						-	
1.2.4.4	Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей в объемах фактического потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей и объемах электроэнергии, израсходованной на места общего пользования в целях потребления на коммунально-бытовые нужды граждан и не используемой для осуществления												

	коммерческой (профессиональной) деятельности.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч	-					-				
1.2.4.5	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.											
	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	млн. кВт·ч										
1.3	Плановый объем полезного отпуска электрической энергии потребителям - не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей	млн. кВт·ч	-	788,17	92,83	684,90	256,70	-	866,31	93,68	669,65	241,44
2.	Величина заявленной мощности всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче по единым (котловым) тарифам на услуги по передаче электрической энергии, в т.ч.:	МВт	-	223,43	44,75	346,46	296,24	-	245,89	44,75	338,73	271,36
2.1	Население и приравненные к нему категории потребителей (в пределах социальной нормы потребления электроэнергии)											
	Величина заявленной мощности (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	МВт	-	4,27	4,75	54,64	190,19	-	4,22	4,58	55,12	172,42
2.2	Население и приравненные к нему категории потребителей (сверх социальной нормы потребления электроэнергии)											
	Величина заявленной мощности (в том числе с учетом дифференциации по двум и по трем зонам суток)	МВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3	Величина заявленной мощности потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей	МВт	-	219,17	39,99	291,82	106,05	-	241,67	40,17	283,61	98,94

**Единые (котловые) тарифы
на услуги по передаче электрической энергии по сетям
Тульской области, поставляемой населению
и приравненным к нему категориям потребителей
на 2020 год**

Таблица 1

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5
1.	Население и приравненные к нему категории потребителей (в пределах социальной нормы потребления электроэнергии) (тарифы указываются без учета НДС)			
1.1.	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.2 и 1.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
1.2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним:			

	исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт ч	0,88594	0,92064
1.3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт ч	0,88594	0,92064
1.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:			
1.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте			

	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
1.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
1.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
1.4.4	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи): некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	1,71971	1,67710
2.	Население и приравненные к нему категории потребителей (сверх социальной нормы потребления электроэнергии) (тарифы указываются без учета НДС)			
2.1	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 2.2. и 2.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах			

	и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте.			

	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:			
2.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте .			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-
2.4.4	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Однотарифный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт·ч	-	-

**Долгосрочные параметры регулирования для территориальных сетевых организаций,
в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе
долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций
на 2020- 2024 гг.**

№ п/п	Наименование сетевой организации в субъекте Российской Федерации	Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	Показатель уровня качества оказываемых услуг
			млн. руб.	%	%	%	час	шт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	ООО «ПромТехноПарк»	2020	3, 42993	2	75	5,02	0,0	0,0	1,0
		2021	x	2	75	x	0,0	0,0	1,0
		2022	x	2	75	x	0,0	0,0	1,0
		2023	x	2	75	x	0,0	0,0	1,0
		2024	x	2	75	x	0,0	0,0	1,0

2.	ООО «Энерго Холдинг»	2020	4,26966	3	75	15,88	2,2960	0,7733	1
		2021	x	3	75	x	2,2616	0,7617	1
		2022	x	3	75	x	2,2277	0,7502	1
		2023	x	3	75	x	2,1942	0,7390	1
		2024	x	3	75	x	2,1613	0,7279	1

**НВВ сетевых организаций на долгосрочный период регулирования 2020-2024 годы
(без учета оплаты потерь)**

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь
			тыс. руб.
1.	ООО «ПромТехноПарк»	2020	4 777,54
		2021	4 868,60
		2022	4 954,24
		2023	5 078,67
		2024	5 168,73
2.	ООО «Энерго Холдинг»**	2020	10 152,68
		2021	10 244,87
		2022	10 338,82
		2023	10 434,59
		2024	10 532,19

**) НВВ для организаций, работающих на упрощенной системе налогообложения.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на долгосрочный период регулирования 2020-2024 гг.

№ п/п	Наименование сетевых организаций *	Год	1 полугодие			2 полугодие		
			Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
			ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
			руб./МВт мес.	руб./МВт. ч		руб./кВт. ч.	руб./МВт мес.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ООО «ПромТехноПарк»	2020	106 736,82	154,07	0,31913	106 736,82	155,05	0,32011
		2021	108 771,22	160,74	0,32895	108 771,22	160,74	0,32895
		2022	110 684,54	167,17	0,33834	110 684,54	167,17	0,33834
		2023	113 464,48	173,86	0,34932	113 464,48	173,86	0,34932
		2024	115 476,54	180,81	0,35939	115 476,54	180,81	0,35939
2.	ООО «Энерго Холдинг»**	2020	1 364 612,90	660,51	3,40551	1 364 602,15	664,72	3,4097
		2021	1 376 998,66	728,88	3,49879	1 376 998,66	728,88	3,49879
		2022	1 389 626,34	801,76	3,59708	1 389 626,34	801,76	3,59708
		2023	1 402 498,66	881,94	3,70315	1 402 498,66	881,94	3,70315
		2024	1 415 616,94	970,13	3,81773	1 415 616,94	970,13	3,81773

*) В данном столбце указан перечень сетевых организаций (j), осуществляющих взаиморасчеты с сетевой организацией (i) – филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

**) Тарифы для организаций, работающих на упрощенной системе налогообложения.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2020 год долгосрочного периода регулирования 2018-2022 гг.

№ п/п	Наименование сетевых организаций *	1 полугодие			2 полугодие		
		Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
		руб./МВт мес.	руб./МВт. ч	руб./кВт. ч.	руб./МВт мес.	руб./МВт. ч	руб./кВт. ч.
1	2	4	5	6	7	8	9
1.	АО «Технопарк»	171 681,33	143,11	2,20153	171 681,18	144,05	2,49081
2.	ООО «Ин-Групп Энерго»	960 018,89	379,14	2,26946	960 017,78	370,97	2,29546
3.	АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова»	20 076,48	120,35	0,31632	20 076,20	121,11	0,31709
4.	АО «Тульские городские электрические сети»	413 457,62	464,65	1,27557	413 457,61	495,03	1,32892

*) В данном столбце указан перечень сетевых организаций (j), осуществляющих взаиморасчеты с сетевой организацией (i) – филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2020 год долгосрочного периода регулирования 2017-2021 гг.

№ п/п	Наименование сетевых организаций *	1 полугодие			2 полугодие		
		Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
		руб./МВт мес.	руб./МВт. ч		руб./МВт мес.	руб./МВт. ч	
1	2	4	5	6	7	8	9
1.	ООО «ПромЭнергоСбыт	858 385,26	532,26	1,92237	858 622,04	627,77	2,02600
2.	АО «Алексинская электросетевая компания»	764 042,41	410,61	1,63306	764 041,56	690,09	1,92655
3.	ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ»	450 258,95	238,79	1,07730	457 742,49	240,31	1,09276
4.	ООО «КС-Энерго»	407 137,33	284,09	1,41477	407 131,67	285,90	1,41656
5.	ОАО «Щекинская городская электросеть»	785 114,17	541,24	1,81708	785 114,08	544,69	1,86868
6.	ООО «Зернопродукт»	20 597,62	118,61	0,19195	20 595,24	119,37	0,19270
7.	ЗАО «Узловский машиностроительный завод»	56 773,72	99,83	0,77423	56 773,72	100,09	0,76350
8.	ОАО «Щекиноазот»	12 615,77	49,50	0,09259	12 615,58	49,83	0,09726
9.	АО «Акционерная компания «Туламашзавод»	28 223,96	61,61	0,14996	28 223,56	62,01	0,15201
10.	АО «Кимовский	411 605,79	15,81	0,57232	385 484,03	15,23	0,63028

	радиоэлектромеханический завод»						
11.	АО «Пластик»	41 576,45	61,60	0,14037	41 575,60	62,03	0,14095
12.	Центральный филиал ООО «Газпром энерго»	296 354,21	93,74	0,61813	296 354,21	99,51	0,65524
13.	Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры»	50 942,86	81,52	0,17182	50 942,86	82,02	0,17954
14.	АО «МСК энерго»	316 675,18	56,83	1,27092	329 882,00	128,67	1,24914
15.	Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»	537 419,18	328,23	1,58547	537 419,18	331,03	1,77649
16.	АО «Комбайнмашстрой»	47 201,46	168,35	0,26118	47 255,12	169,42	0,26053
17.	ПАО «Октава»	110 853,85	124,68	0,41003	110 856,41	125,47	0,41083
18.	Московская дирекция по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» – филиал ОАО «РЖД»	173 492,84	133,34	0,44241	173 492,84	134,20	0,46673
19.	ООО «ТОЗ - Энерго»	333 312,73	72,91	0,69570	333 312,45	72,84	0,66887
20.	ООО «Солерс»	48 210,36	491,47	1,01917	48 209,80	476,71	1,03535
21.	ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области**	50 391,64	15,75	0,10262	50 391,64	15,99	0,10285

*) В данном столбце указан перечень сетевых организаций (j), осуществляющих взаиморасчеты с сетевой организацией (i) – филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

***) Тарифы для организаций, работающих по системе налогообложения для казенных учреждений

Приложение № 7
к постановлению комитета
Тульской области по тарифам
от 26 декабря 2019 года № 48/1

**Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО
«МРСК Центра и Приволжья» и сетевой организацией Тульской области на 2020 год
долгосрочного периода регулирования 2019-2023 гг.**

№ 51/1 п/п	Наименование сетевых организаций *	1 полугодие			2 полугодие		
		Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
		руб./МВт мес.	руб./МВт. ч	руб./кВт. ч.	руб./МВт мес.	руб./МВт. ч	руб./кВт. ч.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ООО «ТранзитЭнерго»	676 536,69	470,33	1,75566	676 529,35	639,73	2,06864
2.	ООО «ПрофЭнерго»**	107 665,72	745,97	2,09728	107 664,77	750,98	2,10236
3.	ООО «Энерго-Сеть» **	84 532,56	215,44	0,66754	84 534,01	210,43	0,64887

* Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» является котлодержателем, и оплачивает услуги по передаче электрической энергии всем территориальным сетевым организациям Тульской области.

**) Тарифы для организаций, работающих на упрощенной системе налогообложения.

Приложение № 8
к постановлению комитета
Тульской области по тарифам
от 26 декабря 2019 года № 48/1

Стандартизированные тарифные ставки для случаев технологического присоединения на территории городских населенных пунктов на 2020 г.

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки
1	2	3	5
1	C ₁	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") для постоянной схемы электроснабжения , (руб. за одно присоединение без НДС)	18436,88
2	C _{1.1}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для постоянной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	3333,36
3	C _{1.2}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для постоянной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	15103,52
4	C ₁	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") для временной схемы электроснабжения , (руб. за одно присоединение без НДС)	18436,88
5	C _{1.1}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для временной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	3333,36
6	C _{1.2}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для временной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	15103,52
7	C ₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи неизолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
8	C _{2_0,4_50_ко}	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ² включительно по существующим опорам	127 655,97
9	C _{2_0,4_50_ни}	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ²	819 729,11
10	C ₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
11	C _{2_0,4_50}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	1 078 743,45
12	C _{2_0,4_100}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	1 451 209,92
13	C _{2_10(6)_50}	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	2 902 295,48
14	C _{2_10(6)_100}	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	2 467 666,26
15	C ₃	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи кабелями с алюминиевыми жилами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
16	C _{3_0,4_50}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в	1 205 308,08

		траншее	
17	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	1 073 489,52
18	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 211 565,48
19	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	1 653 164,37
20	C _{3_0,4_50}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно проложенная методом ГНБ	4 798 515,80
21	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 695 950,88
22	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 140 533,49
23	C _{3_0,4_50}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 905 067,74
24	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 170 108,32
25	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 207 954,32
26	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	3 011 036,18
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
27	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	931 740,11
28	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 451 708,87
29	C _{3_10(6)_500}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	4 568 717,21
30	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением 50 мм ² включительно в траншее в защитной трубе	1 385 076,64
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
31	C _{3_0,4_50}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	1 135 411,21
32	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	2 014 869,08
33	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	2 124 564,78
34	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	2 926 669,06
35	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 957 486,85
36	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	6 188 238,00
37	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 314 571,11
38	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 216 205,41
39	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	3 751 994,74
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
40	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	1 608 376,35
41	C _{3_10(6)_100}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	1 710 708,44
42	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	2 209 927,10
43	C _{3_10(6)_500}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	2 311 599,88
44	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	5 101 899,69
45	C _{3_10(6)_100}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ²	4 458 665,38

		включительно, проложенная методом ГНБ	
46	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	6 364 140,46
47	C _{3_10(6)_500}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	7 317 009,01
48	C _{3_10(6)_50}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 153 799,85
49	C _{3_10(6)_100}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 337 318,17
50	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	3 261 063,55
51	C _{3_10(6)_500}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	4 131 626,18
Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт без НДС			
Однотрансформаторная подстанция КТП 10(6)/0,4 кВ			
52	C _{5_10(6)_1_25}	Трансформаторная подстанция мощностью до 25 кВА включительно	13 477,59
53	C _{5_10(6)_1_100}	Трансформаторная подстанция мощностью от 25 до 100 кВА включительно	11 432,17
54	C _{5_10(6)_1_250}	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	4 685,02
55	C _{5_10(6)_1_500}	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	3 579,89
56	C _{5_10(6)_1_900}	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	4 792,53
57	C _{5_10(6)_1_1000}	Трансформаторная подстанция мощностью 1000 кВА и выше	2 424,44
Блочно-модульная комплектная однотрансформаторная подстанция БКТП 10(6)/0,4 кВ			
58	C _{5_10(6)_16_250}	Блочно-модульная комплектная однотрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	43 563,44
Двухтрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
59	C _{5_10(6)_2_250}	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	14 499,38
60	C _{5_10(6)_2_500}	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	11 763,45
61	C _{5_10(6)_2_900}	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	5 696,93
62	C _{5_10(6)_2_1000}	Трансформаторная подстанция мощностью свыше 1000 кВА	11 049,39
Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция 2БКТП 10(6)/0,4 кВ			
63	C _{5_10(6)_26_250}	Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	32 600,49
64	C _{5_10(6)_26_500}	Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	23 415,68

Ставки за единицу максимальной мощности для случаев технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 8 900 кВт и на уровне напряжения ниже 35 кВ на территории городских населенных пунктов на 2020 г.

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки
1	2	3	4
1	C ₁ ^{max N}	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б"), для постоянной схемы электроснабжения,	1002,79

		руб./кВт без НДС	
2	$C_{1.1}^{max N}$	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	179,47
3	$C_{1.2}^{max N}$	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	823,32
4	$C_1^{max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б"), для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	1002,79
5	$C_{1.1}^{max N}$	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	179,47
6	$C_{1.2}^{max N}$	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	823,32
7	$C_2^{max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи неизолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
8	$C_{2,0,4,50-co}^{max N}$	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ² включительно по существующим опорам	970,19
9	$C_{2,0,4,50-ни}^{max N}$	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ²	7 157,64
10	$C_2^{max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевыми проводами, руб./кВт без НДС	
11	$C_{2,0,4,50}^{max N}$	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	8 995,18
12	$C_{2,0,4,100}^{max N}$	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	7 811,82
13	$C_{2,10(6),50}^{max N}$	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	6 573,87
14	$C_{2,10(6),100}^{max N}$	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	14 141,63
15	$C_3^{max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи кабелями с алюминиевыми жилами руб./кВт без НДС	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
16	$C_{3,0,4,50}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	1 272,65
17	$C_{3,0,4,100}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	1 010,55
18	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 621,58
19	$C_{3,0,4,500}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	4 334,49
20	$C_{3,0,4,50}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно проложенная методом ГНБ	20 556,84
21	$C_{3,0,4,100}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	1 861,14
22	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	2 553,53
23	$C_{3,0,4,50}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	216,48
24	$C_{3,0,4,100}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 097,39
25	$C_{3,0,4,200}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	1 541,29
26	$C_{3,0,4,500}^{max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно,	1 253,52

		проложенная в траншее в защитной трубе	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
27	$C_{3_10(6)_50}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением 50 мм ² включительно в траншее	287,86
28	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	4 281,26
29	$C_{3_10(6)_500}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	53 253,61
30	$C_{3_10(6)_50}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением 50 мм ² включительно в траншее в защитной трубе	8 558,20
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
31	$C_{3_0,4_50}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	400,88
32	$C_{3_0,4_100}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	1 044,37
33	$C_{3_0,4_200}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 324,12
34	$C_{3_0,4_500}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	3 116,85
35	$C_{3_0,4_200}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	463,56
36	$C_{3_0,4_500}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	8 239,57
37	$C_{3_0,4_100}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее в защитной трубе	259,41
38	$C_{3_0,4_200}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее в защитной трубе	451,19
39	$C_{3_0,4_500}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, в траншее в защитной трубе	2 487,31
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
40	$C_{3_10(6)_50}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно в траншее	7 642,01
41	$C_{3_10(6)_100}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	3 208,90
42	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	8 178,97
43	$C_{3_10(6)_500}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	2 720,01
44	$C_{3_10(6)_50}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	5 442,03
45	$C_{3_10(6)_100}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	4 369,75
46	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	7 480,48
47	$C_{3_10(6)_500}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная методом ГНБ	6 424,45
48	$C_{3_10(6)_50}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением до 50 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	888,87
49	$C_{3_10(6)_100}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	7 533,83
50	$C_{3_10(6)_200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	3 788,58
51	$C_{3_10(6)_500}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно, проложенная в траншее в защитной трубе	2 056,44
Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт без НДС			
Однотрансформаторная подстанция КТП 10(6)/0,4 кВ			
52	$C_{5_10(6)_1_25}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью до 25 кВА включительно	13 477,59
53	$C_{5_10(6)_1_100}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 25 до 100 кВА включительно	11 432,17
54	$C_{5_10(6)_1_250}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА	4 685,02

		включительно	
55	$C_{5_10(6)_1_500}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	3 579,89
56	$C_{5_10(6)_1_900}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	4 792,53
57	$C_{5_10(6)_1_1000}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью 1000 кВА и выше	2 424,44
Блочно-модульная комплектная однострансформаторная подстанция БКТП 10(6)/0,4 кВ			
58	$C_{5_10(6)_16_250}^{\max N}$	Блочно-модульная комплектная однострансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	43 563,44
Двухтрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
59	$C_{5_10(6)_2_250}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	14 499,38
60	$C_{5_10(6)_2_500}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	11 763,45
61	$C_{5_10(6)_2_900}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	5 696,93
62	$C_{5_10(6)_2_10000}^{\max N}$	Трансформаторная подстанция мощностью свыше 1000 кВА	11 049,39
Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция 2БКТП 10(6)/0,4 кВ			
63	$C_{5_10(6)_26_250}^{\max N}$	Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	32 600,49
64	$C_{5_10(6)_26_500}^{\max N}$	Блочно-модульная комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	23 415,68

Стандартизированные тарифные ставки для случаев технологического присоединения на территории, не относящейся к территории городских населенных пунктов на 2020 г.

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки
1	2	3	4
1	C ₁	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") для постоянной схемы электроснабжения, (руб. за одно присоединение без НДС)	18436,88
2	C _{1.1}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для постоянной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	3333,36
3	C _{1.2}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для постоянной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	15103,52
4	C ₁	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") для временной схемы электроснабжения, (руб. за одно присоединение без НДС)	18436,88
5	C _{1.1}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для временной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	3333,36
6	C _{1.2}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для временной схемы электроснабжения, руб. за одно присоединение без НДС	15103,52
7	C ₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи неизолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
8	C _{2_0,4_50_ко}	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ² включительно по существующим опорам	101 554,15
9	C ₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
10	C _{2_0,4_50}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	1 701 245,35
11	C _{2_0,4_100}	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	1 843 170,37
12	C _{2_10(6)_50}	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	3 727 096,02
13	C _{2_10(6)_100}	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	2 025 481,77
14	C ₃	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи кабелями с алюминиевыми жилами в расчете на 1 км линий руб./км без НДС	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
15	C _{3_0,4_200}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	1 447 503,36
16	C _{3_0,4_500}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	1 513 733,64
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			

17	C _{3_0,4_100}	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	2 382 118,29
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
18	C _{3_10(6)_100}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	2 931 900,82
19	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	2 306 963,52
20	C _{3_10(6)_200}	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно методом ГНБ	13 223 473,50
Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), руб./шт. без НДС			
21	C _{4_10(6)_250}	Реклоузер на напряжение 10 кВ, номинальный ток от 100 до 250 А (без узла учета)	1 399 172,80
22	C _{4_0,4_250}	Распределительный пункт наружной установки напряжением 0,4 кВ, номинальным током от 100 до 250 А	263 157,45
Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт без НДС			
Однотрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
23	C _{5_10(6)_1_25}	Трансформаторная подстанция мощностью до 25 кВА включительно	12 443,60
24	C _{5_10(6)_1_100}	Трансформаторная подстанция мощностью от 25 до 100 кВА включительно	5 152,27
25	C _{5_10(6)_1_250}	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 211,01
26	C _{5_10(6)_1_500}	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	2 098,68
Двухтрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
27	C _{5_10(6)_2_250}	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	10 199,24
28	C _{5_10(6)_2_900}	Трансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	9 980,01
29	C _{5_10(6)_2_1000}	Трансформаторная подстанция мощностью 1000 кВА и выше	12 936,61

Ставки за единицу максимальной мощности для случаев технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 8 900 кВт и на уровне напряжения ниже 35 кВ на территории, не относящейся к территории городских населенных пунктов на 2020 г.

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки
1	2	3	4
1	C ₁ ^{max N}	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б"), для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	1002,79
2	C _{1.1} ^{max N}	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	179,47
3	C _{1.2} ^{max N}	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для постоянной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	823,32
4	C ₁ ^{max N}	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б"), для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	1002,79

5	$C_{1.1}^{\max N}$	Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ), для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	179,47
6	$C_{1.2}^{\max N}$	Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий, для временной схемы электроснабжения, руб./кВт без НДС	823,32
7		Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи неизолированными сталеалюминиевыми проводами в расчете на 1 км линий, руб./км без НДС	
8	$C_{2,0,4,50_co}^{\max N}$	ВЛ 0,4 кВ неизолированными проводами сечением до 50 мм ² включительно по существующим опорам	906,39
9	$C_2^{\max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах изолированными сталеалюминиевыми проводами руб./кВт без НДС	
10	$C_{2,0,4,50}^{\max N}$	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	14 794,83
11	$C_{2,0,4,100}^{\max N}$	ВЛ-0,4 кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	54 994,81
12	$C_{2,10(6),50}^{\max N}$	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением до 50 мм ² включительно	3 840,12
13	$C_{2,10(6),100}^{\max N}$	ВЛ-10(6) кВ проводами сечением от 50 до 100 мм ² включительно	11 956,58
14	$C_3^{\max N}$	Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи кабелями с алюминиевыми жилами руб./кВт без НДС	
Кабель с резиновой или пластмассовой изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
15	$C_{3,0,4,200}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	2 316,01
16	$C_{3,0,4,500}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 200 до 500 мм ² включительно в траншее	3 604,13
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 0,4 кВ			
17	$C_{3,0,4,100}^{\max N}$	КЛ-0,4 кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	13 022,25
Кабель с бумажной изоляцией на уровне напряжения 10(6) кВ			
18	$C_{3,10(6),100}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 50 до 100 мм ² включительно в траншее	11 952,92
19	$C_{3,10(6),200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно в траншее	13 833,34
20	$C_{3,10(6),200}^{\max N}$	КЛ-10(6) кВ кабелем сечением от 100 до 200 мм ² включительно методом ГНБ	972,31
Ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, руб./кВт без НДС			
Однотрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
21	$C_{5,10(6),1,25}$	Трансформаторная подстанция мощностью до 25 кВА включительно	12 443,60
22	$C_{5,10(6),1,100}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 25 до 100 кВА включительно	5 152,27
23	$C_{5,10(6),1,250}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 211,01
24	$C_{5,10(6),1,500}$	Трансформаторная подстанция мощностью от 250 до 500 кВА включительно	2 098,68
Двухтрансформаторная подстанция 10(6)/0,4 кВ			
25	$C_{5,10(6),2,250}$	Двухтрансформаторная подстанция мощностью от 100 до 250 кВА включительно	10 199,24
26	$C_{5,10(6),2,900}$	Двухтрансформаторная подстанция мощностью от 500 до 900 кВА включительно	9 980,01
27	$C_{5,10(6),2,1000}$	Двухтрансформаторная подстанция мощностью 1000 кВА и выше	12 936,61

Формула платы за технологическое присоединение

1. Если отсутствует необходимость реализации мероприятий "последней мили":

$$C1 = C1.1 + C1.2 \text{ (руб.)},$$

где:

C1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства, (руб./1 присоединение);

C1.1 - Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ);

C1.2 - Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий.

2. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматривается мероприятие "последней мили" по прокладке воздушных линий электропередач:

$$П2 = C1 + \sum(C2_{i,t} \times L2_{i,t}) \text{ (руб.)},$$

где:

C1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, без расходов, связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб. /1 присоединение);

C2_{i,t} - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i-том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

L2_{i,t} - протяженность воздушных линий электропередачи электропередачи на i-том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

3. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматривается мероприятие "последней мили" по прокладке кабельных линий электропередач:

$$П3 = C1 + \sum(C3_{it} \times L3_{it}) \text{ (руб.)},$$

где:

C1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей

электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб./1 присоединение);

$C_{3i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L_{3i,t}$ - протяженность кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

4. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматривается мероприятие "последней мили" по прокладке воздушных и кабельных линий электропередач:

$$П_{2,3} = C_1 + \sum (C_{2it} \times L_{2it}) + \sum (C_{3it} \times L_{3it}) \text{ (руб.)},$$

где:

C_1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб./1 присоединение);

$C_{2i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$C_{3i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L_{2i,t}$ - протяженность воздушных линий электропередач электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

$L_{3i,t}$ - протяженность кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

5. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматривается мероприятие "последней мили" по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов):

$$П_4 = C_1 + \sum (C_{4i,t} \times L_{4i,t}) \text{ (руб.)},$$

где:

C_1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым

организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб./1 присоединение);

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

$L_{4i,t}$ - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (шт.);

6. Если при технологическом присоединении Заявителя предусматриваются мероприятия "последней мили" по строительству трансформаторных подстанций (ТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ и на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС):

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

где:

C_1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства (руб./1 присоединение);

$C_{2i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L_{2i,t}$ - протяженность воздушных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км);

$C_{3i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, руб./км;

$L_{3i,t}$ - протяженность кабельных линий электропередачи на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (км).

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

$L_{4i,t}$ - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (шт.);

$C5i,t$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство трансформаторных подстанций (ТП) с уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (руб./кВт);

$C6i,t$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (руб./кВт);

$C7i,t$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) (руб./кВт);

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

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

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу «Строительство», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за половину периода, указанного в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы;

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу «Строительство», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на соответствующий год (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен на соответствующий год) за период, указанный в технических условиях, начиная с года, следующего за годом утверждения платы.

7. Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в размере 550 рублей при присоединении заявителя, владеющего объектами, отнесенными к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

В границах муниципальных районов, городских округов и на внутригородских территориях городов федерального значения одно и то же лицо может осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании, соответствующих критериям, указанным в абзаце первом настоящего пункта, с платой за технологическое

присоединение в размере, не превышающем 550 рублей, не более одного раза в течение 3 лет.

Данное положение не применяется в следующих случаях:

- при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, принадлежащих лицам, владеющим земельным участком по договору аренды, заключенному на срок не более одного года, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства;
- при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов.

В отношении садоводческих, огороднических, дачных некоммерческих объединений и иных некоммерческих объединений (гаражно-строительных, гаражных кооперативов) размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств составляет 550 рублей, умноженных на количество членов этих объединений, при условии присоединения каждым членом такого объединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединений на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

В отношении граждан, объединивших свои гаражи и хозяйственные постройки (погребов, сараи), размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств составляет 550 рублей при условии присоединения каждым собственником этих построек не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединенных построек на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств религиозных организаций составляет 550 рублей при условии присоединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств таких организаций на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

КОМИТЕТ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ТАРИФАМ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 26 декабря 2019 года № 48/2

Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии, поставляющих электрическую энергию (мощность) на розничном рынке на территории Тульской области, на 2020 год

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказом ФАС России от 21 ноября 2017 года № 1554/17 «Об утверждении методических указаний по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов», распоряжением правительства Тульской области от 22 декабря 2017 года № 811-р «Об утверждении графика поэтапного доведения необходимой валовой выручки гарантирующих поставщиков электрической энергии Тульской области до эталонной выручки гарантирующих поставщиков на период 2018 – 2020 годов», постановлением правительства Тульской области от 7 октября 2011 года № 17 «О комитете Тульской области по тарифам» комитет Тульской области по тарифам постановляет:

1. Установить сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков электрической энергии, поставляющих электрическую энергию (мощность) на розничном рынке на территории Тульской области, на 2020 год согласно приложению.

2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления комитета Тульской области по тарифам от 26 декабря 2018 года № 50/3 «Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии, поставляющих электрическую энергию (мощность) на розничном рынке на территории Тульской области, на 2019 год».

3. Сбытовые надбавки, установленные в пункте 1 настоящего постановления, вступают в силу с 1 января 2020 года и действуют по 31 декабря 2020 года с учетом календарной разбивки.

4. Постановление вступает в силу с 1 января 2020 года.

**Председатель комитета
Тульской области по тарифам**



Д.А. Васин

**Сбытовые надбавки
гарантирующих поставщиков электрической энергии, поставляющих электрическую энергию (мощность) на розничном рынке на
территории Тульской области, на 2020 год
(тарифы указываются без НДС)**

руб./кВт*ч

N п/п	Наименование гарантирующего поставщика	Сбытовая надбавка									
		Тарифная группа потребителей «население» и приравненные к нему категории потребителей		Тарифная группа потребителей «сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь»		Прочие потребители – по подгруппе в зависимости от величины максимальной мощности принадлежащих им энергопринимающих устройств менее 670 кВт		Прочие потребители – по подгруппе в зависимости от величины максимальной мощности принадлежащих им энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт		Прочие потребители – по подгруппе в зависимости от величины максимальной мощности принадлежащих им энергопринимающих устройств не менее 10 МВт	
		1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	АО «ТНС энерго Тула»	0,47267	0,58252	0,27034	0,27034	0,47538	0,51683	0,20674	0,17228	0,20674	0,17228
2.	ООО «Новомосковская энергосбытовая компания»	0,37866	1,35285	0,59662	1,20455	0,67653	0,72963	0,37889	0,24321	0,22551	0,24321
3.	ООО «Алексинэнергосбыт»	0,36363	1,63599	0,27209	2,09157	0,55022	0,96539	0,18341	0,32180	0,18341	0,32180

**КОМИТЕТ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ
ПО ТАРИФАМ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ
от 26 декабря 2019 года № 48/3**

**О корректировке необходимой валовой выручки
филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»,
АО «Тульские городские электрические сети» на 2020 год**

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказом Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2012 года № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала», приказом Федеральной антимонопольной службы от 19 июня 2018 года № 834/18 «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, и формы решения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов», постановлением правительства Тульской области от 7 октября 2011 года № 17 «О комитете Тульской области по тарифам» комитет Тульской области по тарифам постановляет:

1. Скорректировать необходимую валовую выручку (без учета оплаты потерь) филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», установив на 2020 год в размере 7 830 487,48 тыс. руб., и внести соответствующие изменения в приложение к постановлению комитета Тульской области по тарифам от 12 октября 2012 г. № 29/4 «О необходимой валовой выручке филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2012-2017 годы» согласно приложению № 1.

2. Скорректировать необходимую валовую выручку (без учета оплаты потерь) АО «Тульские городские электрические сети», установив на 2020 год в размере 823 260,27 тыс. руб., и внести соответствующие изменения в пункт 5 приложения № 10 к постановлению комитета Тульской области по тарифам от 26 декабря 2017 года № 62/1 «Об утверждении отдельных тарифов (иных показателей) на регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской области» согласно приложению № 2.

3. Постановление вступает в силу с 1 января 2020 года.

**Председатель комитета
Тульской области по тарифам**



Д.А. Васин

Необходимая валовая выручка филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	Необходимая валовая выручка без учета оплаты потерь*
			тыс. руб.
1.	Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	2012	5 009 240,30
		2013	5 583 151,50
		2014	5 698 931,84
		2015	5 958 786,56
		2016	6 572 760,31
		2017	6 989 483,43
		2018	7 621 689,43
		2019	7 652 144,40
		2020	7 830 487,48
		2021	9 191 464,36
2022	9 506 765,16		

* Необходимая валовая выручка филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» без учета оплаты потерь электрической энергии в электрических сетях и расходов на оплату услуг территориальных сетевых организаций.

Необходимая валовая выручка АО «Тульские городские электрические сети»

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	Необходимая валовая выручка без учета оплаты потерь*
			тыс. руб.
1.	АО «Тульские городские электрические сети»	2018	789 098,44
		2019	815 173,76
		2020	823 260,27
		2021	888 571,53
		2022	937 366,19

* Необходимая валовая выручка АО «Тульские городские электрические сети» без учета оплаты потерь электрической энергии в электрических сетях и расходов на оплату услуг территориальных сетевых организаций.
