



ДЕПАРТАМЕНТ  
ЦЕНОВОГО И ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ  
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

от 28.11.2022 № 849

Об утверждении стандартизованных тарифных ставок, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 г. и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», постановлением Правительства Российской Федерации 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» (далее – Правила), руководствуясь Методическими указаниями по определению размера платы

2

за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденными приказом ФАС России от 30.06.2022 №490/22 (далее - Методические указания), постановлением Правительства Самарской области от 10.10.2018 № 582 «Об утверждении Положения о департаменте ценового и тарифного регулирования Самарской области», с учетом заключений экспертной группы, руководствуясь протоколом заседания коллегии департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области от 28.11.2022 №6-з, ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить на период с 1 декабря 2022 года по 31 декабря 2023 года:

1) единые стандартизованные тарифные ставки, применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области (приложение № 1);

2) формулы для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области (приложение № 2).

2. Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций определяется:

2.1. В случае технологического присоединения объектов, указанных в абзацах четвертом и пятом пункта 17 Правил и отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), присоединяемых к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения 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, плата за технологическое присоединение определяется в размере минимального из следующих значений:

3

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением единых стандартизованных тарифных ставок, установленных настоящим приказом;

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в отношении всей совокупности таких мероприятий для соответствующих случаев технологического присоединения в размере:

- в период с 1 декабря 2022 года по 31 декабря 2022 года - 3000 рублей (с учетом НДС) за 1 кВт;

- в период с 1 января 2023 года по 30 июня 2023 года - 3192 рубля (с учетом НДС) за 1 кВт;

- в период с 1 июля 2023 года по 31 декабря 2023 года - 4256 рублей (с учетом НДС) за 1 кВт.

2.2. В отношении категорий заявителей, указанных в абзацах одиннадцатом - девятнадцатом пункта 17 Правил, в случае представления заявителем документов, оформленных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти (уполномоченным исполнительным органом государственной власти Самарской области, уполномоченным им государственным учреждением, уполномоченным органом местного самоуправления), подтверждающих соответствие заявителя категории, установленной абзацами одиннадцатым - девятнадцатым пункта 17 Правил, при присоединении энергопринимающих устройств 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 0,4 кВ и ниже необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности, плата за технологическое присоединение объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации,

4

и энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), определяется в размере минимального из следующих значений:

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением единых стандартизованных тарифных ставок, установленных настоящим приказом;

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в отношении всей совокупности таких мероприятий для соответствующих случаев технологического присоединения в размере:

- в период с 1 декабря 2022 года по 31 декабря 2022 года - 1000 рублей (с учетом НДС) за 1 кВт;

- в период с 1 января 2023 года по 31 декабря 2023 года - 1064 рубля (с учетом НДС) за 1 кВт.

2.3. При осуществлении присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт, в том числе одновременного присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт и объекта микрогенерации, в период с 01 декабря 2022 года по 31 декабря 2022 года в плату за технологическое присоединение включается инвестиционная составляющая на покрытие расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электроэнергетики в размере 50 процентов величины указанных расходов, определенных с применением стандартизованных тарифных ставок, установленных настоящим приказом.

2.4. В отношении энергопринимающих устройств заявителей, указанных в пункте 12(1) Правил, присоединяемых по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) к объектам

электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от этих энергопринимающих устройств до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности, в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

2.5. В случае подачи заявки юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем в целях технологического присоединения объектов микрогенерации, а также одновременного технологического присоединения объектов микрогенерации и энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), присоединяемых по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от этих энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности, в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики, а стоимость мероприятий по технологическому присоединению объектов микрогенерации определяется в размере минимального из следующих значений:

- стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением стандартизированных тарифных ставок, установленных настоящим приказом;
- стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в размере:
  - в период с 1 декабря 2022 года по 31 декабря 2022 года - 3000 рублей (с учетом НДС) за 1 кВт;
  - в период с 1 января 2023 года по 30 июня 2023 года - 3192 рубля (с учетом НДС) за 1 кВт;
  - в период с 1 июля 2022 года по 31 декабря 2022 года - 4256 рублей (с учетом НДС) за 1 кВт.

2.6. Положения о размере платы за технологическое присоединение, указанные в подпунктах 2.1-2.5 настоящего приказа не могут быть применены в следующих случаях:

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), принадлежащих лицам, которым права владения и (или) пользования земельным участком (в том числе при его использовании без предоставления на основании разрешения) и (или) объектом капитального строительства (нежилым помещением в объекте капитального строительства) предоставлены на срок не более одного года;

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов;

при технологическом присоединении в границах территории Самарской области энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), соответствующих критериям, указанным в абзацах первом, четвертом, пятом, двенадцатом и двадцать шестом пункта 17 Правил, если лицом, обратившимся с заявкой, ранее уже была подана заявка, которая не была аннулирована в соответствии с Правилами, или заключен договор в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств

(объектов микрогенерации), соответствующих указанным критериям, расположенных (предполагаемых к расположению в соответствии с поданной заявкой) в границах территории того же субъекта Российской Федерации, при условии, что со дня заключения такого договора не истекло 3 года;

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителей, указанных в пункте 12(1) Правил, соответствующих критериям, указанным в абзаце двадцать шестом пункта 17 Правил, если они расположены (будут располагаться) в границах того же земельного участка (или в границах того же сервитута либо территории, используемой на основании разрешения без предоставления земельного участка или установления сервитута), на котором расположены (будут располагаться) энергопринимающие устройства, в отношении которых ранее уже была подана заявка, которая не была аннулирована в соответствии с Правилами, или заключен договор, предусматривающий установленные абзацем двадцать шестым пункта 17 Правил особенности расчета платы за технологическое присоединение, при условии, что со дня заключения такого договора не истекло 3 года.

3. Признать утратившим силу со дня вступления в силу настоящего приказа приказы департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области:

- от 30.12.2021 № 839 «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2022 год»;

- от 16.03.2022 № 89 «О внесении изменений в приказ департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области от 30.12.2021 № 839 «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2022 год»;

- от 15.07.2022 № 246 «О внесении изменений в приказ департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области от 30.12.2021 № 839 «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2022 год»;

- от 03.08.2022 № 268 «О внесении изменений в приказ департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области от 30.12.2021 № 839 «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2022 год».

4. Контроль выполнения настоящего приказа возложить на заместителя руководителя департамента - руководителя управления регулирования электроэнергетики департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области (Смурыгину).

5. Опубликовать настоящий приказ в средствах массовой информации.

6. Настоящий приказ вступает в силу с 1 декабря 2022 года.

И.о.руководителя  
департамента



Ю.А.Мокшин

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

к приказу департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области от 28.11.2022 № 849

**ЕДИНЬЕ СТАНДАРТИЗИРОВАННЫЕ ТАРИФНЫЕ СТАВКИ,**  
применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

№ п/п	Обозначение	Наименование	Единица измерения	Ставка
1	C <sub>1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям по подготовке и выдаче сетевой организацией технических условий и уведомлений об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний (для постоянной и временной схемы электроснабжения)	рублей за одно присоединение	15873,21
	C <sub>1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого	рублей за одно присоединение	15369,35

2

		хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям по подготовке и выдаче сетевой организацией технических условий и проверке сетевой организацией выполнения их Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний (для постоянной и временной схемы электроснабжения)		
1.1	C <sub>1.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю (для постоянной и временной схемы электроснабжения)	рублей за одно присоединение	6787,83
1.2	C <sub>1.2.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний (для постоянной и временной схемы электроснабжения)	рублей за одно присоединение	9085,38
1.3	C <sub>1.2.2</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний (для постоянной и временной схемы электроснабжения)	рублей за одно присоединение	8581,52
2.3.1.3.1.1	C <sub>2.3.1.3.1.1</sub> и более	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом	рублей/км	2378762,27

3

		сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные		
2.3.1.3.2.1	C <sub>2.3.1.3.2.1</sub> и более	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2470091,54
	C <sub>2.3.1.3.2.1</sub>			2803998,00
2.3.1.4.1.1	C <sub>2.3.1.4.1.1</sub>	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1435680,00
2.2.2.3.3.1.1	C <sub>2.2.2.3.3.1.1</sub> и более	воздушные линии на металлических опорах, за исключением многогранных, неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	9390663,94
3.1.2.2.3.1	C <sub>3.1.2.2.3.1</sub> и более	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	4318191,63
3.1.2.2.4.1	C <sub>3.1.2.2.4.1</sub> и более	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	5077820,10
3.6.2.2.3.1	C <sub>3.6.2.2.3.1</sub> и более	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	15648483,52

4

3.6.2.2.4.1	C <sub>3.6.2.2.4.1</sub> и более	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	16225500,97
4.1.1	C <sub>4.1.1</sub>	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/шт	390110,95
	C <sub>4.1.1</sub>			4797008,93
4.1.4	C <sub>4.1.4</sub>	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000 А включительно	рублей/шт	4978199,07
4.2.4	C <sub>4.2.4</sub>	линейные разъединители номинальным током от 500 до 1000 А включительно	рублей/шт	1984491,79
4.4.1.1	C <sub>4.4.1.1</sub> и более	распределительные пункты (РП), за исключением комплектных распределительных устройств наружной установки (КРН, КРУН), номинальным током до 100 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт	166552,19
5.1.1.1	C <sub>5.1.1.1</sub> и более	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	23870,72
5.1.2.2	C <sub>5.1.2.2</sub> и более	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	15277,95
5.1.3.2	C <sub>5.1.3.2</sub> и более	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	7621,03
5.1.4.2	C <sub>5.1.4.2</sub>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 кВА включительно	рублей/кВт	4795,88

	$C_{5.1.5.2}^{100,4 \text{ кВ}}$ $5.1.5.2$	РТП мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа		
5.1.5.2	$C_{5.1.5.2}^{60,4 \text{ кВ}}$ $C_{5.1.5.2}^{100,4 \text{ кВ}}$ $5.1.5.2$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	4475,59
5.2.5.2	$C_{5.2.5.2}^{60,4 \text{ кВ}}$ $C_{5.2.5.2}^{100,4 \text{ кВ}}$ $5.2.5.2$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	10640,57
5.2.5.3	$C_{5.2.5.3}^{60,4 \text{ кВ}}$ $C_{5.2.5.3}^{100,4 \text{ кВ}}$ $5.2.5.3$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	12172,71
5.2.6.3	$C_{5.2.6.3}^{60,4 \text{ кВ}}$ $C_{5.2.6.3}^{100,4 \text{ кВ}}$ $5.2.6.3$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 630 до 1000 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	10660,32
5.2.7.3	$C_{5.2.7.3}^{60,4 \text{ кВ}}$ $C_{5.2.7.3}^{100,4 \text{ кВ}}$ $5.2.7.3$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1000 кВА до 1250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	8182,43
8.1.1	$C_{8.1.1}^{0,4 \text{ кВ и выше}}$ $8.1.1$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей за точку учета	18669,14
8.2.1	$C_{8.2.1}^{0,4 \text{ кВ и выше}}$ $8.2.1$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей за точку учета	32004,24
8.2.2	$C_{8.2.2}^{0,4 \text{ кВ и выше}}$ $8.2.2$	средства коммерческого учета электрической энергии	рублей за точку учета	41040,55

	$C_{8.2.3}^{1-10 \text{ кВ}}$	(мощности) трехфазные полукосвенного включения		49567,40
8.2.3	$C_{8.2.3}^{1-10 \text{ кВ}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	рублей за точку учета	599017,69
	$C_{8.2.3}^{35 \text{ кВ}}$			2231994,62

Примечание:

Под временной схемой электроснабжения понимается схема электроснабжения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии, осуществившего технологическое присоединение энергопринимающих устройств, которая применяется в результате исполнения договора об осуществлении временного технологического присоединения к электрическим сетям, заключаемого на период осуществления мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения, либо в результате исполнения договора об осуществлении временного технологического присоединения к электрическим сетям передвижных энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 150 кВт включительно.

## ПРИЛОЖЕНИЕ № 2

к приказу департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области от 28.11.2022. № 849

### ФОРМУЛЫ

для расчёта платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

1. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при котором отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили», рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{станд.ст}} = C_1 + (C_8 \times s), \text{ (руб.)}, (1)$$

где:

$P_{\text{станд.ст}}$  – плата за технологическое присоединение;

$C_1, C_8$  – стандартизированная тарифная ставка, согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

$s$  – количество точек учета.

2. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при реализации которого предусматриваются мероприятия «последней мили», рассчитывается по формуле (в соответствии с техническими условиями):

$$P_{\text{станд.ст}} = C_1 + (C_2 \times L_1) + (C_4 \times q) + (C_5 \times N_1) + (C_8 \times s), \text{ (руб.)}, (2)$$

где:

$P_{\text{станд.ст}}$  – плата за технологическое присоединение;

$C_1, C_2, C_4, C_5, C_8$  – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

$L_1$  – суммарная протяженность воздушных и (или) кабельных линий на i-том уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения (км);

$q$  – количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов);

$N_1$  – объём максимальной мощности, указанных в заявке на технологическое присоединение Заявителем (кВт);

$s$  – количество точек учета.

Стандартизированные тарифные ставки  $C_2$  и  $C_3$  применяются к протяженности линий электропередачи по трассе.

3. Плата за технологическое присоединение ( $P_{\text{до150кВт}}$ ) для заявителя, осуществляющего технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт, определяется по следующим формулам:

а) для заявителя, указанного в пункте 12(1) Правил, осуществляющего технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от этих энергопринимающих устройств до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителя класса напряжения составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности:

$$P_{\text{до150кВт}} = C_3 + (C_8 \times s) \text{ (3)}$$

б) для заявителя, не соответствующего критериям, указанным в подпункте «а» настоящего пункта:

- в период с 1 декабря 2022 года по 31 декабря 2022 года:

$$P_{\text{до150кВт}} = C_1 + 0,5 \times ((C_2 \times L_1) + (C_4 \times q) + (C_5 \times N_1) + (C_8 \times s)) \text{ (4)}$$

- в период с 1 января 2023 года по 31 декабря 2023 года:

$$P_{\text{до150кВт}} = C_1 + (C_2 \times L_1) + (C_4 \times q) + (C_5 \times N_1) + (C_8 \times s) \text{ (5)}$$

4. Плата за технологическое присоединение Заявителя в случае, если при технологическом присоединении согласно техническим условиям срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению предусмотрен на период больше одного года, рассчитывается в соответствии с пп. г, д, п.32 Методических указаний.

228

**Заключение**

экспертной группы управления регулирования Самарской области по корректировке ценового и тарифного регулирования Самарской области по корректировке необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год в рамках долгосрочного периода регулирования 2020-2024 и установлению индивидуальных тарифов для взаиморасчетов ООО «Энерго-Центр» со смежными сетевыми организациями на 2023 год

18.11.2022

**I. Основания проведения экспертизы**

Рассмотрение дела по установлению индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов со смежными сетевыми организациями на 2023 год и корректировке необходимой валовой выручки на 2023 год осуществлено по представленным в Департамент ценового и тарифного регулирования Самарской области (далее – Департамент) заявлениям ООО «Энерго-Центр» от 27.04.2022 № 122 (вх. от 28.04.2022 № 351/р) и обосновывающим материалам.

Экспертной группой проведен анализ соответствия ООО «Энерго-Центр» критериям отнесения к владельцам объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184. «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

№ п/п	Наименование критерия	Оценка
1	Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее очередного расчетного периода регулирования сетевыми трансформаторами, используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъектов Российской Федерации, суммарная установленная мощность которых составляет не менее 15 МВА	Соответствует
2	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), распределителями и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, суммарная протяженность которых по трассе составляет не менее 20 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжений: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи	110 кВ и выше; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ
3	Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 выявленных фактов представления регулируемой организацией недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредоставление таких данных	Отсутствует
4	Наличие выделенного абонентского номера для обращения потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению	8 (846) 212-03-92

5.	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	www.energo-center.com
6.	Отсутствие по владению и (или) пользованию объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владельцу, объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.	Отсутствуют

Информация о соответствии ООО «Энерго-Центр» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 размещена на официальном сайте Департамента в установленные постановлением сроки.

Учитывая выделенное ООО «Энерго-Центр» включено в перечень территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, в отношении которой устанавливаются цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии на очередной расчетный период регулирования.

Экспертиза экономической обоснованности расходов по регулируемому виду деятельности – услуги по передаче электрической энергии ООО «Энерго-Центр» проведена экспертной группой управления регулирования электроэнергетики Департамента (далее - экспертная группа) в соответствии с действующими нормативными актами по государственному регулированию тарифов на электрическую энергию и услуги по ее передаче.

**II. Нормативно-правовая база установления индивидуальных тарифов для взаиморасчетов со смежными сетевыми организациями**

- Гражданский кодекс Российской Федерации;
- Налоговый кодекс Российской Федерации;
- Федеральный закон от 17.08.1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях»;
- Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
- Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»;
- 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 Министерства энергетики РФ от 14.10.2013 № 718 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций, по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций»;
- Приказ ФСТ России 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 регулируемые деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам административного торгового обслуживания в отношении этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц 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»;

Приказ ФСТ России от 06.08.2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (далее – Методические указания);

Постановление Правительства РФ от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 г. и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ»;

Прочие законы и подзаконные акты, методические разработки, действующие в отношении сферы и предмета регулирования тарифов.

### III. Материалы и расчеты, представленные на экспертизу, оценка достоверности данных

Экспертной группой рассмотрены следующие документы:

1. Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии ООО «Энерго-Центр»;
  2. Материалы, обосновывающие уровень тарифов за услуги по передаче электрической энергии;
  3. Таблица П 1.30 Методических указаний на 2023 год;
  4. Схема соединений электрической сети заявителя с обозначением трансформаторных и иных подстанций, а также линий электропередачи, указанных в пунктах 1 и 2 критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 "Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям";
  5. Дополнительные материалы, представленные предприятием на запросы экспертной группы в ходе проведения экспертизы;
  6. Бухгалтерская и статистическая отчетность на последнюю отчетную дату.
- Достоверность представленной информации подтверждена подписями руководителя организации. Ответственность за достоверность исходных данных несет представившая их организация.

### IV. Анализ финансового состояния ООО «Энерго-Центр»

1. Анализ имущества и источников его формирования  
На 31 декабря 2021 года валюта Баланса организации составила 270 648 тыс. рублей и по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года уменьшилась на 103 тыс. рублей.

1.1. Наибольший удельный вес в структуре имущества организации имеют внеоборотные активы - 94,7%, оборотные активы занимают 5,3% к валюте баланса.

Внеоборотные активы за отчетный период уменьшились на 1,6% (4 218 тыс. рублей) и составили 256 413 тыс. рублей.

В составе внеоборотных активов основные средства уменьшились на 2 635 тыс. рублей и составили 243 996 тыс. рублей, отложенные налоговые активы уменьшились на 1 583 тыс. рублей.

Оборотные активы на конец отчетного периода увеличились на 40,7% (4 115 тыс. рублей) и составили 14 235 тыс. рублей.

В составе оборотных активов дебиторская задолженность увеличилась 3 193 тыс. рублей, денежные средства и денежные эквиваленты увеличились на 2 614 тыс. рублей, НДС по приобретенным ценностям уменьшился на 1 563 тыс. рублей.

1.2. За отчетный период собственные средства увеличились на 8,9% (5 803 тыс. рублей) и составили 70 801 тыс. рублей. Чистая прибыль по итогу 2021 года оказала положительное влияние на формирование собственных источников финансирования.

В сравнении с показателями предыдущего года в составе долгосрочных обязательств заемные средства снизились на 4 264 тыс. рублей и составили 162 263 тыс. рублей; долгосрочные отложенные налоговые обязательства снизились на 1258 тыс. рублей и составили 24 283 тыс. рублей.

В составе краткосрочных обязательств кредиторская задолженность уменьшилась 504 тыс. рублей и составила 11 477 тыс. рублей, оценочные обязательства увеличились на 190 тыс. рублей и составили 624 тыс. рублей.

Кредиторская задолженность (11 477 тыс. рублей) превышает дебиторскую задолженность (10 504 тыс. рублей) на 973 тыс. рублей, что является неблагоприятным фактором, т.к. организация не сможет расплатиться со своими кредиторами без привлечения дополнительных источников финансирования.

Оценка стоимости чистых активов показала, что на 31 декабря 2021 года чистые активы (70 801 тыс. рублей), превышают уставной капитал организации (2 050 тыс. рублей). Такое соотношение говорит о хорошем финансовом положении организации в отчетном периоде.

### 2. Анализ платежеспособности и финансовой устойчивости организации

Анализ ликвидности баланса показал, что из четырех контрольных соотношений, характеризующих активы по степени ликвидности и обязательства по сроку погашения, выполняется 1 (одно): среди реализуемые активы больше краткосрочных обязательств; Баланс организации нельзя признать абсолютно ликвидным, т.к. наиболее ликвидные активы меньше наиболее срочных обязательств; медленно реализуемые активы меньше долгосрочных обязательств; трудно реализуемые активы меньше постоянных пассивов.

#### 2.1. Коэффициенты ликвидности

Коэффициент текущей ликвидности показывает, какую часть краткосрочной задолженности может покрыть организация за счет имеющихся денежных средств, краткосрочных финансовых вложений, краткосрочной дебиторской задолженности и реализации имеющихся запасов. Данный коэффициент показывает способность организации оплачивать свои текущие обязательства в ходе обычного производственного процесса. Коэффициент текущей ликвидности на конец отчетного периода составил 1,07, что меньше нормативного значения (>1,5). Это говорит о том, что организация не в состоянии в срок и полностью погасить свои обязательства.

Коэффициент срочной ликвидности характеризует ту часть текущих обязательств, которая может быть погашена не только за счет наличности, но и за счет ожидаемых поступлений за выполненную работу или оказанные услуги. Данный коэффициент отражает прогнозируемую платежеспособность организации при условии своевременного проведения расчетов с дебиторами. Коэффициент срочной ликвидности на 31 декабря 2021 года составил 1,07, показатель соответствует нормативному значению (>0,8). Это говорит о том, что организация в состоянии в срок и полностью погасить свои наиболее срочные обязательства.

Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, какую часть краткосрочной задолженности может покрыть организация за счет имеющихся денежных средств и краткосрочных финансовых вложений, быстро реализуемых в случае необходимости. По результатам 2021 года значение коэффициента абсолютной ликвидности составило 0,28 что соответствует рекомендуемому значению (>0,2). Это говорит о том, что у организации достаточно денежных средств для погашения в срок и полностью всех первоочередных платежей.

#### 2.2. Коэффициенты финансовой устойчивости

Коэффициент автономии (финансовой независимости) характеризует отношение собственности к общей сумме капитала (активов) организации. Коэффициент показывает, насколько

организации независима от кредиторов. Показатель финансовой независимости не соответствует минимальному нормативному значению (>0,5) и составляет 0,26. Это говорит о том, что организация не способна покрыть все свои обязательства собственными средствами.

Коэффициент финансирования характеризует, какая часть деятельности организации финансируется за счет собственных средств, а какая часть деятельности финансируется за счет заемных средств. Коэффициент финансирования не соответствует нормативному значению (>0,7) и составляет 0,35. Это означает, что большая часть финансирования организации сформирована из заемных средств, это может говорить об опасности неплатежеспособности.

Коэффициент финансовой устойчивости показывает долю собственных средств в общей сумме источников финансирования. Коэффициент финансовой устойчивости за отчетный период составил 0,95, показатель выше критического значения (>0,6) и указывает на то, что организация имеет достаточную долю источников финансирования, которые может использовать в своей деятельности длительное время.

Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами (СОС) показывает достаточность у организации собственных средств для финансирования текущей деятельности. На 31 декабря 2021 года показатель имеет значение 13,04, при рекомендуемом нормативе (>0,1). У организации недостаточность собственных оборотных средств.

Коэффициент соотношения дебиторской и кредиторской задолженности показывает какое соотношение между суммами задолженности дебиторов и обязательств перед кредиторами. Коэффициент соотношения дебиторской и кредиторской задолженности составил 0,921, показатель меньше рекомендуемого значения 1 и означает, что организация не сможет расплатиться со своими кредиторами без привлечения дополнительных источников финансирования.

Анализ финансовой устойчивости по величине излишка (недостатка) собственных оборотных средств показал, что у организации недостаток собственных оборотных средств. Отрицательное значение показателя (-185 612 тыс. рублей) крайне негативно характеризует финансовое положение организации по данному признаку.

### 3. Анализ финансовых результатов и эффективности деятельности организации

3.1. Выручка от реализации на 31 декабря 2021 года составила 68 630 тыс. рублей и по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года увеличилась на 5,2% (3 416 тыс. рублей).

Расходы по обычным видам деятельности (себестоимость продаж, коммерческие и управленческие расходы) уменьшились на 15,2% (11 010 тыс. рублей) по сравнению с предыдущим годом и составили 61 407 тыс. рублей.

По итогам отчетного периода организация получила прибыль от продаж в размере 7 223 тыс. рублей, это больше показателя предыдущего года на 200,3% (14 426 тыс. рублей).

На 31 декабря 2021 года чистая прибыль составила 5 804 тыс. рублей или 8,5% от выручки. Полученный финансовый результат положительно характеризует хозяйственную деятельность организации в отчетном периоде.

### 3.2. Показатели рентабельности (убыточности) и деловой активности

Рентабельность активов на конец отчетного периода составила 2,1% и характеризуется увеличением на 11,2 процентных пункта по сравнению с предыдущим годом.

Рентабельность совокупных активов на конец отчетного года составила 2,8% и характеризуется увеличением на 12,6 процентных пункта по сравнению с предыдущим годом.

Рентабельность собственного капитала характеризует отдачу с каждого рубля, вложенного в собственный капитал. Рентабельность собственного капитала на конец отчетного года составила 8,5% и характеризуется увеличением на 46,3 процентных пункта по сравнению с предыдущим годом.

Рентабельность продаж определяется как соотношение прибыли от продаж и объема продаж и показывает, какую часть прибыли от продаж получит организация с каждого рубля реализации. Рентабельность продаж на конец отчетного года составила 10,5% и характеризуется увеличением на 21,6 процентных пункта по сравнению с предыдущим годом.

Показатели оборачиваемости определяют риск непогашения задолженностей.

Чем выше показатель оборачиваемости (по числу оборотов), тем быстрее происходит погашение дебиторской и кредиторской задолженностей. Чем продолжительнее период погашения, тем выше риск непогашения дебиторской и кредиторской задолженностей.

В 2021 году период погашения дебиторской задолженности составил 47,4 дней (на 26,9 дней больше предыдущего периода). Период погашения кредиторской задолженности составил 62,4 дней (на 28,9 дней больше предыдущего периода). Оба показателя имеют тенденцию к увеличению периода погашения задолженности, а значит медленнее происходит погашение дебиторской и кредиторской задолженностей.

### Аналитический баланс ООО «Энерго-Центр»

Показатель	Значение показателя					Изменение за период	
	в тыс. рублей		% к выводу баланса		тыс. рублей	%	
	31.12.2020	31.12.2021	на начало периода	на конец периода			
1	2	3	4	5	6	7	
<b>Актив</b>							
1. Внеоборотные активы, всего	260 631	256 413	96,3	94,7	-4 218	-1,6	
в том числе:							
нематериальные активы	0	0	0,0	0,0	0	0,0	
основные средства	246 631	243 996	91,1	90,2	-2 635	-1,1	
2. Оборотные активы, всего	10 120	14 235	3,7	5,3	4 115	40,7	
в том числе:							
запасы	174	45	0,1	0,0	-129	-74,1	
НДС по приобретенным ценностям	1 585	22	0,6	0,0	-1 563	-98,6	
дебиторская задолженность	7 311	10 504	2,7	3,9	3 193	43,7	
денежные средства и краткосрочные финансовые вложения	1 050	3 664	0,4	1,4	2 614	249,0	
<b>Пассив</b>							
1. Капитал и резервы	64 998	70 801	24,0	26,2	5 803	8,9	
в том числе:							
уставный капитал	2 050	2 050	0,8	0,8	0	0,0	
резервный капитал	0	0	0,0	0,0	0	0,0	
нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	65 948	68 751	24,4	22,2	-5 803	-8,8	
2. Долгосрочные обязательства, всего	192 068	186 546	70,9	69,9	-5 522	-2,9	
в том числе:							
заемные средства	166 527	162 263	61,5	60,0	-4 264	-2,6	
3. Краткосрочные обязательства, всего	13 685	13 301	5,1	4,9	-384	-2,8	
в том числе:							
заемные средства	1 270	1 200	0,5	0,4	-70	-5,5	
кредиторская задолженность	11 981	11 477	4,4	4,2	-504	-4,2	
Валюта баланса	270 751	270 648	100,0	100,0	103	0,0	

### Анализ структуры и динамики финансовых результатов ООО «Энерго-Центр»

Показатель	Значение показателя		Доля в выручке		Изменение за период	
	в тыс. рублей		%		тыс. рублей	%
	31.12.2020	31.12.2021	на начало периода	на конец периода		
1	2	3	4	5	6	7
<b>Выручка</b>	65 214	68 630	100,0	100,0	3 416	5,2
Себестоимость продаж	(66 027)	(54 109)	-101,2	-78,8	-11 918	-18,1
Выловая прибыль (убыток)	(813)	14 521	-1,2	21,2	-15 334	-1 886,1
Коммерческие расходы	0	0	0,0	0,0	0	0,0
Управленческие расходы	(6 390)	(7 298)	-9,8	-10,6	908	14,2
Прибыль (убыток) от продаж	(7 203)	7 223	-11,0	10,5	-14 426	-200,3
Доходы от участия в других организациях	0	0	0,0	0,0	0	0,0
Проценты к получению	68	0	0,1	0,0	-68	-100,0
Проценты к уплате	(1 270)	(1 266)	-1,9	-1,8	4	-0,3

	9 406	2 254	14,4	3,3	-7 152	-76,0
Прочие доходы	(14 181)	(509)	-21,7	-0,7	13 672	-96,4
Прочие расходы	(13 180)	7 702	-20,2	11,2	-20 882	-158,4
Прибыль (убыток) до налогообложения	922	(1 898)	1,4	-2,8	2 820	-305,9
Налог на прибыль	0	(1 574)	0,0	-2,3	1 574	0,0
в т.ч. текущий налог на прибыль	922	(324)	1,4	-0,5	-1 246	-135,1
отложенный налог на прибыль	0	0	0,0	0,0	0	0,0
Прочее	(12 258)	5 804	-18,8	8,5	-18 062	-147,3
Чистая прибыль (убыток)						

Основные финансовые коэффициенты ООО «Энерго-Центр»

Показатель	Значение показателя			Изменение показателя	Нормативное значение
	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2021		
коэффициенты ликвидности					
текущей	0,74	1,07	0,33	>1,5	
срочной	0,61	1,07	0,45	>0,8	
абсолютной	0,08	0,28	0,20	>0,2	
коэффициенты финансовой устойчивости					
автономии (финансовой независимости)	0,24	0,26	0,02	0,5-0,8	
финансирования (соотношения собственных и заемных средств)	0,32	0,35	0,04	<0,7	
финансовой устойчивости	0,95	0,95	0,00	<0,6	
обеспеченности собственными оборотными средствами	-19,33	-13,04	6,29	>0,1 от 0,5	
соотношения дебиторской и кредиторской задолженности	0,91	0,92	0,01	±	

Показатели рентабельности и деловой активности ООО «Энерго-Центр»

Показатель	Значение показателя			Изменение показателя
	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2021	
коэффициенты рентабельности				
рентабельность активов (ROA), %	-9,1	2,1	11,2	
рентабельность совокупных активов (ROTA), %	-9,7	2,8	12,6	
рентабельность собственного капитала (ROE), %	-37,7	8,5	46,3	
рентабельность продукции (продаж) (ROS), %	-11,0	10,5	21,6	
коэффициенты деловой активности				
оборачиваемость оборотных средств, оборотов	12,9	5,6	-7,3	
оборачиваемость запасов, оборотов	749,6	626,8	-122,8	
оборачиваемость собственного капитала, оборотов	2,0	1,0	-1,0	
оборачиваемость активов, оборотов	0,5	0,3	-0,2	
оборачиваемость дебиторской задолженности, оборотов	17,8	7,7	-10,1	
период погашения дебиторской задолженности, дни	20,5	47,4	26,9	
оборачиваемость кредиторской задолженности, оборотов	10,9	5,9	-5,0	
период погашения кредиторской задолженности, дни	33,5	62,4	28,9	

Анализ технико-экономических показателей деятельности территориальной сетевой организации ООО «Энерго-Центр», регулирование тарифов на услуги которой осуществляется на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности

№п/п	Показатель	Ед.изм.	Утверждено на 2020 год	Факт 2020 года	Утверждено на 2021 год	Факт 2021 года	Утверждено на 2022 год	Факт 6 месяцев 2022 года
1	НПВ сетевой организации БСЭО (без учета расходов на оплату потерь элекроэнергии)	тыс.руб.	16 347,63	25 319,32	22 837,17	25 853,21	28 002,54	13 659,18
2	Полконтрплатные расходы	тыс.руб.	21 107,16	16 636,05	21 364,04	15 833,57	20 722,92	6 632,71
2.1	Материальные затраты	тыс.руб.	12 641,18	767,28	12 441,36	3 361,78	12 068,00	-565,89
2.1.1	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	2 877,59	379,53	2 832,11	1 126,46	2 747,12	417,83
2.1.2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги)	тыс.руб.	9 763,59	387,75	9 609,25	2 235,32	9 320,88	148,06
2.2	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	7 941,75	8 714,28	7 816,22	9 663,67	7 581,66	4 921,48
2.2.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	27,28	18,00	X	19,00	X	20,00
2.2.2	Среднемесячная заработная плата	руб.	24 529,99	40 343,89	X	41 068,73	X	41 012,33
2.3	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	1 124,23	5 884,65	1 106,46	1 511,34	1 073,26	442,03
2.3.1	Расходы на оплату и услуги сторонних организаций	тыс.руб.	541,60	630,20	533,04	785,65	517,05	329,71
2.3.2	Расходы на услуги внебюджетной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	101,63	59,91	100,02	98,29	50,98	
2.3.3	Расходы на услуги информационные услуги	тыс.руб.	164,36	1,43	161,76	156,91	35,12	
2.3.4	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	205,71	263,53	290,16	280,16	41,85	
2.3.5	Расходы на юридические и консультационные услуги	тыс.руб.	15,46	15,46	84,95	84,95	38,69	
2.3.6	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	220,20	202,46	240,98	196,38	163,07	
2.3.7	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	42,70	42,02	40,76	40,76	66,40	
2.3.8	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	50,16	64,51	49,36	47,88	47,88	
2.3.9	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	32,09	70,15	31,59	32,52	30,64	
2.3.10	Расходы на приобретение	тыс.руб.	348,90	93,91	343,39	8,66	333,08	
2.3.11	Расходы на приобретение в т.ч. в т.ч.	тыс.руб.	1 269,84	1 269,84	1 269,84	1 269,84	702,31	
2.4	Расходы на приобретение заемных средств	тыс.руб.	-	-	-	-	601,92	
2.4.1	Расходы по краткосрочным договорам	тыс.руб.	-	-	-	-	-	
2.4.2	Прочие расходы на кредиты	тыс.руб.	-	-	-	-	-	
2.5	Недополученные на ход оказания	тыс.руб.	4 134,12	8 677,27	3 612,57	10 020,64	3 110,70	
3	Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС»	тыс.руб.	37,02	70,81	34,04	38,50	36,37	
3.1	Полконтрплатные	тыс.руб.	39,69	70,81	34,04	38,50	36,37	
3.2	Литва за услуги имущества и лицензия	тыс.руб.	-	65,60	29,04	83,93	44,47	
3.3	Архивная электросетевая организация	тыс.руб.	-	12,00	30,33	30,33	17,67	
3.3.1	в т.ч. лицензия	тыс.руб.	-	29,04	29,04	29,04	10,77	
3.3.2	Прочая аренда	тыс.руб.	400,80	206,06	204,02	264,97	206,06	
3.4	Налог на имущество, в том числе:	тыс.руб.	155,55	155,55	155,55	155,55	155,55	
3.4.1	Налог на имущество	тыс.руб.	245,25	39,04	48,47	29,41	39,04	
3.4.2	Налог на имущество	тыс.руб.	-	-	-	-	-	
3.4.3	Прочие налоги и сборы	тыс.руб.	-	11,52	8,25	11,52	4,29	



3.5	Средние взносы во внебюджетные фонды	тыс. руб.	2 199,11	1 725,03	2 105,30	1 676,39	1 500,82	882,54
3.6	Амортизация основных средств	тыс. руб.	1 223,16	6 496,52	1 061,01	7 078,57	1 207,51	5 847,86
3.7	Расходы на финансирование капитальных вложений	тыс. руб.	311,36	147,04	142,99	247,74	147,04	40,37
3.8	Прочие нематериальные расходы	тыс. руб.						
3.9	Налог на прибыль	тыс. руб.				635,00		
4	Выпавшие доходы/экономия средств (по п.8.7)	тыс. руб.						
5	Корректировка	тыс. руб.	9 493,65		2 139,44			
6	Снижение расходов	тыс. руб.						
7	Эквивалентная стоимость электроэнергии	тыс. руб.						
8	Литенки компаниям в адрес смежных организаций:	тыс. руб.						
8.1	ПАО "Россети Волга"	тыс. руб.	33 022,93	32 912,64	1 620,30	1 644,04	23 767,45	7 020,80
8.2	ООО "Самарская электротехническая сеть"	тыс. руб.	50 365,42	50 237,59	33 157,55	34 319,19	23 767,45	10 983,77
8.3	ООО "Самарская электротехническая сеть"	тыс. руб.	1 795,93	1 778,37	48,02	48,85	627,77	288,74
8.4	АО "Самарская электротехническая компания"	тыс. руб.	15 357,59	15 357,94	30 967,14	31 557,62	7 375,83	3 442,35
8.5	АО "ЛЮДИНА-ЦЕНТР-С"	тыс. руб.	188,97	188,64			270,74	127,57
8.6	АО "Энергострой-Волга"	тыс. руб.						
8.7	ООО "Энерго"	тыс. руб.						
9	Литенки в компанию от смежных организаций	тыс. руб.	5 655,94	5 350,14	19 836,59	20 573,48	11 968,15	5 923,36
9.1	АО "Энергострой-Волга"	тыс. руб.						
9.2	ООО "Э-Транзит Плюс"	тыс. руб.						
9.3	ООО "Энерго"	тыс. руб.	897,17	917,42	751,34	829,46		
9.4	ПАО "Россети Волга"	тыс. руб.						
9.5	ООО "Ретинальные электротехнические сети"	тыс. руб.	3 221,53	2 898,24	55,65	53,26	44,83	19,19
9.6	ООО "Самарская Сеть"	тыс. руб.	66,17	63,28				
9.7	ООО "СЕТЬВАЯ КОМПАНИЯ "ВОЛГА"	тыс. руб.	1 461,07	1 471,20	18 139,78	18 764,03	10 096,83	5 002,63
9.8	ООО "Людина-Центр-С"	тыс. руб.						
9.9	ООО "ТЕХЭНЕРГОСАЛ"	тыс. руб.	67 239,61	58 959,66	42 003,44	46 819,16	1 826,49	901,54
10	Литенки в сетевую организацию по котловым тарифам	тыс. руб.	607,00	607,03	624,44	624,43	624,44	630,91
11	Компensation уступки единицы эквивалентности	тыс. руб.						
12	Проекционная электротехническая сеть	тыс. руб.	36,32	36,32	38,69	38,69	38,69	38,69
13	Проектирование для осуществления регулируемой деятельности	тыс. руб.						
14	Поступление в сеть всего	тыс. кВт*ч	118 501,44	110 707,97	109 473,51	118 822,51	113 136,44	56 706,50
15	Расход электроэнергии на хозяйственные нужды, всего	тыс. кВт*ч	2 239,68	861,54	2 069,05	1 099,88	2 138,28	750,07
15.1	Потери электроэнергии (потребление)	тыс. кВт*ч	2 239,68	861,54	2 069,05	1 099,88	2 138,28	750,07
15.2	Технологические потери	тыс. кВт*ч						
15.3	Потери от поступления в сеть	%	1,89	0,78	1,89	0,93	1,89	1,32
16	Собственное потребление	тыс. кВт*ч	78 085,02	76 812,49	86 371,02	95 227,69	89 843,99	46 537,63
17	Передача по транситу (закрыто-перетоку)	тыс. кВт*ч						
18	Личный отпуск конечными потребителями	тыс. кВт*ч	38 176,74	33 033,94	21 033,44	22 499,95	21 154,17	9 418,80
18.1	Расчеты на балансе и приравненные к ним группы	тыс. кВт*ч	1 402,44	1 441,20	1 023,31	1 022,75	1 001,66	566,71
18.2	Конечные потребители - юридические лица	тыс. кВт*ч	367,74	31 592,74	20010,130	21 472,20	20152,51	8 852,09
19	Изменение персонала всего	чел.						
19.1	Изменение по регулируемой деятельности	чел.						
20	Фонд начисленной заработной платы в целом по предприятию	тыс. руб.						
20.1	в том числе по регулируемой деятельности	тыс. руб.	7 941,75	8 714,28	7 816,22	9 414,60	7 581,66	5 570,10
20.2	в том числе по заработной плате работников предприятия	тыс. руб.						
21	в том числе по регулируемой деятельности	тыс. руб.						
21.1	в том числе по регулируемой деятельности	тыс. руб.						

22	Валовая выручка по регулируемой виду деятельности	тыс. руб.	72 895,55	64 309,80	61 840,03	67 392,64	58 128,77	25 048,16
23	Валовая выручка по организации в целом	тыс. руб.						
23.1	Доля регулируемого вида деятельности в валовой выручке	%						
23.2	Итого прибыли/убыток по организации в целом	тыс. руб.						
24	Стоимость передачи 1 кВт*ч (без учета компенсации потерь)	руб/кВт*ч	0,14	0,23	0,21	0,22	0,25	0,24
25	Стоимость передачи 1 кВт*ч (с учетом компенсации потерь)	руб/кВт*ч	0,19	0,25	0,27	0,25	0,31	0,28
26	Стоимость содержания 1 условной единицы	руб/1 усл. ед.						

Утвержденная структура расходов на первый год долгосрочного периода регулирования. Факт согласно данным формы № 5 "Отчет о доходах и расходах территориальной сетевой организации, регулирующей тарифы на услуги по передаче электроэнергии в рамках существующих тарифных зон и в границах существующих тарифных зон (2020г)". Факт согласно данным формы № 5 "Отчет о доходах и расходах территориальной сетевой организации, регулирующей тарифы на услуги по передаче электроэнергии в рамках существующих тарифных зон и в границах существующих тарифных зон (2020г)". Факт согласно данным формы № 5 "Отчет о доходах и расходах территориальной сетевой организации, регулирующей тарифы на услуги по передаче электроэнергии в рамках существующих тарифных зон и в границах существующих тарифных зон (2020г)". Факт согласно данным формы № 5 "Отчет о доходах и расходах территориальной сетевой организации, регулирующей тарифы на услуги по передаче электроэнергии в рамках существующих тарифных зон и в границах существующих тарифных зон (2020г)".

### VI. Баланс электрической энергии и мощности на 2023 год

В соответствии с Методическими указаниями установление индивидуальных тарифов осуществляется на основании показателей Таблицы N III.30 на 2023 год (Прилагается).

### VII. Анализ экономической обоснованности расходов

Показатели	Единица измерения	2022 утв.	2023	
			Предложения организации	По расчету экспертной группы
инфляция	%	4,3%	9,00%	6,00%
индекс эффективности операционных расходов	%	7,00%	7,00%	7,00%
количество активов	у.е.	624,44	630,92	630,92
индекс изменения количества активов	%	2,87%	1,04%	1,04%
коэффициент эластичности затрат по росту активов	%	0,75	0,75	0,75
итого коэффициент индексации		0,970	1,022	0,9935

№п/п	Показатели	Единица измерения	2022 утв.	2023	
				Предложения организации	По расчету экспертной группы
1.1.	Материальные затраты	тыс.руб.	12067,99	16 175,86	11 989,15
1.1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	2747,12	2 925,86	2 729,17
1.1.2.	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	9320,88	13 250,00	9 259,98
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	7581,66	20 616,85	7 532,12
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	1075,26	2 070,75	1 066,24
1.3.1.	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	0	0	0
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	517,04	936,64	313,67
1.3.2.1.	Услуги связи	тыс.руб.	97,02	100,41	96,38
1.3.2.2.	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	66,74	72,81	66,30
1.3.2.3.	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	156,91	160,30	155,88
1.3.2.4.	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0	290,16	0,00
1.3.2.5.	Транспортные услуги	тыс.руб.	0	86,78	0,00
1.3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	196,38	246,18	195,10
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	40,76	41,64	40,49
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	47,88	145,44	47,57
1.3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	30,64	329,48	30,44
1.3.6.	Расходы на страхование	тыс.руб.	333,08	340,27	330,91

№п/п	Показатели	Единица измерения	2022 утв.	2023	
				Предложения организации	По расчету экспертной группы
1.3.7.	Другие прочие расходы	тыс.руб.	103,85	257,28	103,17
1.4.	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0	0	0
1.5.	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	0,00	1 599,62	0
1.5.1.	расходы на обслуживание заемных средств	тыс.руб.	0,00	1 269,84	0
1.5.2.	расходы по коллективным договорам	тыс.руб.	0,00	0	0
1.5.3.	прочие расходы из прибыли	тыс.руб.	0,00	329,78	0,00
	<b>ИТОГО подконтрольных расходов</b>	тыс.руб.	<b>20722,91</b>	<b>40 463,08</b>	<b>20 587,51</b>

№п/п	Показатели	Единица измерения	2022 утв.	2023	
				Предложения организации	По расчету экспертной группы
2.1.	Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС»	тыс.руб.	0,00	0	0
2.2.	Теплоэнергия	тыс.руб.	38,5	40,04	40,04
2.3.	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	10,77	85,60	10,77
2.3.1.1	в т.ч. лизинг	тыс.руб.	0	0	0
2.4.	Налоги, всего, в том числе:	тыс.руб.	206,06	264,97	264,97
2.4.1.	плата за землю	тыс.руб.	155,50	227,31	227,31
2.4.2.	налог на имущество	тыс.руб.	39,04	29,41	29,41
2.4.3.	прочие налоги и сборы	тыс.руб.	11,52	8,25	8,25
2.5.	Страховые взносы во внебюджетные фонды	тыс.руб.	1500,82	6 267,52	1 348,48
2.6.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	147,04	247,74	247,74
2.7.	Налог на прибыль	тыс.руб.	0	635,00	635,00
2.8.	Выпадающие доходы по п.87 Основ законодательства об образовании	тыс.руб.	0	0	0
2.9.	Амортизация ОС	тыс.руб.	1207,51	7 284,96	2 042,16
2.10.	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	0	2 860,03	2 260,00
	<b>ИТОГО неподконтрольных расходов</b>	тыс.руб.	<b>3110,7</b>	<b>17 685,86</b>	<b>6 849,17</b>

### Корректировка необходимой валовой выручки

№п/п	Показатели	Единица измерения	2022 утв.	2023	
				Предложения организации	По расчету экспертной группы
1	Корректировка (качество и надежность)	тыс.руб.	196,200	0,00	274,05
2	Выпадающие доходы за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п. 87 Основ законодательства об образовании	тыс.руб.	3972,72	7 695,37	-6 583,20
3	Корректировка (в соответствии с Методическими указаниями 28-с) за 2021 год	тыс.руб.	0,00	1 147,05	0,00
4	Возмещение потерь ИП Капранов	тыс.руб.	0,00	30759,59	0,00

## ИТОГО НВВ на содержание сетей

№п/л	Показатели	Единица измерения	2022 г.г.	2023	
				Предложе- ния органи- зации	По расчету экспертной группы
5	Итого НВВ на содержание сетей	тыс.руб.	22 837,17	100 057,53	21 127,52

Долгосрочные параметры регулирования ООО «Энерго-Центр» установлены приказом Департамента ценового и тарифного регулирования Самарской области от 27.12.2019 № 871 «Об установлении долгосрочных параметров для территориальных сетевых организаций Самарской области, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций».

По расчету ООО «Энерго-Центр» расходы на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2023 год должны составить 100 057,53 тыс.руб.

## Подконтрольные расходы.

В соответствии с Методическими указаниями корректировка подконтрольных расходов ООО «Энерго-Центр» на 2023 год осуществлена экспертной группой с учетом следующих факторов:

величина подконтрольных расходов, принятая в расчет тарифов на 2022 год – 20 722,91 тыс.руб.;  
индекс потребительских цен, определённый Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и плановый период 2024-2025 годов, одобренный Правительством Российской Федерации (далее – ИПЦ на 2023) – 106,0%;  
индекс эффективности операционных расходов – 7%  
индекс изменения количества активов на 2023 год – 1,04%;  
коэффициент эластичности затрат – 0,75.

Таким образом, коэффициент индексации корректировки подконтрольных расходов составил 0,9935.

## Анализ затрат:

- *Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо.* Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 2 729,17 тыс.руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

- *Работы и услуги производственного характера.* Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 9 259,98 тыс.руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

- *Расходы на оплату труда.* Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 7 532,12 тыс.руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

- *Прочие расходы.* Экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в сумме 1 066,24 тыс.руб. с учетом коэффициента индексации, определенного с учетом ИПЦ, индекса эффективности операционных расходов и индекса изменения количества активов.

Таким образом, по расчету экспертной группы подконтрольные расходы на 2023 год с учетом корректировки составят 20 587,51 тыс.руб.

## Неподконтрольные расходы.

Расчет неподконтрольных расходов на 2023 год выполнен экспертной группой на основании представленных обосновывающих материалов, бухгалтерской и статистической отчетности, а также с учетом следующих факторов: величина затрат, принятая в расчет тарифов на 2022 год, индекс потребительских цен, определённый Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и плановый период 2024-2025 годов, одобренный Правительством Российской Федерации.

- *Теплоэнергия.* По расчету организации расходы по данной статье должны составить 40,04 тыс.руб. По результатам анализа представленных материалов, первичной документации, данных статистической и дополнительной отчетности экспертная группа принимает расходы по данной статье по предложению организации в размере 40,04 тыс.руб.

- *Плата за аренду имущества и лизинг.* По расчету организации расходы по данной статье должны составить 85,60 тыс.руб.

В результате анализа представленных материалов по договорам аренды электросетевого оборудования от 01.10.2014 № 47 и от 01.10.2020 № 31, ввиду отсутствия подтверждения начисления собственником арендуемого имущества амортизации и уплаты обязательных платежей (налога на имущество), экспертная группа признает расходы на аренду электросетевого оборудования экономически необоснованными и в расчет тарифов на 2023 год не принимает.

С учетом требований п. 29 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» при определении фактических значений расходов на аренду помещений, аренду транспорта и аренду земельных участков определяются регулирующим органом с использованием (в порядке очередности, если какой-либо из видов цен не может быть применен по причине отсутствия информации о таких ценах):

- установленная на очередной период регулирования цены (тарифы) в случае, если цены (тарифы) на соответствующие товары (услуги) подлежат государственному регулированию;
- расходов (цен), установленных в договорах, заключенных в результате проведения торгов;
- рыночных цен, сложившихся на организованных торговых площадках, в том числе биржах, функционирующих на территории Российской Федерации;
- рыночных цен, предоставляемых организациями, осуществляющими сбор информации о рыночных ценах, разработку и внедрение специализированных программных средств для исследования рыночных цен, подготовку периодических информационных и аналитических отчетов о рыночных ценах.

При отсутствии указанных данных расчетные значения расходов определяются с использованием официальной статистической информации.

С учетом анализа представленных договоров аренды земельных участков, используя информацию об установленных уполномоченными органами цен (тарифов), а также о рыночных ценах, предоставленных организациями, осуществляющими сбор информации о рыночных ценах, подготовку периодических информационных и аналитических отчетов о рыночных ценах, экспертная группа принимает в расчет затраты в части аренды земельных участков в сумме 10,77 тыс.руб.

Таким образом, по расчету экспертной группы расходы по данной статье принимаются в расчет тарифов на 2023 год в размере 10,77 тыс.руб.

Экспертная группа не принимает расходы в сумме 74,83 тыс.руб., в связи с отсутствием экономического обоснования.

- *Налог.* По расчету организации расходы по данной статье должны составить 264,97 тыс.руб. в т.ч.:

- Плата за землю – в размере 227,31 тыс.руб.;

- Налог на имущество – в размере 29,41 тыс.руб.;
- Прочие налоги и сборы – в размере 8,25 тыс.руб.

По результатам анализа представленных материалов, данных бухгалтерской, статистической и дополнительной отчетности, так как организация не представила документы подтверждающие расходы по прочим налогам и сборам экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в размере 264,97 тыс. руб., в т.ч.:

- Плата за землю – в размере 227,31 тыс.руб.;
- Налог на имущество – в размере 29,41 тыс.руб.;
- Прочие налоги и сборы – в размере 8,25 тыс.руб.

- **Страховые взносы во внебюджетные фонды.** По расчету организации расходы по данной статье должны составить 6 267,52 тыс.руб. По расчету экспертной группы расходы по данной статье должны составить 1 348,48 тыс.руб. или 17,90 % от принятых затрат на оплату труда (с учетом расходов на обязательное медицинское страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний).

Показатель	Факт 2021
Расходы на оплату труда, тыс.руб.	9 363,67
Отчисления на социальные нужды (ЕСН), тыс.руб.	1 676,39
Отчисления на социальные нужды (ЕСН), %	17,90%

- **Прочие неподконтрольные расходы.** По расчету организации расходы по данной статье должны составить 247,74 тыс. руб.

По результатам анализа представленных обновляющихся материалов, данных дополнительной и статистической отчетности экспертная группа считает возможным принять затраты по данной статье в размере заявленной организацией.

- **Налог на прибыль.** По расчету организации расходы по данной статье должны составить 1066,70 тыс. руб. Согласно п.20 постановления Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «в необходимую валовую выручку включается величина налога на прибыль организаций по регулируемому виду деятельности, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период».

По данным форм раздельного учета, статистической и бухгалтерской отчетности, представленной ООО «Энерго-Центр» за 2021 год, сумма по налогу на прибыль составила 635,00 тыс.руб.

С учетом вышеуказанного экспертная группа расходы по статье принимает в заявленном организационной.

- **Амортизация.** По расчету организации расходы по данной статье должны составить 7 284,96 тыс. руб.

В соответствии с Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением, при расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

На основании вышеизложенного, в результате анализа представленных материалов экспертной группой произведен расчет амортизации, исходя из максимального срока полезного использования основных средств. В результате расходы по данной статье принимаются в части источника финансирования мероприятий инвестиционной программы в размере 2 042,16 тыс. руб.

Экспертная группа принимает в расчет тарифов расходы на мероприятия инвестиционной программы в части источника ее финансирования – «амортизация основных средств».

- **Прибыль на капитальные вложения.** По расчету организации расходы по данной статье должны составить 2 860,03 тыс. руб.

Действующим законодательством в области регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии определен процентный порог (12% от объема НВВ с учетом ряда условий) в части определения расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли для организаций, регулирование которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Экспертная группа принимает в расчет тарифов расходы на мероприятия инвестиционной программы в части источника ее финансирования – «прибыль на капитальные вложения», в размере 2.260,00 тыс. руб.

Таким образом, по расчету экспертной группы неподконтрольные расходы на 2023 год составят 6 849,17 тыс. руб.

- **Возмещение потерь ИП Капранов.** По расчету организации расходы по данной статье должны составить 1 147,05 тыс. руб. Экспертная группа рассмотрела материалы, представленные в электронном виде на диске: копия договора аренды объектов недвижимости №1/2016 от 18.05.2016 между ИП Капранов А.С., и ИП Чибрикова Е.И., копии актов об осуществлении технологического присоединения.

В соответствии с п.6 Правил неограниченного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (далее – Правила № 861) «Начиная с 1 января 2020 г. фактические расходы собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства, не оказывающего услуги по передаче электрической энергии на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, на приобретение электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в объеме технологических потерь электрической энергии, возникших в его объектах электросетевого хозяйства в связи с обеспечением перетока электрической энергии в энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии, которые присоединены к таким объектам электросетевого хозяйства на основании договора об осуществлении технологического присоединения, заключенного такими собственниками или иными законными владельцами объектов электросетевого хозяйства в соответствии с Правилами 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, в период, в котором указанный собственник или иной законный владелец объектов электросетевого хозяйства оказывал с их использованием услуги по передаче электрической энергии на территории соответствующего субъекта Российской Федерации (далее – объекты электросетевого хозяйства, с использованием которых осуществляется переток электрической энергии), подлежит компенсации территориальной сетевой организацией, к электрическим сетям которой присоединены такие объекты электросетевого хозяйства, по заявлению указанного собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства.»

Буквальное содержание норм пункта 6 Правил № 861 свидетельствует о том, что не любой владелец объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающий переток электрической энергии, вправе получить компенсацию фактических расходов на оплату потерь электроэнергии в своих сетях в порядке, предусмотренном пунктами 6.6(1) и 6(2) Правил № 861. Механизм компенсации потерь электрической энергии, предусмотренный постановлением Правительства № 1857, распространяется только на собственников (владельцев) объектов электросетевого хозяйства, лишенных статуса территориальной сетевой организации в связи с несоответствием

установленным Правительством Российской Федерации критериям, и только в части объемов передачи электрической энергии потребителям, технологически присоединенным к электрическим сетям такого собственника (владельца) в период осуществления им функций территориальной сетевой организации.

Для ИП Капранов А.С. ранее не утверждался тариф на оказание услуг по передаче электрической энергии, то есть он никогда не обладал статусом территориальной сетевой организации и, соответственно, не был лишен такого статуса в силу несоответствия критериям сетевой организации.

Позиция экспертной группы подтверждается постановлением Арбитражного суда Уральского округа от 24.06.2021 № Ф09-3151/21.

На основании вышеизложенного, в результате анализа представленных материалов экспертной группой не принимаются расходы в расчет тарифов по данной статье.

**Корректировка НВВ (надельности, и качество).** Согласно приказу ФСТ Российской Федерации от 26.10.2010 № 254 -Э/Г Методические указания, устанавливающие порядок расчета и применения понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемые деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

Таким образом, в необходимую валовую выручку включаются расходы, из расчета необходимой валовой выручки за 2021 год (по регулируемому виду деятельности) в сумме 274,05 тыс. руб.

**Корректировка НВВ (в соответствии с Методическими указаниями 98-Э)**

В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ № 1178 и Методических указаний № 98 экспертной группой осуществлена корректировка необходимой валовой выручки с учетом фактических параметров за предыдущий период регулирования.

Таким образом, по расчету экспертной группы величина корректировки необходимой В соответствии с пунктом 11 Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-Э) в состав необходимой валовой выручки регулируемой организации включаются «расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных в том числе по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования» (В).

Величина  $V_i$  определяется в соответствии с формулой (3) Методических указаний.

$$V_i = (V_i^{\text{план}} + V_i^{\text{корр.ИП}}) \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + V_i^{\text{распредел.}}, (3)$$

$V_i^{\text{распредел.}}$  - расходы i-го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.). Указанные расходы определяются следующим образом:

$$V_i^{\text{план}} = \Delta NPP_i + \Delta NRP + \Delta YU_i + \Delta NHBV_i^{\text{сов}} + \text{ПО}_i, (4)$$

где:

$\Delta NPP_i$  - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов.

$\Delta NRP_i$  - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

$\Delta YU_i$  - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году i-2, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации, по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящейся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может приниматься как положительная, так и отрицательная значения.

$\Delta NHBV_i^{\text{сов}}$  - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

$\text{ПО}_i$  - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска электрической энергии и цен на электрическую энергию;

$I_i$  - индекс потребительских цен, определенный на i-й год долгосрочного периода регулирования;

$I_{i-1}$  - индекс потребительских цен, определенный на i-1 год;

В соответствии с данными, отраженными в заключении, экспертной группой проведены расчеты в соответствии с методическими указаниями:

Корректировка неподконтрольных расходов

$$\Delta NPP_i = 639,3 \text{ тыс. руб.}$$

Корректировка неподконтрольных расходов

$$\Delta NRP_i = NRP_{i-2}^{\text{расч.факт}} - NRP_{i-2}^{\text{расч.план}}$$

$$\Delta NRP_i = 819,42 \text{ тыс.руб.}$$

Корректировка в связи с изменением полезного отпуска и цен на электрическую энергию

$$\text{ПО}_i = \min \{ \text{ПО}_i^{\text{Э}_1}, \text{ПО}_i^{\text{Э}_2} \} \cdot \text{ПП}_i^{\text{Э}_1} \cdot \text{Э}_{i,1}^{\text{эмф}} \cdot \text{ПП}_i^{\text{Э}_2} \cdot \text{Э}_{i,2}^{\text{эмф}} \cdot N_{i,1} \cdot N_{i,2} (8),$$

$$\text{ПО}_i = (-3 019,6) \text{ тыс.руб.}$$

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности

19

$$\Delta \text{НВВ}_{\text{од}}^{\text{сод}} = \text{НВВ}_{I-2}^{\text{сод}} - \text{НВВ}_{I-2}^{\phi}$$

$$\Delta \text{НВВ}_{\text{од}} = (-3\,891,78) \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, корректировка НВВ за 2023 год составила (-5 452,65) тыс.руб.

Итого корректировка НВВ с учетом ИПЦ составила:

$$I_{I-1} - \text{ИПЦ } 2022 \text{ г.} = 13,9 \%$$

$$I_I - \text{ИПЦ } 2023 \text{ г.} = 6,0 \%$$

$$\text{Выезд} = (-6583,20) \text{ тыс.руб.}$$

- **Валидация доходов.** По расчету организации расходы по данной статье затрат составили 30759,59 тыс.руб. В результате анализа представленных материалов, бухгалтерской и статистической отчетности экспертная группа расходы по данной статье в расчет тарифов на 2023 год не принимает в связи с отсутствием экономического обоснования.

По расчету экспертной группы экономически обоснованные расходы, необходимые для осуществления регулируемого вида деятельности на 2023 год составят 21 127,52 тыс.руб.:

**подконтрольные расходы:**

$$2023 \text{ год} - 20\,587,51 \text{ тыс. руб.}$$

**неподконтрольные расходы:**

$$2023 \text{ год} - 6\,849,17 \text{ тыс. руб.}$$

**корректировка НВВ (качество и надежность) - 274,5 тыс.руб.**

**корректировка НВВ (в соответствии с Методическими указаниями 98-9) - (-6 583,20) тыс.руб.**

В расчет тарифов принимаются расходы на покупку технологического расхода (потерь) электрической энергии 7 712,14 тыс.руб.

#### VIII. Заключение

1. Расчет тарифов и формы представления предложений по установлению тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «Энерго-Центр» соответствуют нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.
2. Экспертная группа принимает в расчет тарифов на 2023 год валовую выручку, необходимую для осуществления регулируемого вида деятельности ООО «Энерго-Центр».

ООО «Энерго-Центр»	Год	НВВ сетевой организации без учета оплаты потерь тыс. руб.
	2023	21 127,52

На основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующие органы рассчитывают необходимую валовую выручку регулируемой организации на каждый год очередного долгосрочного периода регулирования.

3. Гарантирующие поставщики и энергосбытовые организации заключают с сетевыми организациями договоры оказания услуг по передаче электрической энергии в отношении точек поставки на розничном рынке обслуживаемых ими потребителей. Услуги по передаче электрической энергии, оказываемые в интересах обслуживаемых ими потребителей, оплачиваются по единым (котловым) тарифам, установленным приказом Департамента.

4. Экспертной группой расчет индивидуальных межсетевых тарифов выполнен в соответствии с требованиями методических указаний на основании показателей Таблицы N III.30 на 2023 год (Прилагается).

5. На основании вышеизложенного, экспертная группа предлагает установить следующие индивидуальные тарифы для взаиморасчетов ООО «Энерго-Центр» со смежными сетевыми организациями:

С 01.01.2023 по 31.12.2023

Наименование сетевых организаций	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	Ставка за содержание сетей	Ставка за оплату технологического расхода (потери)	
	руб./МВт*мес	руб./МВт*ч.	руб./кВт*ч
ООО «Энерго-центр» - филиал ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети»	81 965,69	45,86	0,17878
ООО «Энерго-центр» - АО «Самарская сетевая компания»	81 965,69	45,86	0,17795
ООО «Энерго-центр» - ООО «Самарская электро-сетевая компания»	81 965,69	45,86	0,17597
ООО «Энерго-центр» - ООО «Региональные электрические сети»	81 965,69	45,86	0,18248
ООО «Энерго-центр» - ООО «Энерго»	81 965,69	45,86	0,20616

В паре смежных сетевых организаций первая организация – плательщик, вторая – получатель платы.

6. В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.07.1998 № 700 «О ведении раздельного учета затрат по регулируемому виду деятельности в энергетике» ООО «Энерго-Центр» необходимо ведение раздельного учета затрат по регулируемому виду деятельности (производство электрической энергии (мощности); производство тепловой энергии; услуги по передаче электрической энергии (мощности); сбыт (реализация) электрической энергии).

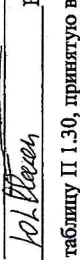
Руководитель экспертной группы

 А.А. Гаршина

Члены экспертной группы:

 Т.О. Смурьгина

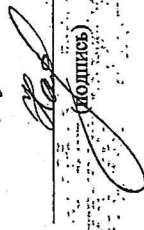
 Д.О. Гусев

 Ю.Ю. Ипенина

С материалами дела ознакомлен. Проекты приказов и таблицу П 1.30, принятую в расчет тарифов на 2023 год получил:

Уполномоченный Представитель организации ООО Энерго-Центр

Владимир Владимирович Копылов (Доверенность №, дата, должность, Ф.И.О.) 10.1.2019. Директор ООО Энерго-Центр

 (Подпись)

10.1.2022 11 2022 год

