

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА

ЗАСЕДАНИЯ

КОЛЛЕГИИ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И

ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

от 27 декабря 2018 г. № 8-2

ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ КОЛЛЕГИИ,

РУКОВОДИТЕЛЬ ДЕПАРТАМЕНТА РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ

МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО

ХОЗЯЙСТВА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. ГАРШИНА

Присутствовали:

Руководитель управления правовой работы
и административной практики

В.Б. Агаджанов

Руководитель управления экономического
мониторинга и анализа департамента экономики
и планирования инвестиций

Н.В. Винокурова

Руководитель управления
энергетики

В.В. Маслов

Руководитель управления регулирования
коммунальной инфраструктуры и газоснабжения

Ю.А. Мокшин

Руководитель управления регулирования
электроэнергетики

Т.О. Смурulina

Представитель УФАС по Самарской области

С.В. Шепененко

Представители:

Заместитель генерального директора

ООО «ТольяттиЭнергоСбыт»

А.Ю. Камышев

Заместитель генерального директора
по экономике и финансам ПАО «Самараэнерго»
начальник ОБИ ЦРР ПАО «Самараэнерго»
заместитель директора по экономике и финансам
АО «СамараторенергоСбыт»

А.В. Сергеев
Д.С. Зыновцев

Начальник отдела реализации

Д.С. Калмыков

ООО «Транснефть-ЭлектроСервис»

Н.А. Никитин

Заместитель директора ООО «ЭНЕРГОХОЛДИНГ»

Е.А. Алмаев

Инженер энергетики ООО «Долбина-Центр-С»

А.А. Перушкин

Руководитель направления ООО «СамараСеть»

Ю.Р. Пашина

Заместитель начальника дирекции ОАО «РЖД»

А.А. Ефимов

Начальник экономического управления

АО «Самарская сетевая компания»

Е.В. Сухомлинова

Директора по экономике и финансам

АО «Самарская сетевая компания»

Генеральный директор ООО «Юг сет»

Ю.А. Кириллов
Д.С. Тихомиров

Генеральный директор ООО «СамЭСК»

А.Г. Каляпин

Заместитель генерального директора
по экономике и финансам

А.В. Мильчакова

Секретарь заседания:

Главный консультант управления

регулирования электроэнергетики

Н.А. Захарова

1. Установление сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии по Самарской области на 2019 год

(Смурulina Т.О.)

2. Установление долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций, индивидуальных межсетевых тарифов на 2019 г.

и корректировка необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций на 2019 г. в рамках долгосрочного периода регулирования

(Смурulina Т.О.)

2.4. АО "Арконик СМЗ":

2.4.1. - корректировка необходимой валовой выручки на 2019 г.;

2.4.2. - установление индивидуальных тарифов для взаиморасчетов со смежными сетевыми организациями на 2019 год.

ВОПРОС № 2.4.

По поставленному на повестку вопросу выступил руководитель управления регулирования тарифов Смурulina Т.О.

Расхождение дела об установлении индивидуальных межсетевых тарифов на 2019 год и корректировке необходимой валовой выручки на 2019 год осуществлено по представленным в Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области (далее – Министерство) заявлению АО «Арконик СМЗ» 11.04.2018г. № 900/139 и обосновывающим материалам.

Экспертной группой управления регулирования электроэнергетики департамента регулирования тарифов Министерства (далее - экспертная группа) проведен анализ соответствия АО «Арконик СМЗ» критериям отнесения выделяемых объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 "Об отнесении выделяемых объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям".

п/п	Наименование критерия	Оценка
1.	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными способами трансформации (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулирующей деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 10 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), расположенными и используемыми для осуществления регулирующей деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма мощностей которых по трассе составляет не менее 15 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжений: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ.	35 кВ 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ
3.	Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельцев объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставленных товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае предоставления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставленных товаров и оказываемых услуг, или непредоставления таких данных.	Отсутствует
4.	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.	Тел. 8 (846) 278-31-84
5.	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".	Адрес: https://ksozsmz.ru
6.	Отсутствие во владении и (или) пользования объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулирующей деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.	Отсутствует

Информация о соответствии АО «Арконик СМЗ» 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 Министерства в установленном постановлением сроку.

Учитывая вышеизложенное АО «Арконик СМЗ» включено в перечень сетевых 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 АО «Арконик СМЗ» проведена экспертной группой в

соответствии с действующими нормативными актами по государственному регулированию тарифов на электрическую энергию и услуги по ее передаче.

VI. Баланс электрической энергии и мощности, уровень технологического расхода потерь и объем условных единиц на 2019 г.

В соответствии с Методическими указаниями установление индивидуальных тарифов осуществляется на основании показателей Таблицы N III.30 (с разбивкой на I и II полугодие) 2019 года (Приложение).

Экспертной группой величина потерь электрической энергии в рамках долгосрочного периода регулирования, рассчитана исходя из уровня технологического расхода (потерь) утвержденного приказом Министерства энергетики и ЖКХ Самарской области от 28.11.2014 № 406 «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».

VII. Анализ экономической обоснованности расходов (с учетом собственного потребления)

Расчет коэффициента индексации			
Показатели	Единица измерения	2019	
		Предложения организации	По расчету экспертной группы
инфляция	%	3,70%	4,60%
индекс эффективности операционных расходов	%	1,00%	1,00%
количество активов	у.е.	4778,53	4778,53
индекс изменения количества активов	%	0,00%	0,00%
коэффициент значимости затрат по росту активов		0,75	0,75
итого коэффициент индексации		1,0266	1,0355

Расчет подконтрольных расходов				
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2018 утв.	2019
				Предложения организации
1.1.	Материальные затраты	тыс.руб.	3 956,99	16970,5
1.1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	0,00	3671,8
1.1.1.	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	3 956,99	13298,7
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	10 129,57	37446,6
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	1 282,14	1320,1
1.3.1.	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	0,00	0,00
1.3.2.1.	Услуги связи	тыс.руб.	0,00	0,00
1.3.2.2.	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	0,00	0,00

1.3.2.3.	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.4.	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.5.	Транспортные услуги	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.6.	Расходы на страхование	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.3.7.	Другие прочие расходы	тыс.руб.	1 282,14	1 320,1	1 327,7
1.4.	Электронергия на хоз. нужды	тыс.руб.	141,40	145,6	146,4
1.5.	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	1 304,93	1 343,6	1 351,3
1.5.1.	расходы на обслуживание заемных средств	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.5.2.	расходы по коллективным договорам	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.5.3.	прочие расходы из прибыли	тыс.руб.	1 304,93	1 343,6	1 351,3
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	16 815,03	57226,2	17412,6

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2018 утв.	2019	
				Предложения организации	По расчету экспертной группы
2.1.	Оплата услуг ЦАО «ФСК ЕЭС»	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.2.	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.3.	Плата за аренду имущества и лифтинг	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.3.1.	в т.ч. электроснабжение	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
2.4.	Надотт, всего, в том числе:	тыс.руб.	667,00	2464,2	747,3
2.4.1.	налог на имущество	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0
2.4.2.	налог на имущество	тыс.руб.	667,00	2464,2	747,3
2.4.3.	прочие налоги и сборы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0
2.5.	Страховые взносы во внебюджетные фонды	тыс.руб.	3 158,40	11645,9	3209,8
2.6.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0
2.7.	Налог на прибыль	тыс.руб.	327,20	335,9	335,9
2.8.	Выплаченные доходы по п.87 Основ	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0
2.9.	Амортизация ОС	тыс.руб.	3 072,39	13166,6	3072,39
2.10.	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0
	ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс.руб.	7 224,99	29612,6	7365,4

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2018 утв.	2019	
				Предложения организации	По расчету экспертной группы
3	Выплаченные доходы за исключением выплаченных доходов, учтенных в соответствии с п. 87 Основ	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
4	Корректировка НВБ (качество и надежность)	тыс.руб.	46,40	45,00	46,9
5	Корректировка НВБ	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
6	Корректировка НВБ (оптимизация)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00

ИТОГО НВБ на содержание сетей					
№ п/п	Показатели	Единица измерения	2018 утв.	2019	
7	Итого НВБ на содержание сетей	тыс.руб.	24 086,42	86 883,8	24 824,9

Долгосрочные параметры регулирования АО «Арконик СМЗ» установлены приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области от 28.1.2014 № 406 «Об установлении долгосрочных параметров для территориальных сетей организаций Самарской области, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетей организаций».

По расчету АО «Арконик СМЗ» расходы на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2019 год должны составить 86 883,8 тыс.руб.

Подконтрольные расходы.

В соответствии с Методическими указаниями корректировка подконтрольных расходов АО «Арконик СМЗ» на 2019 год осуществлена экспертной группой с учетом следующих факторов:

величина подконтрольных расходов, принятая в расчет тарифов на 2018 год – 16815,0 тыс.руб.;

индекс потребительских цен, определенный Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год и плановый период 2020-2024 годов, одобренный Правительством Российской Федерации (далее – ИПЦ на 2019) – 104,6%;

индекс эффективности операционных расходов - 1%

индекс изменения количества активов на 2019 год – 0%;

коэффициент эластичности затрат – 0,75.

Таким образом, коэффициент индексации корректировки подконтрольных расходов составил 1,0355.

- Материальные затраты. По данным АО «Арконик СМЗ» расходы по статье составляют 16970,5 тыс.руб.

Экспертной группой затраты по статье определены с учетом коэффициента индексации корректировки подконтрольных расходов и составили 4097,6 тыс.руб.

- Затраты на оплату труда. По данным АО «Арконик СМЗ» расходы по статье составляют 37446,4 тыс.руб.

Экспертной группой затраты по статье определены с учетом коэффициента индексации корректировки подконтрольных расходов и составили 10489,6 тыс.руб.

- Прочие расходы. По данным АО «Арконик СМЗ» расходы по статье составляют 1320,1 тыс.руб.

Экспертной группой затраты по статье определены с учетом коэффициента индексации корректировки подконтрольных расходов и составили 1327,7 тыс.руб.

- **Экспертная группа на хозяйственные нужды.** По данным АО «Арконик СМЗ» расходы по статье составляют 145,4 тыс. руб.

Экспертной группой затраты по статье определены с учетом коэффициента индексации корректировки подконтрольных расходов и составили 146,4 тыс. руб.

- **Подконтрольные расходы из прибыли.** По данным АО «Арконик СМЗ» расходы по статье составляют 1343,6 тыс. руб.

Экспертной группой затраты по статье определены с учетом коэффициента индексации корректировки подконтрольных расходов и составили 1351,3 тыс. руб.

Таким образом, экспертной группой подконтрольные расходы на 2019 год определены в размере 17412,6 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы.

Расчет неподконтрольных расходов на 2019 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 2018 год, индекс потребительских цен, определенный Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год и плановый период 2020-2024 годов, одобренный Правительством Российской Федерации.

- **Налог.** По расчету организации расходы по данной статье должны составить 2464,2 тыс. руб. В результате анализа представленных материалов, расходы по данной статье приняты экспертной группой в сумме 747,3 тыс. руб.

- **Страховые взносы во внебюджетные фонды.** По расчету экспертной группы расходы по данной статье должны составить 3209,8 тыс. руб. (с учетом расходов на обязательное медицинское страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний), исходя из фактической ставки взносов за истекший предыдущий год.

- **Налог на прибыль.** Расходы по статье экспертной группой принимаются в размере, заявленном организацией – 335,9 тыс. руб.

- **Амортизация.** По расчету организации расходы по данной статье должны составить 15166,6 тыс. руб. Экспертная группа считает возможным принять затраты по статье в размере 3072,4 тыс. руб.

Таким образом, по расчету экспертной группы неподконтрольные расходы на 2019 год с составят 7365,4 тыс. руб.

- **Корректировка НВВ.** Согласно приказу ФСТ Российской Федерации от 26.10.2010 № 254 -з/1 Методические указания, устанавливающие порядок расчета и применения понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемое производство, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

КНК - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимого валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг).

По расчету экспертной группы по АО «Арконик СМЗ» коэффициент КНК, признается повышающим и устанавливается равным (1,3%), т.е. плановое значение «Достигнуто со значительным улучшением».

Таким образом, в необходимую валовую выручку включаются расходы, из расчета необходимой валовой выручки за 2017 год (по регулируемому виду деятельности) в сумме 46,9 тыс. руб.

По расчету экспертной группы экономически обоснованные расходы, необходимые для осуществления регулируемого вида деятельности, на 2019 год с учетом корректировки необходимой валовой выручки составят 24824,9 тыс. руб., в т.ч.:

подконтрольные расходы:

2019 год – 17412,6 тыс. руб.

неподконтрольные расходы:

2019 год – 7365,4 тыс. руб.

корректировка НВВ – 46,9 тыс. руб.

Так как АО «Арконик СМЗ» осуществляет передачу электрической энергии сторонним потребителям и для собственного потребления, в соответствии с Методическими указаниями распределение указанных расходов между суббонетантами и организацией производится пропорционально отпуску (переваче) электрической энергии.

В результате по расчету экспертной группы расходы с учетом доли передачи электрической энергии сторонним потребителям на 2019 год составят 3151,59 тыс. руб.

подконтрольные расходы:

2019 год – 2181,8 тыс. руб.

неподконтрольные расходы:

2019 год – 922,8 тыс. руб.

корректировка НВВ – 46,9 тыс. руб

В расчет тарифов принимаются расходы на покупку технологического расхода (потерь) электрической энергии 8365,1 тыс. руб.

VIII. Заключение

1. Расчет тарифов и формы предоставления предложений по установлению тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям АО «Арконик СМЗ» соответствуют нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

2. Экспертная группа принимает в расчет тарифов на 2019 год валовую выручку, необходимую для осуществления регулируемого вида деятельности АО «Арконик СМЗ»:

АО «Арконик СМЗ»	Год	НВВ сетевой организации без учета оплаты потерь, тыс. руб.
	2019	3151,59

На основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов, определяемых на долгосрочный период регулирования, регулирующее 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 Министерства.

4. Экспертной группой расчет индивидуальных межсетевых тарифов выполнен в соответствии с требованиями методических указаний на основании показателей Таблицы № П11.30 (с разбивкой на I и II полугодие) 2019 год (Прилагается).

5. На основании вышеизложенного, экспертная группа предлагает установить следующие индивидуальные тарифы для взаиморасчетов АО «Арконик СМЗ» со смежными сетевыми организациями.

С 01.01.2019

Организация платящих	Организация получатель	Тариф по ставке на содержание, руб. за мет.ватт*мес.ц	Тариф по ставке на оплату потерь, руб за мет.ватт*час	относительный III, рублей за кВт*ч	5
1	2	3	4		
АО "Арконик СМЗ"	ЗАО "Самарская сетевая компания"	7181,87	29,48	0,04060	
АО "Арконик СМЗ"	ООО "СамарСеть"	7181,87	29,48	0,04043	
АО "Арконик СМЗ"	филиал "Уральский" ОАО "Оборонэнерго"	7181,87	29,48	0,04366	
АО "Арконик СМЗ"	ОАО ИРСК Волга	7181,87	29,48	0,04058	

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.07.1998 № 700 «О ведении раздельного учета затрат по регулируемому виду деятельности в энергетике» АО «Арконик СМЗ» 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.

Председатель заседания Гаршина А.А. отметила, что подготовленное организацией Особо

«ВОЗДЕРЖАЛИСЬ»:

(Смургина Т.О.)

По поставленному на повестку вопросу выступили руководитель управления регулирования тарифов Смургина Т.О.

Расчет единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям на территории Самарской области, выполнен экспертной группой управления регулирования электроэнергии департамента регулирования тарифов министерства (далее - экспертная группа) в соответствии с действующими нормативными актами министерства по государственному регулированию тарифов на электрическую энергию и услуги по ее передаче.

Нормативно-правовая база установления единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии:

Гражданский кодекс Российской Федерации;

Электрoэнергия на хозяйственные нужды. По данным «Анжик

Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 "О
пенообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;

Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-з «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 Минэнерго РФ от 29.06.2010 № 296 «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 систем организаций»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861 «Об утверждении Правил неэлектромеханического доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил неэлектромагнитного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил неэлектромеханического доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания 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 06.08.2004г. № 20-9/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (далее – Методические указания);

Приказ ФАС России от 21.11.2017 N 1554/17 "Об утверждении методических указаний по расчету бытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов" (Зарегистрировано в Минюсте России 24.11.2017 N 48992);

Приказ ФАС России от 27 ноября 2018 года № 1649н/18-ДСП «Об утверждении сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭО России по субъектам Российской Федерации на 2019 год»;

Приказ ФАС России от 19.12.2018 № 1819/18 «Предельные минимальные и максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам РФ на 2019 год»;

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

НВБ сетевых организаций региона без учета оплаты потерь, учтенная при расчете единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год составила 20 793 438 тыс. руб.

Расчетная величина перекрестного субсидирования в тарифах на передачу электрической энергии на 2019 год составила 9 477 888,15 тыс. рублей. Распределение указанной величины перекрестного субсидирования по уровням напряжения осуществлено в соответствии с требованиями пункта 81(5) Основ ценообразования.

В связи с вышеизложенным, экспертная группа предлагает принять решение об установлении единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии на 2019 год согласно Приложению.

Вопросов у членов коллегии по выступлению Смаурыгиной Т.О. не возникало.

Таршина А.А. предложила установить предложенные единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2019 год. Согласно Приложению.

Вопросов у членов коллегии по предложению Гаршиной А.А. не возникало.

Результаты голосования:

«ЗА»: Агаджанов В.Б., Винокурова Н.В., Гаршина А.А., Маслов В.В., Мокшин Ю.А., Смургина Т.О.

«ПРОТИВ»: «ВОЗДЕРЖАЛИСЬ»:

4. Утверждение стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2019 год.

(Смургина Т.О.)

ВОПРОС № 4.

По поставленному на повестку вопросу выступили руководитель управления регулирования тарифов Смургина Т.О.

Рассмотрение дела по установлению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2019 год осуществлено по представленным в Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области (далее – Министерство) заявлениям и обосновывающим материалам:

1. Филиал ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» 29.10.2018 №МР6/121/102574;
2. АО «ОРЭС – Тольятти» от 25.10.2018 № 3604;
3. ООО «Газпром энергет» (Саратовский филиал) от 29.10.2017 № 61-03-07/2433;
4. ООО «Самара сети» от 23.10.2018 №2574;
5. ООО «Сетевая компания» от 01.11.2018 №403;
6. ООО «Энерго» от 25.10.2018 №1816;
7. ЗАО «Энергетика и связь строительства» от 08.10.2018 г. № 2200;
8. АО «Самарнефтегаз» от 29.10.2018 г. № СНГ-10/3-08230;
9. Филиал «Приволжский» АО «Оборонэнерго» от 10.09.2018 г. УРЛ/030/1883;
10. ООО «Технология универсальных решений» от 30.10.2018 №194;
11. АО «Самарская сетевая компания» от 31.10.2018 №16324;
12. ООО «Ставропольская Энергосеть» от 23.10.2018 № 42;

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

Экспертной группой рассмотрены следующие документы:

1. Расчет ставок на технологическое присоединение вышеуказанных организаций, группы в ходе проведения экспертизы;
 2. Дополнительные материалы, представленные предпринимателем на запроса экспертной группы в ходе проведения экспертизы;
 3. Бухгалтерская и статистическая отчетность на последнюю отчетную дату.
- Достоверность предоставленной информации подтверждена подписями руководителя организации. Ответственность за достоверность исходных данных несет предоставлявшая их организация.

VI. Заключение

В соответствии с федеральным законом от 30.12.2015 № 450-ФЗ «О внесении изменений в статью 23.2 Федерального закона «Об электроэнергетике» стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, рассчитываются и устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов единицами для всех территориальных сетевых организаций на территории субъекта Российской Федерации, в частности с использованием метода сравнения аналогов.

Указанные стандартизированные тарифные ставки дифференцируются исходя из состава мероприятий по технологическому присоединению, обусловленных в том числе видами и техническими характеристиками объектов электросетевого хозяйства, уровнем напряжения в точке присоединения энергопринимающих устройств, максимальной мощностью присоединяемых энергопринимающих устройств и категорий надежности энергоснабжения, и по иным установленным федеральными законами основаниям в соответствии с основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Министерство произвело расчет ставок за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на 2019 в соответствии с требованиями приказа ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» на основании фактических данных, предоставленных территориальными сетевыми организациями. По результатам расчетов рост отсылных ставок на 2019 год составил до 600% к уровню 2018 года, в том числе по следующим ставкам:

Стандартизованная ставка	Утверждено на 2018 год	По расчету экспертной группы на 2019 год	Рост, %
2.3.1.3.2	1432832,4	3501546,1	244,4
2.3.1.3.3	1487844	3272723,0	220,0
2.3.1.3.4	1688970,45	10433103,0	617,7
3.1.2.2.5	2543731,5	3417635,0	134,4
3.4	7838942,1	14186477,0	181,0
5.1.1.4	5149,22	7003,0	136,0
5.1.2.5	9250,7	14827,0	160,3

В целях сохранения инвестиционной привлекательности региона, а так же руководствуясь решениями Правительства Российской Федерации о сохранении доступности технологического присоединения к электрическим сетям, на заседании межведомственной комиссии по вопросам ценовой и тарифной политики Самарской области под председательством вице-губернатора – председателя Правительства Самарской области А.П. Нефедова принято решение от 03.12.2017 №5пр установить единые стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности за технологическое присоединение к электрическим сетям на 2019 год для всех территориальных сетевых организаций Самарской области с ростом не выше 25% к уровню ставок, установленных приказом министерства приказа министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области от 27.12.2017 № 897 "Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности, формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2018 год".

В соответствии с вышеизложенным, а также учитывая результаты расчета ставок за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на 2019, выполненный экспертной группой в соответствии с требованиями приказа ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» экспертная группа департамента тарифного регулирования министерства предлагает установить следующие ставки на технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области на 2019 год:

ЕДИНЫЕ СТАНДАРТИЗИРОВАННЫЕ ТАРИФНЫЕ СТАВКИ,

применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства расположенных на территории городских населенных пунктов, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

уровнем напряжения до 35 кВ:			
5.1	трансформаторные подстанции (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП)		
5.1.1	однотрансформаторные (1) и двухтрансформаторные (2) более (k = 2)		
5.1.1.1	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)		
5.1.1.1.2	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	19570,43
5.1.1.2	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	15035,88
5.3.1.1.3	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	8135,0
5.4.1.1.4	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	6436,53
5.5.1.1.5	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	3977,0
5.6.1.1.2.3 (ВКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	15035,84
5.7.1.2.4 (ВКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	14740,95
5.8.1.1.2.5 (ВКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	11563,38
5.9.1.1.2.6 (ВКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	9673,25

Примечание:

- В состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.
- Временным технологическим присоединением является технологическое присоединение энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения на уровне напряжения ниже 35 кВ.

осуществляемое на ограниченный период времени для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств. При временном технологическом присоединении заявителем самостоятельно обеспечивается проведение мероприятий по возведению новых объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств. При этом сетевая организация обязана обеспечить техническую подготовку соответствующих объектов электросетевого хозяйства для временного технологического присоединения.

ЕДИНЫЕ СТАНДАРТИЗОВАННЫЕ ТАРИФНЫЕ СТАВКИ, применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, расположенных на территории, не относящихся к территории городских населенных пунктов, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

№ п/п	Перечень стандартизованных тарифных ставок	Уровень напряжения	Единица измерения	Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения	Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением временной схемы электроснабжения
1.	С ₁ , стандартизованная 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 по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям (кроме подпунктов «б»):	х	руб. за одно присоединение, без НДС	15638,77	15638,77
1.1.	С _{1.1} , подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ)	х	руб. за одно присоединение, без НДС	7286,05	7286,05
1.2.	С _{1.2} , проверка сетевой организацией выполнения заявителем технических условий	х	руб. за одно присоединение, без НДС	8352,72	8352,72
2. С ₂ , стандартизованная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи (ВЛ):					
2.1.	материал опоры (деревянные (l = 1), металлические (l = 2), железобетонные (l = 3))				
2.1.1.	тип провода (изолированный провод (k = 1), неизолированный провод (k = 2))				
2.1.1.1.	материал провода (медный (l = 1), стальной (l = 2), сталеалюминиевый (l = 3), алюминевый (l = 4))				
2.1.1.1.1.	сечение провода (диапазон до 25 квадратных мм включительно (m = 1), от 25 до 50 квадратных мм включительно (m = 2), от 50 до 75				

2.1	2.3.1.3.2	квадратных мм включительно (m = 3) от 75 до 100 квадратных мм включительно (m = 4), от 100 до 200 квадратных мм включительно (m = 5), свыше 200 квадратных мм (m = 6)	НН (0,4 кВ и ниже)	руб/км, без НДС	1791040,5
2.2	2.3.1.3.3		НН (0,4 кВ и ниже)	руб/км, без НДС	1859805,0
2.3	2.3.1.3.4		НН (0,4 кВ и ниже)	руб/км, без НДС	1621277,0
2.4	2.3.1.3.4		СН2 (20-1 кВ)	руб/км, без НДС	2111213,06
3.	С3, стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи (КЛ):				
3.1	3.1.2.2.5	способ прокладки кабельных линий (а 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))			
3.1	3.1.2.2.5	одножильные (k = 1) и многожильные (k = 2)			
3.1	3.1.2.2.5	кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией (l = 1), бумажной изоляцией (l = 2)			
3.1	3.1.2.2.5	сечение провода (диапазон до 25 квадратных мм включительно (m = 1), от 25 до 50 квадратных мм включительно (m = 2), от 50 до 75 квадратных мм включительно (m = 3), от 75 до 100 квадратных мм включительно (m = 4), от 100 до 200 квадратных мм включительно (m = 5), свыше 200 квадратных мм (m = 6))	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/км, без НДС	2966806,0
3.2	3.1.2.2.6		СН2 (20-1 кВ)	руб/км, без НДС	3823241,0
3.3	Устройство перехода через дорогу и коммуникации с использованием установок горизонтального наклонного бурения		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/км, без НДС	7870977,0
4.	С4, стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов) на 1-м уровне напряжения:				
4.1	4.1.1	реклоузеры (j = 1) распределительные пункты (РП) (j = 2), переключательные пункты (ПП) (j = 3)			
4.1	4.1.1	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 1000 А включительно (k = 4), свыше 1000 А (k = 5)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/шт, без НДС	309721,36
4.2	4.2.1		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/шт, без НДС	25584,0

5.	С5, 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:				
5.1	5.1.1.1	трансформаторные подстанции (ТП) за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	16424,42
5.2	5.1.1.2	однотрансформаторные (k = 1) и двухтрансформаторные (k = 2)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	11543,45
5.3	5.1.1.3	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)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	5771,0
5.4	5.1.1.4		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	5149,22
5.5	5.1.1.5		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	3977,0
5.6	5.1.2.3 (БКТП)		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	15035,84
5.7	5.1.2.4 (БКТП)		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	14740,95
5.8	5.1.2.5 (БКТП)		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	9250,7
5.9	5.1.2.6 (БКТП)		СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб/кВт, без НДС	7738,6

Примечание:

1. В состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства (и/или существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

2. Временным технологическим присоединением является технологическое присоединение энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения на уровне напряжения ниже 35 кВ, осуществляемое на ограниченный период времени для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств. При временном технологическом присоединении заявителем самостоятельно обеспечивается проведение мероприятий по вводу новых объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств. При этом

сетевая организация обязана обеспечить техническую подготовку соответствующих объектов электросетевого хозяйства для временного технологического присоединения.

СТАВКИ ЗА ЕДИНИЦУ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ,
применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 8 900 кВт и на уровне напряжения ниже 35 кВ, объектов электросетевого хозяйства расположенных на территории городских населенных пунктов, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям

территориальных сетевых организаций Самарской области

№ п/п	Перечень ставок за единицу максимальной мощности	Уровень напряжения	Единица измерения	Длк технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения	Дли технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением временной схемы электроснабжения
1.	С ₁ , 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 1б Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденным приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (кроме подпунктов «б»);	х	руб./кВт, без НДС	732,24	732,24
1.1.	С _{1.1} , подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ)	х	руб./кВт, без НДС	325,85	325,85
1.2.	С _{1.2} , проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий	х	руб./кВт, без НДС	406,39	406,39
Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения					
2.	С ₂ , ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи (ВЛ):				
2.1.	2.1.1, материал опоры (деревянные (I = 1), металлические (I = 2), железобетонные (I = 3))				
2.1.	2.1.2, тип провода (изолированный провод (K = 1), неизолированный провод (K = 2))				
2.1.	2.1.3, материал провода (медный (I = 1), стальной (I = 2), сталеалюминевый (I = 3), алюминевый (I = 4))				
2.1.	2.1.4, сечение провода (диапазон до 25 квадратных мм включительно (m = 1), от 25 до 50 квадратных мм включительно (m = 2), от 50 до 75 квадратных мм включительно (m = 3), от 75 до 100 квадратных мм включительно (m = 4), от 100 до 200 квадратных мм включительно (m = 5), свыше 200 квадратных мм (m = 6))				
2.1.	2.3.1.3.2	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	12566,34	
2.2.	2.3.1.3.3	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	12688,05	

2.3.	2.3.1.3.4	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	13496,16
2.4.	2.3.1.3.4	СН2 (20-1 кВ)	руб./кВт, без НДС	4479,99
3.	С ₃ , ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи (КЛ):			
3.1.	3.1.1, способ прокладки кабельных линий (в траншеях (I = 1), в блоках (I = 2), в каналах (I = 3), в туннелях и коллекторах (I = 4), в галереях и эстакадах (I = 5))			
3.1.	3.1.2, количество (K = 1) и многожильные (K = 2)			
3.1.	3.1.3, Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией (I = 1), бумажной изоляцией (I = 2)			
3.1.	3.1.4, сечение провода (диапазон до 25 квадратных мм включительно (m = 1), от 25 до 50 квадратных мм включительно (m = 2), от 50 до 75 квадратных мм включительно (m = 3), от 75 до 100 квадратных мм включительно (m = 4), от 100 до 200 квадратных мм включительно (m = 5), свыше 200 квадратных мм (m = 6))			
3.1.	3.1.2.2.5	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	7593,39
3.2.	3.1.2.2.6	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	6185,55
3.4.	Устройство перехода через дорогу и коммуникации с использованием установок горизонтального наклонного бурения	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./км, без НДС	9798677,63
4.	С ₄ , ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (рекулозоров, распределительных пунктов) на i-м уровне напряжения:			
4.1.	4.1.1, рекулозёр (I = 1) распределительные пункты (РП) (I = 2), переключательные пункты (ПП) (I = 3)			
4.1.	4.1.2, 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)			
4.1.	4.1.3, СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	2064,81	
4.2.	4.2.1, СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	1077,0	
5.	С ₅ , 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:			
5.1	трансформаторные подстанции (ТП), за исключением трансформаторных подстанций			

СТАВКИ ЗА ЕДИНИЦУ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ,

применяемые для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 8 900 кВт и на уровне напряжения ниже 35 кВ, объектов электросетевого хозяйства расположенных на территории, не относящейся к территориям городских населенных пунктов, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Самарской области

5.1.1	(ГПП)	однотрансформаторные (k = 1), двухтрансформаторные и более (k = 2)			
5.1.1.1	5.1.1.1	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)	CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	19570,43
5.2.	5.1.1.2		CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	15035,88
5.3.	5.1.1.3		CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	8135,0
5.4.	5.1.1.4		CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	6436,53
5.5.	5.1.1.5		CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	3977,0
5.6.	5.1.2.3 (БКТП)		CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	15035,84
5.7.	5.1.2.4 (БКТП)		CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	14740,95
5.8.	5.1.2.5 (БКТП)		CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	11563,38
5.9.	5.1.2.6 (БКТП)		CH2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	9673,25

Примечание:

- В состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.
- Временным технологическим присоединением является технологическое присоединение энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения на уровне напряжения ниже 35 кВ, осуществляемое на ограниченный период времени для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств. При временном технологическом присоединении заявителем самостоятельно обеспечивается проведение мероприятий по возведению новых объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств. При этом сетевая организация обязана обеспечить техническую подготовку соответствующих объектов электросетевого хозяйства для временного технологического присоединения.

№ п/п	Перечень ставок за единицу максимальной мощности	Уровень напряжения	Единица измерения	Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения	Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением временной схемы электроснабжения
1.	C ₁ , 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 по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (кроме подпунктов «б»);	x	руб./кВт, без НДС	732,24	732,24
1.1.	C _{1.1} , подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ)	x	руб./кВт, без НДС	325,85	325,85
1.2.	C _{1.2} , проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий	x	руб./кВт, без НДС	406,39	406,39
2.	C ₂ , ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи (ВЛ):				
2.1.	материал опоры (деревянные (j = 1), металлические (j = 2), железобетонные (j = 3))				
2.1.1.	тип провода (изолированный неизолированный провод (k = 1), материал провода (металл (l = 1), стальной (l = 2), сталеалюминиевый (l = 3), алюминий (l = 4))				
2.1.1.1.	сечение провода (диапазон до 25 квадратных мм включительно (m = 1), от 25 до 50 квадратных мм включительно (m = 2), от 50 до 75 квадратных мм включительно (m = 3), от 75 до 100 квадратных мм включительно (m = 4), от 100 до 200 квадратных мм				

Для технологического присоединения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения

	включительно (п = 5), свыше 200 квадратных мм (п = 6)				
2.1.	2.3.1.3.2	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	13175,44	
2.2.	2.3.1.3.3	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	17556,87	
2.3.	2.3.1.3.4	НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	9603,96	
2.4.	2.3.1.3.4	СН2 (20-1 кВ)	руб./кВт, без НДС	4480,0	
3.	С3, ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи (КЛ):				
3.1.	3.1.2.2.5	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	7593,39	
3.2.	3.1.2.2.6	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	2260,7	
3.4.	Устройство перехода через дорогу и коммуникации с использованием установок горизонтального наклонного бурения	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./км, без НДС	7870977,0	
4.	С4, ставка за единицу максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (рекулеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i-м уровне напряжения:				
4.1.	4.1.1	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	2064,81	
4.2.	4.2.1	СН2	руб./кВт	1077,0	

		(20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	без НДС	
5.	С5, 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:			
5.1.	5.1.1.1	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	16424,42
5.2.	5.1.1.2	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	11543,45
5.3.	5.1.1.3	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	5771,0
5.4.	5.1.1.4	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	5149,22
5.5.	5.1.1.5	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	3977,0
5.6.	5.1.2.3 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	15035,64
5.7.	5.1.2.4 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	14740,95
5.8.	5.1.2.5 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	9250,7
5.9.	5.1.2.6 (БКТП)	СН2 (20-1 кВ), НН (0,4 кВ и ниже)	руб./кВт, без НДС	7738,6

Примечание:
1. В состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.
2. Временным технологическим присоединением является технологическое присоединение

энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения на уровне напряжения ниже 35 кВ, осуществляемое на ограниченный период времени для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств. При временном технологическом присоединении заявителем самостоятельно обеспечивается проведение мероприятий по возведению новых объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств. При этом сетевая организация обязана обеспечить техническую подготовку соответствующих объектов электросетевого хозяйства для временного технологического присоединения.

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:

$$П_{\text{т}} = C_1 \cdot (p \cdot v_6), \quad (1)$$

где:

$П_{\text{т}}$ – плата за технологическое присоединение;

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

2. Для Заявителей, осуществляющих технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт, стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности $C_2^{<150}$, $C_3^{<150}$, $C_4^{<150}$, $C_5^{<150}$ при расчёте платы за технологическое присоединение применяются со следующими значениями $C_2^{<150} = 0$;

$$C_3^{<150} = 0;$$

$$C_4^{<150} = 0;$$

$$C_5^{<150} = 0;$$

3. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при реализации которого согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных и (или) кабельных линий, рассчитывается по формуле:

$$П_{\text{т}} = C_1 + (C_2 \cdot n_{\text{каб}} \cdot 3 \times L_1) \cdot (p \cdot v_6), \quad (2)$$

где:

$П_{\text{т}}$ – плата за технологическое присоединение;

C_1, C_2 – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 или приложению № 2 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

L_1 – суммарная протяжённость воздушных и (или) кабельных линий на 1-ом уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения (км);

4. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при реализации которого согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по строительству пунктов секционирования (реклоузоров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) рассчитывается по формуле:

$$П_{\text{т}} = C_1 + (C_4 \cdot n \cdot q_6) \cdot (p \cdot v_6), \quad (3)$$

где:

$П_{\text{т}}$ – плата за технологическое присоединение;

C_1, C_4 – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 или приложению № 2 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

q_6 – количество пунктов секционирования (реклоузоров, распределительных пунктов, переключательных пунктов);

5. Плата за технологическое присоединение Заявителя, при реализации которого согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по строительству комплекстных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП), а также центров питания, подстанций уровня напряжения 35 кВ и выше (ПС),

рассчитывается по формуле:

$$П_{\text{т}} = C_1 + (C_5 \cdot N_1) \cdot (p \cdot v_6), \quad (4)$$

где:

$П_{\text{т}}$ – плата за технологическое присоединение;

C_1, C_5 – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 1 или приложению № 2 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

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

6. 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 по формуле:

$$П_{\text{т}} = C_1 + ((0,5 \times C_2 \times L_1) + C_3 \times L_1 + C_4 \times q_6 + C_5 \times N_1) \times Z_1 + (0,5 \times C_2 \times L_1) + C_3 \times L_1 + C_4 \times q_6 + C_5 \times N_1 \times Z_1, \quad (5)$$

где:

$П_{\text{т}}$ – плата за технологическое присоединение;

q_6 – количество пунктов секционирования (реклоузоров, распределительных пунктов, переключательных пунктов);

N_1 – объём максимальной мощности, указанной в заявке Заявителя (кВт);

L_1 – суммарная протяжённость воздушных и (или) кабельных линий на 1-ом уровне напряжения (по трассе, строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения (км);

C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 – стандартизированные тарифные ставки на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 2 или приложению № 3 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

Z_1 – произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", 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;

Z_2 – произведение прогнозных индексов цен производителей по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", 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 с применением ставок за единицу максимальной мощности рассчитывается как сумма произведений ставок за единицу максимальной мощности по мероприятиям, реализуемым сетевой организацией для подключения конкретного Заявителя и объёма максимальной мощности по формуле:

$$П_{\text{т}} = (C_1 \times N_1) + (C_2 \times N_2) + (C_3 \times N_3) + (C_4 \times N_4) + (C_5 \times N_5), \quad (6)$$

где:

$П_{\text{т}}$ – плата за технологическое присоединение;

C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 – ставки за единицу максимальной мощности на соответствующем уровне напряжения, согласно приложению № 3 или приложению № 4 к настоящему приказу в зависимости от территориальной принадлежности присоединяемых объектов заявителя;

N_1 – объём максимальной мощности, указанной в заявке Заявителя (кВт);

Вопросы у членов комиссии по выступлению Смурдыгина Т.О. не возникло.

Результаты голосования:

«За»:

Агаджанов В.В., Винокурова Н.В., Гаршина А.А., Маслов В.В.,
Мокшин Ю.А., Смурдыгина Т.О.

«Против»:

«Воздержались»:

На этом заседание коллегии было объявлено закрытым.