

СОГЛАШЕНИЕ

об условиях осуществления регулируемой деятельности по оказанию услуг
по передаче электрической энергии

г. Тверь

«25» сентября 2026 года

№ 3

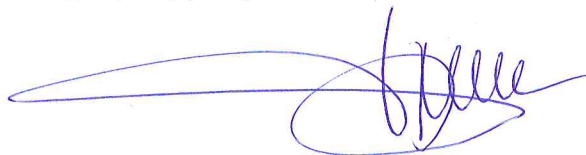
Главное управление «Региональная энергетическая комиссия» Тверской области, именуемое в дальнейшем «Регулирующий орган», в лице временно исполняющего обязанности начальника Главного управления **Орештейна Константина Александровича**, действующего на основании Положения о Главном управлении «Региональная энергетическая комиссия» Тверской области, утвержденного постановлением Правительства Тверской области от 20.10.2011 № 141-пп, с одной стороны и филиал ПАО «Россети Центр» – «Тверьэнерго», именуемый в дальнейшем «Организация», в лице директора филиала **Юрченко Вадима Олеговича**, действующего на основании доверенности от 27.04.2026 № Д-ЦА/91, с другой стороны (далее – именуемые «Стороны»), в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Правилами заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 31.08.2023 № 1416 «О соглашениях об условиях осуществления регулируемых видов деятельности» (далее – Правила заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности), заключили настоящее Соглашение о нижеследующем.

I. Понятия и термины

1.1. Понятия и термины в настоящем соглашении используются в значениях, определенных Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее – Основы ценообразования).

II. Предмет соглашения

2.1. В соответствии с настоящим Соглашением Организация принимает на себя обязательства осуществлять регулируемую деятельность по оказанию



услуг по передаче электрической энергии на территории Тверской области и достичь плановых значений показателей надежности и качества услуг по передаче электрической энергии, уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, осуществить реализацию инвестиционной программы Организации в соответствии с решениями об утверждении инвестиционной программы организации и (или) изменений, которые вносятся в инвестиционную программу Организации, принятыми в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, и соблюдать иные условия, предусмотренные настоящим Соглашением, а Регулирующий орган обязуется устанавливать единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Тверской области в порядке, предусмотренном настоящим Соглашением, и соблюдать иные условия, предусмотренные настоящим Соглашением.

III. Обязательства сторон

3.1. К обязательствам Организации в соответствии с настоящим Соглашением относятся:

а) Достижение плановых значений показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии на 2027-2034 гг, приведенных в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

б) Сохранение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям 13,96 %.

в) Реализация инвестиционной программы Организации в соответствии с решениями об утверждении инвестиционной программы организации и (или) изменений, которые вносятся в инвестиционную программу организации, принятыми в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об электроэнергетике в объемах, указанных в Приложении № 2 к настоящему Соглашению.

г) При подготовке проекта (корректировки) инвестиционной программы в случае необходимости учета в качестве источников финансирования заемных средств, предоставлять в регулирующий орган финансовую модель, учитывающую возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств. Стороны соглашаются с тем, что, если финансирование за счет кредитных средств учитывается без согласования с органом регулирования, проценты на их обслуживание не подлежат учету в необходимой валовой выручке на содержание организации.

3.2. Оценка исполнения обязательств Организации осуществляется Регулирующим органом при ежегодной корректировке необходимой валовой



выручки Организации в соответствии с нормами законодательства, действующего в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере электроэнергетики, на основании представленных Организацией данных в следующем порядке:

а) Оценка достижения плановых показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии на 2027-2034 гг, согласно настоящему Соглашению, ежегодно в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

б) Оценка указанного в подпункте «б» пункта 3.1 настоящего Соглашения уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим производятся ежегодно по формуле:

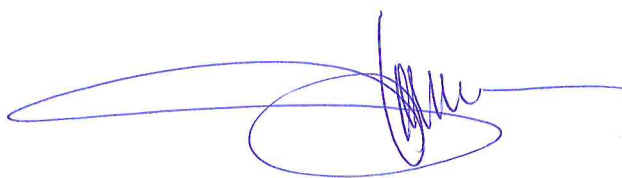
$$N_i \geq \frac{\Delta W_i^{\text{факт}}}{W_i^{\text{ОСфакт}}} \times 100,$$

где:

N_i – уровень потерь электрической энергии в процентах при ее передаче по электрическим сетям (к отпуску (поступлению) электрической энергии в сеть), указанный в подпункте «а» пункта 3.1 настоящего Соглашения;

$\Delta W_i^{\text{факт}}$ – величина фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям Организации за год i без учета потерь в объектах электросетевого хозяйства, ранее используемых иной территориальной сетевой организацией, и в объектах электросетевого хозяйства, которые ранее принадлежали садоводческому или огородническому некоммерческому товариществу, права собственности или иные предусмотренные законом права на которые перешли к Организации после 01.01.2025 (тыс. кВт.ч);

$W_i^{\text{ОСфакт}}$ – величина фактического отпуска электрической энергии в сеть Организации за год i без учета объемов, переданных по объектам электросетевого хозяйства, ранее используемых иной территориальной сетевой организацией, и в объектах электросетевого хозяйства, которые ранее принадлежали садоводческому или огородническому некоммерческому товариществу, права собственности или иные предусмотренные законом права на которые перешли к Организации после 01.01.2025 (тыс. кВт.ч);



При соблюдении указанного неравенства показатель считается достигнутым.

в) По реализации инвестиционной программы Организации в соответствии с подпунктом «в» пункта 3.1 настоящего Соглашения, - ежегодно путем проведения корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, в порядке, приведенном в Приложении № 5.

Оценка реализации мероприятий по строительству объектов электросетевого хозяйства для целей технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно, до 150 кВт включительно, расходы по которым не включаются в плату за технологическое присоединение, - ежегодно в рамках проведения корректировки неподконтрольных расходов в порядке, установленном в пункте 11 Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных Приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

3.3. К обязательствам Регулирующего органа в соответствии с настоящим Соглашением относятся:

а) Расчет необходимой валовой выручки Организации с соблюдением параметров регулирования, указанных в пункте 3.1. настоящего Соглашения, положений Основ ценообразования и Методических указаний № 98-э с учетом особенностей корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, определенной в Приложении № 5.

Указанные в подпункте а) пункта 3.1. плановые значения показателей надежности и качества оказываемых услуг, используемые в течение срока действия Соглашения в качестве долгосрочных параметров, в случае изменения нормативных актов, определяющих порядок расчета показателей надежности и качества услуг, определяются в соответствии с:

- пунктами 8, 38(3) Основ ценообразования;
- постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;
- приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению



единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

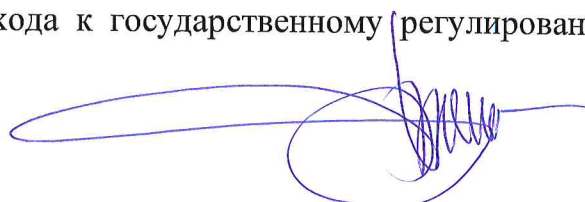
Указанный в подпункте «б» пункта 3.1 уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, используемый в течение срока действия Соглашения в качестве долгосрочного параметра, соответствует долгосрочному параметру регулирования деятельности Организации, утвержденному приказом Регулирующего органа от 28.11.2022 № 497-нп.

В случае перехода в течение срока действия Соглашения прав собственности или иных предусмотренных законом прав на объекты электросетевого хозяйства иных территориальных сетевых организаций (консолидации ТСО), осуществляющих регулируемую деятельность на территории Тверской области, величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям Организации, подлежащая учету в НВВ Организации и достижению при исполнении Соглашения, определяется как сумма величины потерь электрической энергии в отношении объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих Организации на момент заключения Соглашения, рассчитанной в соответствии с абзацем четырнадцатым пункта 40(1) Основ ценообразования, и величины потерь электрической энергии, рассчитанной в соответствии с абзацами шестнадцатым – двадцать восьмым пункта 40(1) Основ ценообразования, в отношении объектов электросетевого хозяйства, права собственности или иные предусмотренные законом права на которые перешли к Организации в течение срока действия Соглашения.

Подконтрольные расходы Организации на 2027 год и далее до конца срока действия Соглашения определяются с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций в соответствии с пунктом 38(4) Основ ценообразования. В случае утверждения изменений в акты Правительства Российской Федерации и (или) иные нормативные правовые акты по вопросу установления и учета в необходимой валовой выручке на оказание услуг по передаче электрической энергии подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, подконтрольные расходы Организации подлежат определению в соответствии с указанными в настоящем пункте изменениями с момента вступления в силу данных изменений и до окончания срока действия настоящего соглашения.

б) Определение единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Тверской области путем их индексации, согласно Приложению № 3 к настоящему Соглашению.

в) Учет в течение срока действия настоящего Соглашения результатов деятельности Организации до перехода к государственному регулированию



тарифов на услуги по передаче электрической энергии на основе настоящего Соглашения, в том числе в следующем порядке: поэтапный возврат накопленной задолженности на основании ФАС России и суда общей юрисдикции, в размере 8 655 808 тыс. рублей с распределением по годам в течение срока, предусмотренного пунктом 5.1 настоящего Соглашения, согласно графику, приведенному в Приложении № 4 к настоящему Соглашению.

г) Учет в течение срока действия настоящего Соглашения результатов деятельности Организации, полученных в течение срока действия настоящего Соглашения, в порядке, предусмотренном пунктом 38 Основ ценообразования и положениями Методических указаний №98-э, с возможностью распределения учитываемых результатов деятельности по годам, но не более чем на 5 лет, с учетом индексов потребительских цен по Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации.

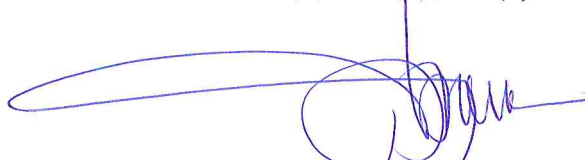
д) Учет по истечении срока действия настоящего Соглашения результатов деятельности Организации, полученных в течение срока действия настоящего Соглашения осуществляется с учетом положений пункта 7 Основ ценообразования, а также Методических указаний № 98-э, но не более чем 5 лет с учетом индексов потребительских цен по Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации.

е) Учет условий настоящего Соглашения при направлении в федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов предложений об установлении предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям.

ж) Регулирующий орган вправе инициировать процедуру компенсации за счет средств бюджета Тверской области недополученных доходов территориальной сетевой организации в случае установления цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, ниже экономически обоснованного уровня, предусмотренного Соглашением.

з) Учет сохранения в распоряжении Организации средств в размере:

— экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, достигнутой Организацией при осуществлении деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, которая определяется в соответствии с пунктами 34(1), 34(3), 38(3) Основ



ценообразования, за исключением экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной Организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования.

3.4. Регулирующий орган вправе инициировать процедуру компенсации за счет средств бюджета Тверской области отдельных расходов, предусмотренных пунктами 18 и 19 Основ ценообразования, и не учтенных в необходимой валовой выручке Организации.

3.5. С момента подписания настоящего Соглашения стороны подтверждают, что они достигли полного и окончательного урегулирования всех тарифных разногласий, возникших в предшествующие периоды регулирования, и не имеют друг к другу претензий.

3.6. Филиал ПАО «Россети Центр» – «Тверьэнерго» обязуется в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента получения письменного подтверждения согласования настоящего Соглашения Федеральной антимонопольной службой направить в письменной форме отказы от всех текущих исковых требований, предъявленных в судах в качестве истцов к исполнительному органу Тверской области в лице Главного управления «Региональная энергетическая комиссия» Тверской области. Копии направленных отказов должны быть предоставлены другой стороне в течение 3 (трех) рабочих дней с даты их направления в суды.

3.7. Стороны обязуются обратиться в службу судебных приставов с заявлениями об окончании исполнительных производств, возбужденных в отношении друг друга, в течение 10 рабочих дней с даты подписания соглашения.

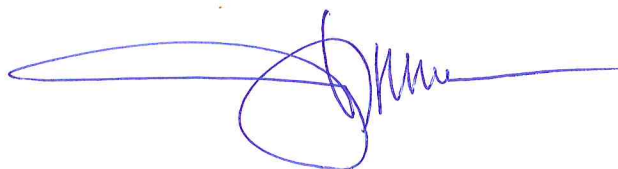
IV. Ответственность сторон

4.1. В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения своих обязательств по настоящему Соглашению стороны несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящим Соглашением.

4.2. Стороны не несут ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему Соглашению, если докажут, что надлежащее исполнение обязательств оказалось невозможным вследствие наступления обстоятельств непреодолимой силы или по вине другой стороны, а также третьих лиц.

V. Иные условия

5.1. Настоящее Соглашение заключено на 8 (восемь) лет и вступает в силу в соответствии с пунктом 21 Правил заключения, изменения



и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

5.2. Изменение настоящего Соглашения осуществляется в соответствии с пунктом 22 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

5.3. Расторжение настоящего Соглашения осуществляется в соответствии с пунктами 33 – 42 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

5.4. Настоящее Соглашение составлено в 2 экземплярах, по одному для каждой из Сторон.

VI. Приложения

Приложение № 1 «Плановые значения показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии»;

Приложение № 2 «Плановые объемы финансирования инвестиционной программы»;

Приложение № 3 «Порядок единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Тверской области»;

Приложение № 4 «График погашения величины задолженности»;

Приложение № 5 «Порядок корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы».

Подписи Сторон

Регулирующий орган

РЭК Тверской области

Врио начальника




К.А. Оренштейн

Организация

Филиал ПАО «Россети Центр» –
«Тверьэнерго»

Директор филиала




В.О. Юрченко

**Плановые значения показателей надежности и качества
оказываемых услуг по передаче электрической энергии
филиала ПАО «Россети Центр» – «Тверьэнерго»**

Наименование филиала	2027 год			2028 год			2029 год			2030 год			2031 год			2032 год			2033 год			2034 год		
	Пsaifi, час	Пsaifi, шт.	Пsaifi, шт.	Пsaifi, час	Пsaifi, шт.	Пsaifi, шт.	Пsaifi, час	Пsaifi, шт.	Пsaifi, шт.	Пsaifi, час	Пsaifi, шт.	Пsaifi, шт.	Пsaifi, час	Пsaifi, шт.	Пsaifi, шт.	Пsaifi, час	Пsaifi, шт.	Пsaifi, шт.	Пsaifi, час	Пsaifi, шт.	Пsaifi, шт.	Пsaifi, час	Пsaifi, шт.	Пsaifi, шт.
ВН (110 кВ и выше)	2,14252	1,34311	2,11038	1,32296	2,07873	1,30312	2,04755	1,28357	1,26432	2,01683	1,26432	1,98568	1,24535	1,95678	1,22667	1,92743	1,20827							
СН1 (35 кВ)	2,14252	1,34311	2,11038	1,32296	2,07873	1,30312	2,04755	1,28357	1,26432	2,01683	1,26432	1,98568	1,24535	1,95678	1,22667	1,92743	1,20827							
СН2 (6-20 кВ)	0,44187	0,15425	0,43524	0,15193	0,42871	0,14965	0,42228	0,14741	0,14520	0,41595	0,14520	0,40971	0,14302	0,40356	0,14087	0,39751	0,13876							
НН (0,22-1 кВ)	1,66781	1,00470	1,64279	0,98963	1,61815	0,97479	1,59387	0,96017	0,94576	1,56997	0,94576	1,54642	0,93158	1,52322	0,91761	1,50038	0,90384							

Пsaifi, час – Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования

Пsaifi, шт. – Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки

Показатель	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети (Птир)	1,17096	1,15596	1,140964	1,12596	1,11096	1,09596	1,08096	1,065964

Плановые объемы финансирования инвестиционной программы*
филиала ПАО «Россети Центр» – «Тверьэнерго»

	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
млн. рублей (без учета НДС)								
Общий объем финансирования инвестиционной программы по виду деятельности передача электрической энергии, в том числе	1 336,65	1 455,66	1 560,00	1 643,69	1 748,73	1 863,83	1 983,95	2 111,26
за счет средств, учитываемых при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии	1 336,65	1 455,66	1 560,00	1 643,69	1 748,73	1 863,83	1 983,95	2 111,26
Амортизация основных средств	828,67	893,00	957,52	1022,23	1 087,13	1 158,92	1 233,57	1 311,22
Выпадающие доходы от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно, до 150 кВт включительно, не включаемых в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства	91,98	95,66	99,48	103,46	107,60	111,91	116,38	121,04
Прочие собственные средства	416,00	467,00	503,00	518,00	554,00	593,00	634,00	679,00

* - корректировка инвестиционной программы, осуществляемая в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (вместе с «Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики», «Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики») не приведет к необходимости внесения изменений в настоящее Соглашение.

Порядок индексации единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Тверской области

- 1) Порядок индексации единых (котловых) тарифов для потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей:

	1-е полугодие	2-е полугодие
2027 год		
Ставка на содержание сетей		
ВН	$T_i^{сод,1пг} = T_{i-1}^{сод,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 3,7\%)$
СН1	$T_i^{сод,1пг} = T_{i-1}^{сод,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 4,2\%)$
СН2	$T_i^{сод,1пг} = T_{i-1}^{сод,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 4,6\%)$
НН	$T_i^{сод,1пг} = T_{i-1}^{сод,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 5,7\%)$
Ставка на оплату потерь		
ВН	$T_i^{пот,1пг} = T_{i-1}^{пот,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,орэм})$
СН1	$T_i^{пот,1пг} = T_{i-1}^{пот,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,орэм})$
СН2	$T_i^{пот,1пг} = T_{i-1}^{пот,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,орэм})$
НН	$T_i^{пот,1пг} = T_{i-1}^{пот,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,орэм})$
Одноставочный тариф		
ВН	$T_i^{одн,1пг} = T_{i-1}^{одн,2пг}$	$T_i^{одн,2 пг} = T_i^{одн,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 2,8\%)$
СН1	$T_i^{одн,1пг} = T_{i-1}^{одн,2пг}$	$T_i^{одн,2 пг} = T_i^{одн,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 2,8\%)$
СН2	$T_i^{одн,1пг} = T_{i-1}^{одн,2пг}$	$T_i^{одн,2 пг} = T_i^{одн,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 2,8\%)$
НН	$T_i^{одн,1пг} = T_{i-1}^{одн,2пг}$	$T_i^{одн,2 пг} = T_i^{одн,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 2,8\%)$
2028 год		
Ставка на содержание сетей		
ВН	$T_i^{сод,1пг} = T_{i-1}^{сод,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 2,8\%)$
СН1	$T_i^{сод,1пг} = T_{i-1}^{сод,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 3,1\%)$
СН2	$T_i^{сод,1пг} = T_{i-1}^{сод,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 3,3\%)$
НН	$T_i^{сод,1пг} = T_{i-1}^{сод,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,проч} + 4,0\%)$
Ставка на оплату потерь		
ВН	$T_i^{пот,1пг} = T_{i-1}^{пот,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,орэм})$
СН1	$T_i^{пот,1пг} = T_{i-1}^{пот,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,орэм})$
СН2	$T_i^{пот,1пг} = T_{i-1}^{пот,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,орэм})$
НН	$T_i^{пот,1пг} = T_{i-1}^{пот,2пг}$	$T_i^{сод,2 пг} = T_i^{сод,1 пг} \times (1 + IND_i^{МЭР,орэм})$
Одноставочный тариф		



[Handwritten signature]

НН	$T_i^{\text{одн,1нг}} = T_{i-1}^{\text{одн,2нг}}$	$T_i^{\text{одн,2 пг}} = T_i^{\text{одн,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 1,5\%)$
2034 год		
Ставка на содержание сетей		
ВН	$T_i^{\text{сод,1нг}} = T_{i-1}^{\text{сод,2нг}}$	$T_i^{\text{сод,2 пг}} = T_i^{\text{сод,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 1,3\%)$
СН1	$T_i^{\text{сод,1нг}} = T_{i-1}^{\text{сод,2нг}}$	$T_i^{\text{сод,2 пг}} = T_i^{\text{сод,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 1,2\%)$
СН2	$T_i^{\text{сод,1нг}} = T_{i-1}^{\text{сод,2нг}}$	$T_i^{\text{сод,2 пг}} = T_i^{\text{сод,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 1,1\%)$
НН	$T_i^{\text{сод,1нг}} = T_{i-1}^{\text{сод,2нг}}$	$T_i^{\text{сод,2 пг}} = T_i^{\text{сод,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 0,8\%)$
Ставка на оплату потерь		
ВН	$T_i^{\text{ном,1нг}} = T_{i-1}^{\text{ном,2нг}}$	$T_i^{\text{сод,2 пг}} = T_i^{\text{сод,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,орэм}})$
СН1	$T_i^{\text{ном,1нг}} = T_{i-1}^{\text{ном,2нг}}$	$T_i^{\text{сод,2 пг}} = T_i^{\text{сод,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,орэм}})$
СН2	$T_i^{\text{ном,1нг}} = T_{i-1}^{\text{ном,2нг}}$	$T_i^{\text{сод,2 пг}} = T_i^{\text{сод,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,орэм}})$
НН	$T_i^{\text{ном,1нг}} = T_{i-1}^{\text{ном,2нг}}$	$T_i^{\text{сод,2 пг}} = T_i^{\text{сод,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,орэм}})$
Однотарифный тариф		
ВН	$T_i^{\text{одн,1нг}} = T_{i-1}^{\text{одн,2нг}}$	$T_i^{\text{одн,2 пг}} = T_i^{\text{одн,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 1,5\%)$
СН1	$T_i^{\text{одн,1нг}} = T_{i-1}^{\text{одн,2нг}}$	$T_i^{\text{одн,2 пг}} = T_i^{\text{одн,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 1,5\%)$
СН2	$T_i^{\text{одн,1нг}} = T_{i-1}^{\text{одн,2нг}}$	$T_i^{\text{одн,2 пг}} = T_i^{\text{одн,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 1,5\%)$
НН	$T_i^{\text{одн,1нг}} = T_{i-1}^{\text{одн,2нг}}$	$T_i^{\text{одн,2 пг}} = T_i^{\text{одн,1 пг}} \times (1 + IND_i^{\text{МЭР,проч}} + 1,5\%)$

$IND_i^{\text{МЭР,проч}}$ – прогнозный рост регулируемых тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, на год i , являющийся очередным периодом регулирования, определенный подготовленным Министерством экономического развития Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период регулирования, одобренный Правительством Российской Федерации, в процентах;

$IND_i^{\text{МЭР,орэм}}$ – прогнозный рост одноставочной цены электроэнергии с учетом мощности на оптовом рынке (ОРЭМ) на год i , являющийся очередным периодом регулирования, определенный подготовленным Министерством экономического развития Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период регулирования, одобренный Правительством Российской Федерации, в процентах; при отсутствии данного показателя в прогнозе Министерства экономического развития Российской Федерации – определяется на основании прогнозов цен по данным Ассоциации «НП Совет рынка».

2) Порядок индексации единых (котловых) тарифов для населения и приравненных к нему категорий потребителей:

Индексация единых (котловых) тарифов для населения и приравненных к нему категорий потребителей осуществляется исходя из принимаемых Федеральной антимонопольной службой решений по утверждению предельных

уровней тарифов, а также требований к расчету тарифов на услуги по передаче электроэнергии для населения и приравненных категорий потребителей, установленных «Основами ценообразования» и Приказом Федеральной антимонопольной службы от 27.05.2022 № 412/22 «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей».

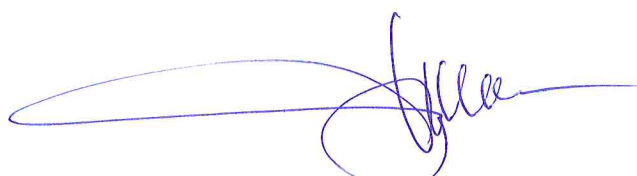


**График погашения величины задолженности НВВ
филиала ПАО «Россети Центр» – «Гверьэнерго», сформированной до заключения настоящего соглашения,
без учета индексации (в ценах 2027 года)**

	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
1. Величина задолженности по экономически обоснованным расходам, подлежащим компенсации в НВВ филиала «Гверьэнерго», на начало года из нее	8 655 808	8 655 808	8 311 000	7 235 842	5 994 655	4 650 162	3 096 315	1 533 189
1.1. дебиторская задолженность Энергострим	4 079 570	4 079 570	4 079 570	3 059 678	2 039 785	1 019 893	0	0
1.2. задолженность по иным экономически обоснованным расходам	4 576 238	4 576 238	4 231 430	4 176 164	3 954 870	3 630 269	3 096 315	1 533 189
2. Размер погашения величины экономически обоснованных расходов филиала «Гверьэнерго», из нее	0	344 808	1 075 158	1 241 187	1 344 493	1 553 846	1 563 126	1 533 189
2.1. дебиторская задолженность Энергострим	0	0	1 019 893	1 019 893	1 019 893	1 019 893	0	0
2.2. задолженность по иным экономически обоснованным расходам	0	344 808	55 265	221 295	324 600	533 954	1 563 126	1 533 189
3. Величина задолженности по экономически обоснованным расходам, подлежащим компенсации в НВВ филиала «Гверьэнерго», на конец года из нее	8 655 808	8 311 000	7 235 842	5 994 655	4 650 162	3 096 315	1 533 189	0
3.1. дебиторская задолженность Энергострим	4 079 570	4 079 570	3 059 678	2 039 785	1 019 893	0	0	0
3.2. задолженность по иным экономически обоснованным расходам	4 576 238	4 231 430	4 176 164	3 954 870	3 630 269	3 096 315	1 533 189	0

тыс. рублей

**Порядок корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой
в связи с изменением (неисполнением)
инвестиционной программы**

Корректировка необходимой валовой выручки Организации на i -й год, начиная со второго года срока действия Соглашения, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы $\Delta HBB_i^{\text{коррИП}}$ определяется по формуле:

$$V_i^{\text{коррИП}} = (\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}} - \text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}} - \text{Проч. СС}_{i-2}^{\text{ИП}} - V_{i-2 \text{ 9 мес.}}^{\text{коррИП}}) \times (1 + I_{i-1}) \times (1 + I_i) + (\text{ИП}_{i-2 \text{ 9 мес.}}^{\text{факт}} - \text{НР}_{i-2 \text{ 9 мес.}}^{\text{ИП}}) \times (1 + I_i),$$

где:

$\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}$, $\text{ИП}_{i-2 \text{ 9 мес.}}^{\text{факт}}$ – объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов и утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике на соответствующий год $i-2$, $i-1$, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам) без учета налога на добавленную стоимость в соответствующем году $i-2$, $i-1$ долгосрочного периода регулирования (объекты, профинансированные за счет амортизационных отчислений, прибыли на капитальные вложения, лизинговых платежей);

$\text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}}$, $\text{НР}_{i-2 \text{ 9 мес.}}^{\text{ИП}}$ – расчетная величина собственных средств Организации для финансирования инвестиционной программы, учтенная при установлении тарифов соответственно в году $i-2$, $i-1$, которая не может принимать отрицательные значения и определяется по формуле:

$$\text{НР}_{i-j}^{\text{ИП}} = A_{i-j} + \text{Расх}_{i-j}^{\text{приб}} + \text{Расх}_{i-j}^{\text{лизинг}},$$

$j = 1, 2$. Корректировка ($V_i^{\text{коррИП}}$) по итогам истекшего периода текущего года осуществляется по решению Регулирующего органа, а также в случае если при расчете тарифов на год $i-1$ в качестве источника финансирования проект инвестиционной программы учтены амортизационные отчисления на основании абзаца седьмого пункта 27(1) Основ ценообразования и при этом инвестиционная программа на год $i-1$ не утверждена в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

Проч. $СС_{i-2}^{ИП}$ – прочие собственные средства, направляемые на финансирование инвестиционной программы в соответствии с Приложением №2 к настоящему Соглашению.

$B_{i-2\ 9мес.}^{коррИП}$ – учтенная при расчете тарифов на (i-1) год корректировка необходимой валовой выручки на (i-2)-й год долгосрочного периода регулирования, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за истекший период (i-2)-го года по результатам 9 месяцев;

A_{i-j} – амортизационные отчисления, учтенные при расчете тарифов на год (i-j) в качестве источника финансирования инвестиционной программы, утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике на год (i-j) до его начала, без учета налога на добавленную стоимость;

$Расх_{i-j}^{приб}$ – расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли, учтенные при расчете тарифов на год (i-j) в соответствии с абзацем тринадцатым пункта 11 Методических указаний № 98-э;

$Расх_{i-j}^{лизинг}$ – расходы, связанные с финансовой арендой имущества (лизинговые платежи), используемого для осуществления регулируемой деятельности.

