**ПРОЕКТ**

**(вариант РСТ)**

**Соглашение**

**об условиях осуществления регулируемых видов деятельности**

г. Чита

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2025 г. № 1

**Региональная служба по тарифам и ценообразованию Забайкальского края**, именуемая в дальнейшем регулирующим органом, в лице и.о. руководителя Службы Колебановой Надежды Владимировны, действующей на основании Положения о Региональной службе по тарифам и ценообразованию Забайкальского края, утвержденного постановлением Правительства Забайкальского края от 16.05.2017 №196, с одной стороны, и **Публичное акционерное общество «Россети Сибирь» (на территории Забайкальского края)**, именуемое в дальнейшем организацией, в лице директора филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Читаэнерго» Злыгостева Николая Валерьевича, действующего на основании доверенности от 22.04.2025 № 00/136 с другой стороны, далее именуемые сторонами, 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 г. № 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**

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 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее – Основы ценообразования).

**II. Предмет Соглашения**

В соответствии с настоящим Соглашением Организация принимает на себя обязательства:

- осуществлять регулируемую деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии на территории Забайкальского края в рамках условий настоящего Соглашения;

- обеспечить достижение плановых значений показателей надежности и качества в соответствии с пунктами 3.1.1 и 3.1.2 настоящего Соглашения;

- обеспечить достижение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в соответствии с пунктом 3.1.3 настоящего Соглашения;

- обеспечить включение в инвестиционную программу Организации, формируемую и направляемую в Минэнерго России в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, инвестиционных проектов, приоритетных для Забайкальского края, в том числе по программе «Дальневосточный гектар»;

- 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, в том числе приоритетных для Забайкальского края инвестиционных проектов;

- обеспечить направление на финансирование мероприятий проектов утвержденной инвестиционной программы амортизационных отчислений, рассчитываемых в соответствии с Основами ценообразования;

- обеспечить направление положительного совокупного финансового результата от деятельности по технологическому присоединению к электрическим сетям, полученного за истекший период регулирования, за который имеются отчетные данные, на финансирование мероприятий проектов утвержденной инвестиционной программы по согласованию с Регулирующим органом и при условии не исключения данного финансового результата из необходимой валовой выручки (далее - НВВ) Организации в последующие периоды регулирования;

- обеспечить использование экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, учитываемой в НВВ и определяемой в соответствии с пунктами 34(1), 34(3), 38(3) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее - Основы ценообразования);

- не допускать ухудшения плановых значений показателей энергетической эффективности;

- не допускать ухудшения показателей финансово-хозяйственной деятельности, предусмотренных пунктами 2-3 пункта 23 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178;

Регулирующий орган обязуется устанавливать единые (котловые) тарифы 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:

3.1.1. достижение следующих плановых значений показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии на территории Забайкальского края, (табл.1):

Таблица 1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Год | Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Пsaidi)\* | Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Пsaifi)\* |
| час | шт |
| 2026 | 1,1321 | 1,3256 |
| 2027 | 1,1151 | 1,3058 |
| 2028 | 1,0984 | 1,2862 |
| 2029 | 1,0819 | 1,2669 |
| 2030 | 1,0657 | 1,2479 |
| 2031 | 1,0497 | 1,2292 |
| 2032 | 1,0340 | 1,2107 |
| 2033 | 1,0185 | 1,1926 |
| 2034 | 1,0032 | 1,1747 |
| 2035 | 0,9881 | 1,1570 |

\*Показатели Пsaidi, Пsaifi могут быть пересмотрены в случае принятия Минэнерго России соответствующего приказа по утверждению базовых значений показателей для групп территориальных сетевых организаций дифференцированно по уровням напряжения.

При отсутствии утвержденных Минэнерго России базовых значений показателей для групп территориальных сетевых организаций дифференцированно по уровням напряжения показатели Пsaidi, Пsaifi подлежат уточнению путем заключения дополнительного Соглашения.

3.1.2. достижение следующих плановых значений показателей качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии на территории Забайкальского края, (таб.2):

Таблица 2

|  |  |
| --- | --- |
| Год | Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети (Птпр) |
| 2026 | 1,0046 |
| 2027 | 1,0000 |
| 2028 | 1,0000 |
| 2029 | 1,0000 |
| 2030 | 1,0000 |
| 2031 | 1,0000 |
| 2032 | 1,0000 |
| 2033 | 1,0000 |
| 2034 | 1,0000 |
| 2035 | 1,0000 |

Плановые значения показателей качества и надежности оказываемых 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 Министерства энергетики Российской Федерации 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»;»;

3.1.3. достижение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на территории Забайкальского края (без учета величины потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства, ранее используемых иной территориальной сетевой организацией, права собственности или иные предусмотренные законом права на которые перешли к Организации в течение срока действия настоящего Соглашения), (табл.3):

|  |  |
| --- | --- |
| Год | Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (к отпуску (поступлению) электрической энергии в сеть),% \* |
| 2026 | 15,95 |
| 2027 | 15,95 |
| 2028 | 15,95 |
| 2029 | 15,95 |
| 2030 | 14,59 |
| 2031 | 14,59 |
| 2032 | 14,59 |
| 2033 | 14,59 |
| 2034 | 14,50 |
| 2035 | 14,40 |

Таблица 3

\* в отношении объектов электросетевого хозяйства, находящихся на балансе и/или переданных во временное владение и пользование Организации по состоянию на 01.07.2025.

Величина потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства, права собственности или иные предусмотренные законом права, на которые перешли к Организации в течение действия настоящего Соглашения определяются в соответствии с пунктом 40 (1) Основ ценообразования.

Уровень потерь электрической энергии считается достигнутым в случае, если фактические значения показателя не превышают плановые величины, установленные в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

3.1.4. формирование перечня приоритетных для Забайкальского края инвестиционных проектов в сфере электроэнергетики для своевременного учета в инвестиционной программе;

3.1.5. реализация инвестиционной программы Организации в соответствии с решениями Минэнерго России об утверждении инвестиционной программы Организации и (или) изменений, которые вносятся в инвестиционную программу Организации, принятыми в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, в том числе за счет средств, учитываемых при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии. Объемы финансирования инвестиционной программы Организации за счет выручки от оказания услуг по передаче электрической энергии на территории Забайкальского края по регулируемым ценам (тарифам) на услуги по передаче электрической энергии и мероприятий, направленных на повышение показателей надежности, согласно Приложения 1 к настоящему Соглашению;

3.1.6. выполнение Организацией ремонтных программ в соответствии с утвержденными планами ремонтных работ;

3.1.7. иные обязательства:

3.1.7.1. соблюдение Организацией целевых значений показателей энергетической эффективности в соответствии с согласованной Регулирующим органом в установленном порядке Программой энергосбережения и повышения энергетической эффективности, сформированной в соответствии с Требованиями к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Забайкальского края, утвержденными приказом Регулирующего органа от 29.03.2024 № 59-НПА;

3.1.7.2. направление Организацией не менее 50% от экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, определяемой в соответствии с пунктами 34(1), 34(3), 38(3) Основ ценообразования, на финансирование согласованных с Регулирующим органом мероприятий инвестиционной программы Организации;

3.1.7.3. недопущение в период действия настоящего Соглашения Организацией при подготовке проекта изменения (корректировки) инвестиционной программы снижения физического объема работ и (или) исключение объектов по Приоритетным направлениям инвестирования без письменного согласования с Правительством Забайкальского края в лице Регулирующего органа;

3.1.7.4. реализация перспектив развития энергетического комплекса Забайкальского края, предусмотренных Схемой и программой развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы (СиПР) в соответствии с [приказом Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328](https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/808/Prikaz-ME-ot-29.11.2024-_2328-ob-utverzhdenii-SiPR-EES-na-2025_2030-PUBLIKATSIYA.pdf)«Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы»:

- увеличение потребления электрической энергии в соответствии с утвержденной программой;

- строительство объектов генерации, предусмотренных для покрытия потребности территории в электроэнергии в рамках возведения объектов генерации мощностью не менее 690 МВт;

- строительство генерирующих объектов на основе возобновляемых источников электроэнергии;

- развитие электрических сетей, необходимых для обеспечения стабильных параметров электроэнергетического режима;

3.1.7.5. выполнять обязательства по просроченным договорам в рамках льготного технологического присоединения, начиная с 2026 года;

3.1.7.6. неисполнение Организацией мероприятий, предусмотренных пп. 3.1.5, 3.1.6, 3.1.7.5 и мероприятий, направленных на повышение показателей надежности, не освобождает Организацию от выполнения обязательств в рамках настоящего Соглашения.

В случае консолидации электросетевых активов, обеспечение их эксплуатационно-технического обслуживания осуществляется в соответствии с Правилами устройства электроустановок и Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

3.2. **К обязательствам регулирующего органа** в соответствии с настоящим соглашением относятся:

3.2.1. расчет и ежегодная корректировка необходимой валовой выручки на оказание услуг по передаче электрической энергии Организации в течение срока действия Соглашения производится с соблюдением норм, установленных Основами ценообразования и Методическими указаниями № 98-э, если иное не предусмотрено настоящим Соглашением с соблюдением параметров регулирования, указанных в пункте 3.1 настоящего Соглашения, в соответствии с порядком определения (индексации) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям территориальных сетевых организаций Забайкальского края и порядком определения НВВ на содержание электрических сетей территориальных сетевых организаций Забайкальского края и расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии;

3.2.2. 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;

- экономии операционных (подконтрольных) расходов;

3.2.3. инициирование компенсации за счет средств бюджета Забайкальского края недополученных доходов 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 края, ниже уровня, рассчитанного в соответствии с предусмотренным настоящим Соглашением порядком индексации цен (тарифов);

3.2.4. определение единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности), поставляемой прочим потребителям, путем их индексации в порядке, предусмотренном Приложением 2;

Оценка достижения роста единых (котловых) тарифов в отношении прочих потребителей осуществляется исходя из средневзвешенного роста тарифов по уровням напряжения.

3.2.5. Расчет и ежегодная корректировка необходимой валовой выручки на оказание услуг по передаче электрической энергии Организации в течение срока действия Соглашения производится с учетом норм, установленных Основами ценообразования и Методическими указаниями № 98-э, если иное не предусмотрено настоящим Соглашением, с учетом следующих условий:

- соблюдения параметров регулирования, указанных в пункте 3 настоящего Соглашения;

- определения подконтрольных расходов на 2026 - 2030 годы, исходя из установленного на 2025 год уровня подконтрольных расходов, увеличенного на индекс потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период регулирования, одобренным Правительством Российской Федерации, и изменения количества условных единиц, с учётом показателей эффективности и эластичности в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования и Методическими указаниями № 98-э;

- определения подконтрольных расходов на 2030 год в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования с учетом формулы (1) Методических указаний № 98-э;

- определения подконтрольных расходов на 2031 - 2035 годы, исходя из установленного на 2030 год уровня подконтрольных расходов на 2030 год, увеличенного на индекс потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период регулирования, одобренным Правительством Российской Федерации, и изменения количества условных единиц, с учётом показателей эффективности и эластичности в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования и Методическими указаниями № 98-э;

- проведения оценки фактического использования суммарной величины операционных (подконтрольных) расходов по истечению срока действия настоящего Соглашения;

- учет сохранения в распоряжении Организации средств в размере экономии, определенной в соответствии с пунктом 3.1.7.2 настоящего Соглашения;

- учет в течение срока действия соглашения результатов деятельности территориальной сетевой организации до перехода к государственному регулированию цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на основе соглашения, в том числе распределение исключаемых экономически необоснованных доходов и расходов, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемых видов деятельности в этот период регулирования (далее - корректировки необходимой валовой выручки), в целях сглаживания изменения цен (тарифов) (распределению подлежит суммарная величина положительных и отрицательных корректировок необходимой валовой выручки).

В случае утверждения изменений в акты Правительства Российской Федерации и (или) иные нормативно-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;

3.2.6. учет по истечении срока действия настоящего Соглашения результатов деятельности Организации, полученных в течение срока действия настоящего Соглашения с распределением суммарной величины положительных и отрицательных корректировок необходимой валовой выручки в течение периода не более 5 лет. В целях исполнения настоящего пункта регулирующий орган проводит анализ подконтрольных расходов Организации по совокупности всех статей расходов в сумме за весь в совокупности период действия настоящего Соглашения.

3.2.7. иные обязательства:

3.2.7.1. устанавливать единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям территориальных сетевых организаций Забайкальского края, НВВ Организации с учетом расходов на оплату потерь в соответствии с Приложением 2:

− положениями Основ ценообразования, (с учетом особенностей, установленных пунктом 38(3) Основ ценообразования);

− положениями методических указаний, утвержденных в соответствии с Основами ценообразования уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, применимыми при соблюдении условий настоящего Соглашения;

3.2.7.2. предусмотреть направление средств на производственные нужды Организации, в том числе на содержание производственного персонала рабочих специальностей и мероприятия технического обслуживания и ремонта объектов электросетевого хозяйства на территории Забайкальского края за счет 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, а также экономии операционных (подконтрольных) расходов в соответствии с п. 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178:

Таблица 4

| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **Ед. изм.** | **2025 год** |
| --- | --- | --- | --- |
| **1.** | Дополнительный объем роста расходов на содержание производственного персонала рабочих специальностей и мероприятия технического обслуживания и ремонта объектов электросетевого хозяйства | млн.руб. | 112,65 |

3.2.7.3. осуществлять:

- мониторинг финансово-хозяйственной деятельности Организации в сфере электроэнергетики, а также контроль за выполнением Организацией инвестиционной программы в соответствии с законодательством Российской Федерации и условиями настоящего Соглашения;

- региональный государственный контроль (надзор) в сфере регулируемых цен (тарифов), в том числе за выполнением инвестиционной и ремонтной программы, в соответствии постановлением Правительства Забайкальского края от 30.11.2021 № 467 «О региональном государственном контроле (надзоре) в сферах естественных монополий и в области государственного регулирования цен (тарифов) на территории Забайкальского края».

3.2.7.4. Предусмотреть установление льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности при технологическом присоединении объектов микрогенерации (за исключением случаев подачи заявки заявителем - юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем в целях одновременного присоединения энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации), в том числе при одновременном технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), и объектов микрогенерации, а также энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливаемая в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению, при присоединении энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства сетевой Организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности::

- на 2026 год в размере не менее 10 000,00 рублей (с НДС),

- на 2027-2035 в размере не менее установленной на 2026 год.

3.2.7.5. Регулирующий орган вправе инициировать финансирование за счет средств бюджета Забайкальского края отдельных расходов, предусмотренных пунктами 18 и 19 Основ ценообразования, и не учтенных в необходимой валовой выручке Организации.

3.2.7.6. Стоимость потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, определяется на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации на основании официально опубликованных советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на расчетный период регулирования; с учетом сбытовой надбавки и величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией и цены (тарифы) на которые подлежат государственному регулированию.

**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.

**V. Иные условия**

5.1. На момент подписания настоящего Соглашения между сторонами отсутствуют судебные разногласия, досудебные урегулирования споров в соответствии с правовыми процедурами, регламентированными ФАС России.

5.2. Настоящее соглашение заключено на 10 (десять) лет до 31.12.2035 г. и вступает в силу в соответствии с пунктом 21 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

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

5.4. Расторжение настоящего Соглашения осуществляется в соответствии с пунктами 33, 35, 37-40, 42 Правил заключения, изменения и расторжения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности.

5.5. Все споры и разногласия, которые могут возникнуть между Сторонами по настоящему Соглашению или в связи с ним, разрешаются путем переговоров.

5.6. Настоящее Соглашение в течение десяти календарных дней со дня его заключения подлежит размещению Регулирующим органом на Официальном сайте Регулирующего органа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

5.6. Регулирование Организации по окончании срока действия Соглашения и в случае досрочного расторжения Соглашения осуществляется по выбранному Регулирующим органом методу регулирования.

5.7. Настоящее соглашение составлено в 2 экземплярах по одному для каждой из Сторон.

5.8. Все изменения и дополнения к настоящему Соглашению, заключенные после вступления в силу настоящего Соглашения, являются его неотъемлемой частью и считаются действительными, если они письменно оформлены и подписаны уполномоченными на то представителями Сторон.

5.9. Во всем, что не предусмотрено настоящим Соглашением, Стороны руководствуются действующим законодательством Российской Федерации.

**VI. Приложения**

*Приложение № 1:*

1. *Объем финансирования инвестиционных мероприятий;*
2. *Реализация мероприятий в том числе за счет средств, учитываемых при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии;*
3. *Мероприятия направленные на повышение показателей надежности;*

*Приложение № 2 – «Рост единых (котловых) тарифов на услуги на долгосрочный период регулирования 2026-2035 гг.»;*

|  |  |
| --- | --- |
| Регулирующий орган:  Региональная служба по тарифам и ценообразованию Забайкальского края  И.о. руководителя Службы  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Н.В. Колебанова | Организация:  ПАО «Россети Сибирь» -  Филиал «Читаэнерго»  Директор филиала  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Н.В. Злыгостев |

|  |
| --- |
| Приложение 1  к Соглашению об условиях осуществления регулируемых видов деятельности |

**Объем финансирования инвестиционных мероприятий**

1. При формировании предусмотренных законодательством Российской Федерации предложений об утверждении (корректировки) инвестиционной программы Организация обязуется предусмотреть в составе источников финансирования инвестиционной программы средства, полученные в результате достигнутой экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, в размере не менее 50 % от величины экономии с учетом пункта 3.1.7.2 настоящего Соглашения.
2. Ежегодно в соответствии с процедурами, предусмотренными действующим законодательством, Регулирующий орган осуществляет мониторинг исполнения Организацией инвестиционной программы.
3. На основании результатов указанного мониторинга регулирующий орган рассчитывает корректировку необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы в соответствии с Методическими указаниями № 98-э.

Объем финансирования инвестиционных мероприятий на момент заключения Соглашения по приказу Минэнерго России к приказу Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@, млн.руб.

Таблица 5

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Показатель** | **2025 год** | **2026 год** | **2027 год** | **2028 год** | **Итого** |
| **Утвержденный план** | **Утвержденный план** | **Утвержденный план** | **Утвержденный план** | **План** |
| *1* | *2* | *3.3* | *3.4* | *3.5* | *3.6* | *4* |
| Источники финансирования инвестиционной программы всего (строка I + строка II), в т.ч.: | | **337,64** | **286,97** | **153,68** | **119,39** | **2 433,10** |
| **I** | **Собственные средства всего, в т.ч:** | **337,64** | **286,97** | **153,68** | **119,39** | **2 115,62** |
| 1.1 | Прибыль, направляемая на инвестиции, в том числе: | 68,02 | 65,73 | 65,73 | 65,73 | 559,84 |
| 1.1.1 | полученная от реализации продукции и оказанных услуг по регулируемым ценам (тарифам): | 68,02 | 65,73 | 65,73 | 65,73 | 559,84 |
| 1.1.2 | от технологического присоединения, в том числе | 68,02 | 65,73 | 65,73 | 65,73 | 559,84 |
| 1.1.1.2 | авансовое использование прибыли | 68,02 | 65,73 | 65,73 | 65,73 | 559,84 |
| 1.2 | Амортизация основных средств всего, в том числе: | 258,52 | 204,10 | 68,84 | 30,65 | 1 441,93 |
| 1.2.1 | текущая амортизация, учтенная в ценах (тарифах) всего, в том числе: | 256,72 | 202,22 | 66,89 | 28,62 | 1 430,86 |
| 1.2.1.1 | оказание услуг по передаче электрической энергии | 256,72 | 202,22 | 66,89 | 28,62 | 1 430,86 |
| 1.2.2 | прочая текущая амортизация | 1,81 | 1,88 | 1,95 | 2,03 | 11,07 |
| 1.3 | Прочие собственные средства всего, в том числе: | 11,10 | 17,15 | 19,12 | 23,01 | 113,86 |
| 1.3.1 | остаток собственных средств на начало года | 11,10 | 17,15 | 19,12 | 23,01 | 113,86 |
| **II** | **Привлеченные средства всего, в том числе:** | **0,00** | **0,00** | **0,00** | **0,00** | **317,47** |
| 2.1 | Кредиты | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 317,47 |

Реализация мероприятий в том числе за счет средств, учитываемых при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии

Таблица 6 (млн руб. (без НДС))

| Год | Амортизация | Прибыль на инвестиции | Выпадающие доходы на льготное ТП, в том числе: | | | Итого |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Реализация программы «Дальневосточный гектар» | текущие | накопленные | объектов ФГУП РТРС |
| 2026 | 1 083 | 200,0 | 310 | 0 | 0 | 1 593 |
| 2027 | 1 076 | 250,4 | 323 | 0 | 0 | 1 649 |
| 2028 | 1 098 | 250,4 | 336 | 0 | 0 | 1 684 |
| 2029 | 1 141 | 250,4 | 349 | 0 | 0 | 1 740 |
| 2030 | 1 201 | 250,4 | 364 | 0 | 0 | 1 815 |
| 2031 | 1 215 | 250,4 | 378 | 637 | 162 | 2 642 |
| 2032 | 1 241 | 250,4 | 394 | 637 | 162 | 2 684 |
| 2033 | 1 233 | 250,4 | 410 | 637 | 162 | 2 692 |
| 2034 | 1 275 | 250,4 | 426 | 637 | 162 | 2 750 |
| 2035 | 1 291 | 250,4 | 443 | 637 | 162 | 2 783 |
|  | **11 854** | **2 453** | **3 733** | **3 185** | **810** | **22 036** |

|  |  |
| --- | --- |
| Региональная служба по тарифам  и ценообразованию Забайкальского края  И.о. руководителя Службы  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Н.В. Колебанова | ПАО «Россети Сибирь» -  Филиал «Читаэнерго»  Директор филиала  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Н.В. Злыгостев |

Мероприятия

направленные на повышение показателей надежности

Таблица 7

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Сметная стоимость, млн. руб. с НДС | Амортизация (без НДС) | | | | | | | | | |
| 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| ВСЕГО: | 34543,134 | 1083,252 | 1075,928 | 1098,161 | 1140,590 | 1201,243 | 1214,801 | 1240,683 | 1232,954 | 1274,817 | 1290,937 |
| ЧЭ + ППН Забайкальского края | 12438,703 | 892,036 | 764,879 | 937,993 | 766,405 | 1199,664 | 1213,222 | 1239,105 | 1231,375 | 1273,238 | 1289,358 |
| ППН Забайкальского края | 2215,263 | 11,396 | 204,277 | 153,837 | 3,186 | 55,251 | 238,310 | 677,969 | 654,141 | 0,000 | 0,000 |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно (реконструкция) | 75,94697897 | 0,175 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 |
| Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно (реконструкция) | 15,20719627 | 0,175 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 | 0,789 |
| Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Третья с заменой силовых трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА | 404,8527763 | 315,073 | 28,947 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ново-Широкая с заменой силовых трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА | 421,8771699 | 329,191 | 29,763 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10/6 кВ Северная РУ-6 кВ с заменой дугогасительных реакторов и системы автоматического управления ДГР, 2 комплекта | 24,0672768 | 0,044 | 21,067 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Степь с заменой маслонаполненного высоковольтного ввода на герметичный с твёрдой изоляцией (1 шт.) | 1,36112281 | 1,194 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Черновская с заменой маслонаполненных высоковольтных вводов на герметичные с твердой изоляцией (4 шт.) | 5,44447818 | 4,776 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Техперевооружение ПС 110/35/6 кВ Акатуй ТТ-110-Т1 с заменой маслонаполненных трансформаторов тока ТФНД-110 (3 шт.) | 8,78837957 | 7,709 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Техперевооружение ПС 110/35/6 кВ Акатуй ТТ-110-Т2 с заменой маслонаполненных трансформаторов тока ТФНД-110 (3 шт.) | 8,78837957 | 7,709 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Техперевооружение ПС 110/35/10/6 кВ Вершина Дарасун ТТ-110-1 с заменой маслонаполненных трансформаторов тока ТФМ-110 (3 шт.) | 8,78837957 | 7,709 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Турга с заменой комплектов резервных защит ВЛ-110-64 Турга-Харанорская ГРЭС I цепь, ВЛ-110-65 Турга-Харанорская ГРЭС II цепь типа ШДЭ 2801 на МП, 2 комплекта | 2,63728196 | 2,313 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10/6 кВ Каштак с заменой комплектов основных защит ВЛ-110-07 Читинская ТЭЦ-1 -Каштак I цепь, ВЛ-110-08 Читинская ТЭЦ-1 - Каштак II цепь типа ПДЭ 2802 на МП, 2 комплекта | 2,80001446 | 0,263 | 2,193 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Турга с заменой комплектов основных защит ВЛ-110-64 Турга – Харанорская ГРЭС I цепь, ВЛ-110-65 Турга – Харанорская ГРЭС II цепь типа ПДЭ 2802 на МП, 2 комплекта | 2,80001446 | 0,263 | 2,193 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Атамановка с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Степь с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Верхняя Давенда с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 35/6 кВ Аэропорт с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10/6 кВ Кадая с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/6 кВ Кадала с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Беклемишево с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Первая с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10/6 кВ Оловянная с монтажом устройств защиты от дуговых замыканий, 2 комплекта | 2,30219098 | 2,019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Орловский ГОК с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-518 Орловский ГОК – Ново-Орловск I цепь, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Орловский ГОК с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-519 Орловский ГОК – Ново-Орловск II цепь, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Орловский ГОК с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-520 Орловский ГОК – Старо-Орловск, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Орловский ГОК с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-516 Орловский ГОК – Цокто-Хангил, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Орловский ГОК с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-509 Орловский ГОК – Могойтуй-1, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Орловский ГОК с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-508 Орловский ГОК – Агинская, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Казаново с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-212 Казаново – ОПХ, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Казаново с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-226 Казаново – Дельмачик, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Казаново с установкой прибора для ОМП на ВЛ 35-223 Казаново – Шилка, 1 шт. | 1,59804639 | 1,402 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Борзя Восточная с заменой комплекта ОПН-110-Т1, ОПН-110-2 на комплект ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Борзя Западная с заменой комплекта РВС-110-Т2 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,69332851 | 0,608 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Дульдурга с заменой комплекта РВС-110-1 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,69332851 | 0,608 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Мордой с заменой комплекта РВС-110-1, РВС-110-2 на комплекты ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10/6 кВ Оловянная с заменой комплекта РВС-110-Т3 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,69332851 | 0,608 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Первая с заменой комплекта РВС-110-1 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,69332851 | 0,608 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Урейск с заменой комплекта РВС-110-1 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,69332851 | 0,608 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Безречная с заменой комплекта РВС-110-Т2 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,69332851 | 0,608 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10 кВ Ингода с заменой комплекта РВС-110-2 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,69332851 | 0,608 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Красный Чикой с заменой комплекта РВС-110-Т2 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,69332851 | 0,608 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Орловский ГОК с заменой комплекта РВС-110-Т1, РВС-110-Т2 на комплекты ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10/6 кВ Кайдайловская с заменой комплекта РВС-110-Т1, РВС-110-Т2 на комплекты ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10/6 кВ Каштак с заменой комплекта РВС-110-Т1, РВС-110-Т2, РВС-110-1, РВС-110-2 на комплекты ОПН-110, 12 комплектов | 2,94443655 |  | 2,583 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10 кВ КСК с заменой комплекта РВС-110-Т1, РВС-110-Т2 на комплекты ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10 кВ Промышленная с заменой комплекта РВС-110-Т1, РВС-110-Т2 на комплекты ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10 кВ Угдан с заменой комплекта РВС-110-Т1, РВС-110-Т2 на комплекты ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/6 кВ Молодёжная с заменой комплекта РВС-110-1, РВС-110-2, РВС-110 на комплекты ОПН-110, 9 комплектов | 2,20832754 |  | 1,937 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10/6 кВ Центральная с заменой комплекта РВС-110-Т1, РВС-110-Т2 на комплекты ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/6 кВ Черновская с заменой комплекта РВС-110-1, РВС-110-2, РВС-110-Т2 на комплекты ОПН-110, 9 комплектов | 2,07998297 | 1,825 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/6 кВ Южная с заменой комплекта РВС-110-Т1, РВС-110-Т2 на комплекты ОПН-110, 6 комплектов | 1,38665601 | 1,216 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Борзя Восточная с заменой комплекта РВС-110-Т2 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,85702876 | 0,752 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Борзя Западная с заменой комплекта РВС-110-Т1 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,85702876 | 0,752 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/10 кВ Даурия с заменой комплекта ОПН-110-Т2 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,85702876 | 0,752 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ПС 110/35/10 кВ Чернышевск с заменой комплекта ОПН-110-Т2 на комплект ОПН-110, 3 комплекта | 0,85702876 | 0,752 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (расширение просек ВЛ-110 кВ №21 «Балей - Калангуй» – 51,48 га (ЮЭС)) | 10,80269077 |  | 9,476 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (расширение просек ВЛ-110 кВ №69 «Чернышевск-Жирекен» – 25 га, ВЛ-110 кВ №19 «Холбон-Балей» – 22,3 га, ВЛ-110 кВ №72 «Ксеньевская-Давенда» – 25 га), 72,3 га | 24,44913548 |  |  | 21,447 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (расширение просек ВЛ-110 кВ №73 «Могоча-Давенда» – 51,7 га) | 12,26511218 | 10,759 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ с приведением просек к нормативным требованиям (расширение просек ВЛ-110 кВ №73 «Могоча-Давенда» – 48,8 га) | 12,30235684 | 10,792 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ-110-14 от ПС 220/110/10/6 кВ Холбон до ПС 110/35/10 кВ Вершина Дарасуна с заменой деревянных одноцепных опор протяженностью 75,3 км | 615,4 |  |  |  |  |  |  |  |  | 82,789 | 238,623 |
| Реконструкция ВЛ-110-93 от ПС 110/35/10 кВ Шелопугино до ПС 110/6 кВ Вершина Шахтамы с заменой деревянных одноцепных опор протяженностью 50,880 км | 2135,941368 |  | 52,473 | 399,905 | 497,735 | 930,107 |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ-110-21 от ПС 110/35/10 кВ Балей до ПС 110/35/10/3 кВ Калангуй с заменой деревянных одноцепных опор протяженностью 72,5 км | 3016,14466 |  |  |  |  |  |  | 97,809 | 509,772 | 1122,987 | 983,273 |
| Реконструкция участка ВЛ-110-22 от ПС 110/35/10 кВ Балей до ПС 110/35/10 Шелопугино с заменой деревянных одноцепных опор протяженностью 11 км | 417,6768841 |  |  |  |  | 9,271 | 198,468 | 165,111 |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 2 Ареда-Байгул от ПС 35/10 кВ «Ареда» с заменой опор, провода протяженностью 7 км | 98,24835299 |  |  | 4,658 | 82,233 |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 6 Чернышевск-Кумаканда от ПС 110/35/10 кВ «Чернышевск» с заменой опор, провода протяженностью 6,93 км | 89,25758881 | 4,669 | 73,943 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 2 Чернышевск-Новоильинск от ПС 110/35/10 кВ «Чернышевск» с заменой опор, провода протяженностью 2,75 км | 37,71997435 |  |  | 1,238 | 31,966 |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 6 кВ ф. Караган от ПС 35/6 кВ «Усть - Кара» с заменой опор, провода протяженностью 10 км | 137,8630196 | 5,091 | 116,343 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 1 В.Хила-Новоберезовка от ПС 35/10 кВ «Верхняя Хила» с заменой опор, провода протяженностью 2 км | 26,63864057 |  | 1,187 | 22,264 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ 6 кВ ф. 3 РП-21, яч.33 от ПС 110/10/6 кВ Каштак с заменой кабельной линии протяженностью 2,1 км | 67,64332714 |  |  |  | 2,832 | 56,543 |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ 10 кВ 1РП-32, яч.32 от ПС 110/10/6 кВ Кайдаловскаяс заменой кабельной линии протяженностью 1,48 км | 76,17789195 |  | 1,998 | 65,062 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 7 Верх. Тасуркай от ПС 35/10 кВ Досатуй с заменой опор, провода протяженностью 15 км | 225,3181357 |  |  |  |  | 5,108 | 193,908 |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 7 Верх. Тасуркай от ПС 35/10 кВ Досатуй с заменой опор, провода протяженностью 4 км | 57,40319456 |  | 1,187 | 49,345 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 10 Талача от ПС 35/10 кВ Урульга с заменой опор, провода протяженностью 4,06 км | 56,00600901 | 1,129 | 48,208 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 12 Бальзино от ПС 110/35/10 кВ Дульдурга с заменой провода протяженностью 3,2 км | 14,67709283 | 0,604 | 12,324 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 13 Шарагорохон от ПС 110/35/10 кВ Тыргетуй с заменой опор, провода протяженностью 1,75 км | 25,97413484 | 1,179 | 21,698 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 5 Алтан от ПС 35/10 кВ Билютуй с заменой опор протяженностью 0,84 км | 10,88061921 | 1,231 | 8,347 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-10 кВ ПС Каштак, ф.2РП-43, яч.27 протяженностью 2 км | 51,6208445 |  | 1,032 | 44,410 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-10 кВ ПС Каштак, ф.1РП-43, яч.5 протяженностью 1,6 км | 41,2966756 |  | 0,825 | 35,528 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ РП-14-ТП-174 протяженностью 0,68 км | 34,37272756 |  | 0,702 | 29,557 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ РП-4 - ТП-1043 протяженностью 1,4 км | 35,38369013 |  |  |  |  |  | 0,724 | 31,272 |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ ф.ТП-43-ТП-1043 протяженностью 0,66 км | 16,68088249 |  | 0,340 | 14,344 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ ф.Очистные2 (РП-17-РП-45) протяженностью 1,45 км | 36,64739335 |  |  |  |  | 0,745 | 31,403 |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ ф.Очистные3 (РП-17 -РП-45) протяженностью 1 км | 25,27406438 |  |  |  |  | 0,521 | 21,810 |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-350 - ТП «Политехникум» протяженностью 0,2 км | 5,0394211 |  | 0,103 | 4,333 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ РП-15-ТП-99 протяженностью 1,5 км | 37,91109657 |  |  |  |  |  | 0,776 | 33,514 |  |  |  |
| Реконструкция 2КЛ-10 кВ ПС Угдан 1РП-34, 2РП-34 протяженностью 3,8 км | 144,9720115 |  |  |  |  | 1,952 | 126,026 |  |  |  |  |
| Реконструкция 2КЛ-10 кВ ПС КСК 1РП-38, 2РП-38 протяженностью 1,8 км | 68,42168969 |  |  |  |  |  |  | 0,954 | 62,090 |  |  |
| Реконструкция 2КЛ-10 кВ ПС КСК 1РП-39 ,2РП-39 протяженностью 2,3 км | 87,74621747 |  |  |  |  |  | 1,190 | 78,190 |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-10 кВ ПС Угдан -2РП-24 протяженностью 1,75 км | 45,16823894 |  |  |  |  |  | 0,905 | 39,949 |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-491 ТП-Гараж связи протяженностью 1,6 км от ПС 110 кВ Кайдаловская | 41,2286081 |  |  |  |  |  | 0,827 | 36,463 |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-10 кВ ТП-325-ТП-326 протяженностью 0,81 км | 20,90644202 | 0,415 | 17,912 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-10 кВ ПС Каштак, ф.1 РП-26 протяженностью 2 км | 51,6208445 |  |  |  |  |  |  | 1,060 | 46,498 |  |  |
| Реконструкция КЛ-10 кВ ПС Каштак, ф.2 РП-26 протяженностью 2 км | 51,6208445 |  |  |  |  |  |  | 1,060 | 46,498 |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ РП-2-ТП-129 протяженностью 1 км | 21,09965925 |  | 0,516 | 18,058 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-218-ТП-470 протяженностью 0,35 км | 8,84592253 |  | 0,181 | 7,607 |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ ПС Молодежная- ф. РП-6 протяженностью 4,24 км | 153,0191035 |  |  |  |  |  |  | 2,246 | 138,744 |  |  |
| Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-75-ТП-71 протяженностью 0,85 км | 21,4175397 |  |  |  |  |  |  | 0,450 | 19,281 |  |  |
| Реконструкция КВЛ-6 ф. Очистные 4 от ПС 110 кВ Заречная протяженностью 3,2 км | 84,81579613 |  |  |  |  |  |  | 1,695 | 76,320 |  |  |
| Реконструкция КВЛ-6 ф. Политехникум (каб.вставка) от ПС 110 кВ Заречная протяженностью 3,27 км | 90,40140332 |  |  |  |  |  |  | 1,732 | 81,800 |  |  |
| Реконструкция КВЛ-6 ф. РП-1 (каб.вставка) от ПС 110 кВ Заречная протяженностью 3,27 км | 90,40140332 |  |  |  |  |  |  | 1,732 | 81,963 |  |  |
| Реконструкция КВЛ-6 ф. 1РП-33 от ПС 110 кВ Каштак протяженностью 0,15 км | 2,3623038 |  |  |  | 0,253 | 1,821 |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КВЛ-6 ф. 2РП-33 (каб.вставка) от ПС 110 кВ Каштак протяженностью 1,5 км | 41,34644075 |  |  |  |  |  |  | 0,795 | 37,298 |  |  |
| Реконструкция КВЛ-6 ф. 2РП-6-ТП-288 от ПС 110 кВ Молодежная протяженностью 4,65 км | 56,26870013 |  |  |  |  |  |  | 2,601 | 49,211 |  |  |
| Реконструкция КВЛ-6 ф. Промышленный-1, ф. Промышленный-2 от ПС 110 кВ Южная протяженностью 3 км | 36,19461778 |  |  |  | 2,530 | 29,243 |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6кВ ТП10-ТП ЖД Больница протяженностью 1,4 км | 15,87195904 |  |  |  |  |  |  | 0,185 | 14,440 |  |  |
| Реконструкция КЛ-6кВ ТП9-ТП28 протяженностью 0,35 км | 9,22612729 | 0,179 | 7,908 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6кВ РП Авиагородок-ТП377 протяженностью 0,43 км | 11,33495638 |  |  |  |  |  | 0,222 | 10,030 |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-6кВ ТП42-ТП43 протяженностью 0,31 км | 8,14680577 |  |  |  |  |  | 0,160 | 7,208 |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-10кВ РП26-1ТП33 протяженностью 0,3 км | 8,01785373 |  |  |  | 0,155 | 6,883 |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-10кВ РП26-2ТП33 протяженностью 0,3 км | 8,01785373 |  |  |  | 0,155 | 6,883 |  |  |  |  |  |
| Реконструкция КЛ-10кВ РП26-ТП269 протяженностью 0,182 км | 4,8641646 |  |  |  | 0,094 | 4,175 |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ТП-37 ТП с заменой на КТП блочного типа | 47,63288041 |  |  |  |  | 3,028 | 39,031 |  |  |  |  |
| Реконструкция ТП-39 ТП с заменой на КТП блочного типа | 23,93901572 | 1,248 | 19,817 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ТП-72 ТП с заменой на КТП блочного типа | 25,68035761 | 1,178 | 21,419 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ТП-229 ТП с заменой на КТП блочного типа | 47,63288041 | 2,495 | 39,338 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ-10 кВ ф.11 Н. Чара - ТП№14 1,2 мкр протяженностью 3,97 км | 68,13251996 | 2,558 | 57,282 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. 5 «Дет.сад» «РП-14 - «ЗТП-25 протяженностью 1,4 км | 20,51205477 | 1,510 | 16,487 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. 2 «Поселок» «РП-14 - «ЗТП 2 протяженностью 1,5 км | 21,93818635 | 1,510 | 17,791 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция ВЛ-10 кВ №201 Бурукан протяженностью 35 км | 488,8946684 |  |  |  |  |  | 15,236 | 426,830 |  |  |  |
| Реконструкция ТП (КТПН-3кВ №1801 «Водокачка» от ВЛ-3кВ №18 Водокачака с ПС 110/35/10/3 «Калангуй») с заменой на КТП | 3,33591864 | 0,302 | 2,625 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-10 кВ фидер Курулга от ПС 110/35/10 кВ Урейск с установкой реклоузера 10 кВ (1 шт.) | 4,48575574 |  | 3,935 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2022 год: Модернизация ВЛ-110-40 от ПС 220/110/35/10 кВ Дарасун до ПС 110/35/6 кВ Курорт Дарасун с установкой линейных комплектов ОПН-110, 7 комплектов | 1,99973144 | 1,754 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2022 год: Модернизация ВЛ-110-43 от ПС 220/110/35/10 кВ Дарасун до ПС 110/35/6 кВ Курорт Дарасун с установкой линейных комплектов ОПН-110, 7 комплектов | 1,99973144 | 1,754 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2023 год: Модернизация ВЛ-110-52 от ПС 220/110/35 кВ П.Забайкальская до ПС 110/10 кВ Малета с установкой линейных комплектов ОПН-110, 10 комплектов | 2,8567602 | 2,506 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-10 кВ фидер Кыра-2 от ПС 110/35/10 кВ Мордой с установкой реклоузера 10 кВ (1 шт.) | 4,48575574 |  | 3,935 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-0,4 кВ МРЭС от КТП №10 фидер №1 Могоча с установкой стабилизаторов напряжения (1 шт) | 1,58636955 | 1,392 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-0,4 кВ БРЭС от КТП №294 фидер №1 ПС 35/10 кВ Унда с установкой стабилизаторов напряжения (1 шт) | 1,73229965 | 1,520 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-0,4 кВ БРЭС от КТП № 633 фидер №1 ПС 110/35/10 кВ Шелопугино с установкой стабилизаторов напряжения (1 шт) | 1,8131782 | 1,591 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-0,4кВ ЧРЭС от ТП-24177 фидер 1 с установкой стабилизаторов напряжения (1 шт) | 1,89497415 | 1,662 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-0,4кВ ЧРЭС от ТП-21227 фидер 1 с установкой стабилизаторов напряжения (1 шт) | 1,80160765 | 1,580 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-0,4кВ БРЭС от ТП-705 фидер 2 «Простоквашино» с установкой стабилизаторов напряжения (1 шт) | 1,89497415 | 1,662 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-110-45 «Курорт Дарасун - Дульдурга» с установкой системы мониторинга/сигнализации гололедообразования, 2 комплекта | 4,43887244 |  | 3,894 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-110-47 «Дульдурга - Мордой» с установкой системы мониторинга/сигнализации гололедообразования, 3 комплекта | 6,67045152 |  | 5,851 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-6 кВ фидер Карьер от ПС 110/35/6 кВ Третья с установкой реклоузера 6 кВ (1 шт.) | 4,48575574 |  | 3,867 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-10 кВ фидер Жиндо от ПС 110/10 кВ Урлук с установкой реклоузера 10 кВ (1 шт.) | 4,48575574 |  | 3,862 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-10 кВ фидер СУ ГРЭС от ПС КСК 110/35/10 кВ с установкой реклоузера 10 кВ (1 шт.) | 4,48575574 |  | 3,867 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-6 кВ Лазо-Сенькина Падь от РУ-6 кВ Приаргунской ТЭЦ с установкой реклоузера 6 кВ (1 шт.) | 4,48575574 |  | 3,935 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-10 кВ фидер Большой Зерентуй от ПС 35/10 кВ Нерчинский Завод с установкой реклоузера 10 кВ (1 шт.) | 4,48575574 |  | 3,935 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЛ-10 кВ фидер Газ-Завод от ПС 35/10 кВ Газимурский Завод с установкой реклоузера 10 кВ (1 шт.) | 4,48575574 |  | 3,935 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация технического учета электроэнергии на вводах трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ, 187 точек учета | 8,07001898 |  | 7,079 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация технического учета электроэнергии на вводах трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ, 170 точек учета | 7,22796147 |  | 6,340 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем учета электроэнергии во исполнение требований ФЗ №522 (истечение МПИ, срока эксплуатации, выход из строя), 3 121 точек учета | 100,8259272 |  | 88,444 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем учета электроэнергии во исполнение требований ФЗ №522 (истечение МПИ, срока эксплуатации, выход из строя), 2 865 точек учета | 94,9788849 |  |  | 83,315 |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем учета электроэнергии во исполнение требований ФЗ №522 (истечение МПИ, срока эксплуатации, выход из строя), 3 020 точек учета | 110,5933219 |  |  |  | 97,012 |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем учета электроэнергии во исполнение требований ФЗ №522 (истечение МПИ, срока эксплуатации, выход из строя), 4 577 точек учета | 167,9092246 |  |  |  | 147,289 |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем учета электроэнергии во исполнение требований ФЗ №522 (истечение МПИ, срока эксплуатации, выход из строя), 2 342 точек учета | 69,36074677 |  |  |  | 60,843 |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Верхняя Давенда | 0,60537744 | 0,531 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Вторая | 0,60537744 | 0,531 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Ингода | 0,60537744 | 0,531 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Тыргетуй | 0,60537744 | 0,531 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/10 кВ Угдан | 0,64647228 | 0,567 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/6 кВ Кадала | 0,64647228 | 0,567 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Ксеньевская | 0,60537744 | 0,531 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/35/10 кВ Чернышевск | 0,59321875 | 0,520 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/10/6 кВ Заречная | 0,52610975 | 0,461 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/35/10 кВ Абагайтуй | 0,52610975 | 0,461 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Нерчинск | 0,46312503 | 0,406 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Вершина Шахтамы | 0,43057063 | 0,378 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Дульдурга | 0,52610975 | 0,461 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/6 кВ Молодежная | 0,72501308 | 0,636 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/10/6 кВ Центральная | 0,72501308 | 0,636 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Антипиха | 0,72501308 | 0,636 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Борзя Восточная | 0,48356749 |  | 0,424 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Оловянная | 0,72046394 |  | 0,632 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Первая | 0,72046394 |  | 0,632 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Степь | 0,63310347 |  | 0,555 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Агинская | 0,67389074 |  | 0,591 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Бугдаинская | 0,36692041 |  | 0,322 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/35/6 кВ Черновская | 0,60160549 |  | 0,528 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/35/6 кВ Верхняя Давенда | 0,60160549 |  | 0,528 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/35/10 кВ Тыргетуй | 0,60160549 |  | 0,528 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/35/6 кВ Вершина Шахтамы | 0,60160549 |  | 0,528 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/35/10 кВ Борзя Восточная | 0,60160549 |  | 0,528 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/10 кВ КСК | 0,64624499 |  | 0,567 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Быстринская | 0,36692041 |  | 0,322 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и телемеханики на ПС 110/35/10 кВ Казаново | 0,30779046 | 0,221 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы регистрации аварийных событий и телемеханики ПС 110/10 кВ Даурия | 0,43438528 |  | 0,381 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и передачи данных ПС 110/35/10 кВ Сосново-Озерская | 0,70718991 | 0,108 | 0,513 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и передачи данных ПС 110/6 кВ Насосная тепловых сетей ПНС-110 | 3,09974432 | 0,132 | 2,587 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем связи и передачи данных ПС 110/10 кВ Промышленная | 1,77249569 | 0,132 | 1,423 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЧ связи на Приаргунской ТЭЦ | 1,42709085 | 1,252 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЧ связи на ПС 110/35/10 кВ Кадая | 2,63907374 | 2,315 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЧ связи на ПС 35/10 кВ Калга | 0,91247547 | 0,800 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация ВЧ связи на ПС 35/10 кВ Булдуруй | 0,91247547 | 0,800 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация системы ТМ на ПС 35/10 кВ Приаргунская | 2,04139362 | 1,791 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация канала связи ОДС ЮЗЭС ПС 110/35/10 кВ Дульдурга - ПС 35/10 кВ Цаган-Оль | 3,24414 | 0,199 | 2,647 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Модернизация систем телемеханики на ПС 110/10/6 кВ Каштак | 10,51039625 | 0,143 | 9,076 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Реконструкция системы отопления производственной базы ЦЭС с заменой систем отопления, заменой электрокотлов на энергоэффективные с автоматикой управления и дополнительными мероприятиями, направленными на снижение расхода энергоресурсов | 33,6461431 |  | 27,833 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Приобретение измерительных приборов – 2 шт. (УФ-камера для диагностирования электросетевого оборудования (ПС/ЛЭП) в УФ-спектре - 1 шт., Хроматограф – 1 шт.) | 4,73198163 |  | 4,151 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Приобретение измерительных приборов для РЗА – 17 шт. (Ретом-61 – 1 шт., Ретом-21 – 3 шт., Ретометр М2 – 5 шт., РЕТ-3000 – 3 шт., Рет-ВАХ – 3 шт., Ретом-61850 – 2 шт.) | 15,38958397 |  | 13,500 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка полуприцепа - 1 шт. | 7,17401358 |  | 6,293 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Приобретение поточного сканера - 1 шт. | 0,17466424 | 0,153 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Приобретение аппарата сварочного - 1 шт. | 0,3756741 | 0,330 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Приобретение рефлектометра оптического - 1 шт. | 0,48085836 | 0,422 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2026 в части филиала «Читаэнерго» | 63,95273741 | 53,294 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2027 в части филиала «Читаэнерго» | 57,99630244 |  | 48,330 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2028 в части филиала «Читаэнерго» | 64,59349363 |  |  | 53,828 |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2029 в части филиала «Читаэнерго» | 80,95468366 |  |  |  | 67,462 |  |  |  |  |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2030 в части филиала «Читаэнерго» | 80,95468366 |  |  |  |  | 67,462 |  |  |  |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2031 в части филиала «Читаэнерго» | 80,95468366 |  |  |  |  |  | 67,462 |  |  |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2032 в части филиала «Читаэнерго» | 80,95468366 |  |  |  |  |  |  | 67,462 |  |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2033 в части филиала «Читаэнерго» | 80,95468366 |  |  |  |  |  |  |  | 67,462 |  |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2034 в части филиала «Читаэнерго» | 80,95468366 |  |  |  |  |  |  |  |  | 67,462 |  |
| Покупка лицензий программного обеспечения 2035 в части филиала «Читаэнерго» | 80,95468366 |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 67,462 |
| Приобретение измерительного оборудования - 7 шт. (прибор по измерению электрической емкости и тангенса угла диэлектрических потерь - 1 шт., аппарат высоковольтный испытательный - 3 шт., рефлектометр - 1 шт., метеометр - 1 шт., метерон - 1 шт.) | 4,24634494 |  | 3,725 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка БКМ-317А (БКМ317-62) на базе С41А23-20 GAZon NEXT Садко - 5 шт. | 69,22845158 | 36,922 | 24,398 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка МБШ-519 на базе УРАЛ-4320 - 3 шт. | 43,20040193 |  |  | 38,029 |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка автогидроподъемника АПТ -28 на шасси а/м Камаз-43114 - 6 шт. | 161,7897406 | 47,938 | 47,515 | 47,474 |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка автогидроподъемника на шасси «ГАЗон NEXT»/ ГАЗ-С41R13 - 9 шт. | 145,5414611 |  |  |  | 128,117 |  |  |  |  |  |  |
| Покупка бульдозера Б-10М - 5 шт. | 65,45515444 |  |  |  |  |  |  | 61,221 |  |  |  |
| Покупка седельного тягача на шасси а/м Камаз-65806 - 4 шт. | 83,16654918 |  |  |  |  |  |  | 75,264 |  |  |  |
| Покупка полуприцепа тяжеловоза г/п 40 т - 4 шт. | 32,1371974 |  |  |  |  |  |  | 29,083 |  |  |  |
| Покупка бортового полуприцепа ППб 30Б-32-14К УСТ 9465 - 4 шт. | 21,15099893 |  |  |  |  |  | 18,685 |  |  |  |  |
| Покупка МКМ - КАМАЗ-43118 с БКУ HTMI 086 - 16 шт. | 381,7447282 | 42,416 |  |  |  |  | 295,077 |  |  |  |  |
| Покупка полуприцепа тяжеловоза 9942L4 - 1 шт. | 11,37379566 |  |  |  |  |  |  | 10,293 |  |  |  |
| Покупка прицеп-роспуска 7078Н17 - 14 шт. | 32,3425469 |  |  |  |  |  | 28,571 |  |  |  |  |
| Покупка транспортно-бытовой машины УРАЛ-4320 - 3 шт. | 56,21442676 |  |  |  |  |  | 49,659 |  |  |  |  |
| Покупка седельного тягача г/п 50 тонн - 1 шт. | 15,09318855 |  |  |  |  |  | 13,333 |  |  |  |  |
| Покупка мобильных жилых вагончиков - 6 шт. | 23,10181922 |  |  |  | 20,336 |  |  |  |  |  |  |
| Покупка автокрана КАМАЗ-43118-3017-50 Клинцы 16 т - 4 шт. | 86,24679174 |  |  |  |  | 75,921 |  |  |  |  |  |
| Покупка автокрана КАМАЗ-43118-3017-50 Клинцы 25 т - 5 шт. | 124,23645 |  |  |  |  |  | 109,750 |  |  |  |  |
| Покупка гусеичного снегоболотохода ГАЗ-34039 - 4 шт. | 60,65510979 |  |  |  |  |  |  | 54,892 |  |  |  |
| Покупка бригадного автомобиля ГАЗ-231073 бортового - 40 шт. | 104,7282471 |  | 92,272 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Покупка бригадного автомобиля ГАЗ-27527 фургон - 64 шт. | 177,4219716 |  |  | 156,181 |  |  |  |  |  |  |  |
| Приобретение автономных резервных источников питания (АРИП) - 16 шт. | 40,25272784 | 35,704 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Приобретение оборудования для программы комплектования аварийного запаса филиала «Читаэнерго» | 66,92991118 | 59,493 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |
| --- | --- |
| Региональная служба по тарифам  и ценообразованию Забайкальского края  И.о. руководителя Службы  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Н.В. Колебанова | ПАО «Россети Сибирь» -  Филиал «Читаэнерго»  Директор филиала  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Н.В. Злыгостев |

|  |
| --- |
| Приложение 2  к Соглашению об условиях осуществления регулируемых видов деятельности |

**Рост единых (котловых) тарифов**

**на услуги на долгосрочный период регулирования 2026-2035 гг.**

Таблица 8

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Уровень напряжения | | | |
| ВН | СН1 | СН2 | НН |
| 2 полугодие 2026 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2027 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2027г. х СЭП 2027г. | ставка 1 полугодия 2027г. х СЭП 2027г. | ставка 1 полугодия 2027г. х СЭП 2027г. | ставка 1 полугодия 2027г. х СЭП 2027г. |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2028 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2028г. х СЭП 2028г. | ставка 1 полугодия 2028г. х СЭП 2028г. | ставка 1 полугодия 2028г. х СЭП 2028г. | ставка 1 полугодия 2028г. х СЭП 2028г. |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2029 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2029г. х СЭП 2029г. | ставка 1 полугодия 2029г. х СЭП 2029г. | ставка 1 полугодия 2029г. х СЭП 2029г. | ставка 1 полугодия 2029г. х СЭП 2029г. |
| Ставка на потери (руб./МВт)\* | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2030 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2030г. х СЭП 2030г. | ставка 1 полугодия 2030г. х СЭП 2030г. | ставка 1 полугодия 2030 г. х СЭП 2030г. | ставка 1 полугодия 2030г. х СЭП 2030г. |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2031 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2031г. х СЭП 2031г. | ставка 1 полугодия 2031г. х СЭП 2031г. | ставка 1 полугодия 2031г. х СЭП 2031г. | ставка 1 полугодия 2031г. х СЭП 2031г. |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2032 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2032г. х СЭП 2032г. | ставка 1 полугодия 2032г. х СЭП 2032г. | ставка 1 полугодия 2032г. х СЭП 2032г. | ставка 1 полугодия 2032г. х СЭП 2032г. |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2033 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2033г. х СЭП 2033г. | ставка 1 полугодия 2033г. х СЭП 2033г. | ставка 1 полугодия 2033г. х СЭП 2033г. | ставка 1 полугодия 2033г. х СЭП 2033г. |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2034 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2034г. х СЭП 2034г. | ставка 1 полугодия 2034г. х СЭП 2034г. | ставка 1 полугодия 2034г. х СЭП 2034г. | ставка 1 полугодия 2034г. х СЭП 2034г. |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |
|  | 2 полугодие 2035 г. | | | |
| Ставка на содержание сетей (руб./МВт.мес) | ставка 1 полугодия 2035г. х СЭП 2035г. | ставка 1 полугодия 2035г. х СЭП 2035г. | ставка 1 полугодия 2035г. х СЭП 2035г. | ставка 1 полугодия 2035г. х СЭП 2035г. |
| Ставка на потери (руб./МВт) | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% | СЭП + 0% |

Примечание:

СЭПi - рост регулируемых тарифов сетевых организаций в году i для всех категорий потребителей в среднем по стране согласно разделу «Цены и тарифы в электроэнергетике» Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации опубликованного Минэкономразвития России (в том числе скорректированного в текущем году).

В случае изменения параметров Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации (СЭП) на соответствующий год, отклонения параметров Сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на соответствующий год, а также отклонения иных параметров по итогам тарифного регулирования рост ставок единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии для потребителей края подлежит уточнению путем заключения дополнительного Соглашения.

|  |  |
| --- | --- |
| Региональная служба по тарифам  и ценообразованию Забайкальского края  И.о. руководителя Службы  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Н.В. Колебанова | ПАО «Россети Сибирь» -  Филиал «Читаэнерго»  Директор филиала  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Н.В. Злыгостев |